

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES



**“ANÁLISIS DE ESCENARIOS ECONÓMICOS DE UN MINISISTEMA
SOLAR FOTOVOLTAICO ON GRID RESIDENCIAL DE 700 W EN UN
ÁMBITO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA URBANIZACIÓN
AMPLIACIÓN SAN SANTIAGO DE JULIACA”**

Bach. Henry Josue Condori Quilla

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


Asesor:

Dr. Washington Miguel Soncco Vilcapaza



Juliaca - 2025





UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES



**“ANÁLISIS DE ESCENARIOS ECONÓMICOS DE UN MINISISTEMA
SOLAR FOTOVOLTAICO ON GRID RESIDENCIAL DE 700 W EN UN
ÁMBITO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA URBANIZACIÓN
AMPLIACIÓN SAN SANTIAGO DE JULIACA”**

Bach. Henry Josue Condori Quilla

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

Asesor:

Dr. Washington Miguel Soncco Vilcapaza



Juliaca - 2025



UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES



**“ANÁLISIS DE ESCENARIOS ECONÓMICOS DE UN MINISISTEMA
SOLAR FOTOVOLTAICO ON GRID RESIDENCIAL DE 700 W EN UN
ÁMBITO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA URBANIZACIÓN
AMPLIACIÓN SAN SANTIAGO DE JULIACA”**

Bach. Henry Josue Condori Quilla

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

Asesor:

Dr. Washington Miguel Soncco Vilcapaza

Juliaca, 2025

FICHA CATALOGRÁFICA

Condori, H. (2025). *Análisis de escenarios económicos de un minisistema solar fotovoltaico on grid residencial de 700 W en un ámbito de generación distribuida en la urbanización Ampliación San Santiago de Juliaca*. (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de Juliaca.

Autor: Henry Josue Condori Quilla

Título: Análisis de escenarios económicos de un minisistema solar fotovoltaico on grid residencial de 700 w en un ámbito de generación distribuida en la urbanización Ampliación San Santiago de Juliaca

Publicación: Juliaca, 2024

Descripción: Cantidad de páginas (111 páginas)

Nota: Tesis - Escuela profesional de Ingeniería en Energías Renovables - Universidad Nacional de Juliaca

Código: 02-000045-02/C76

Nota: Incluye bibliografía

Asesor: Dr. Washington Miguel Soncco Vilcapaza

Palabras clave: Generación distribuida, VAN, TIR y PRS.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES**

**“ANÁLISIS DE ESCENARIOS ECONÓMICOS DE UN MINISISTEMA
SOLAR FOTOVOLTAICO ON GRID RESIDENCIAL DE 700 W EN UN
ÁMBITO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA URBANIZACIÓN
AMPLIACIÓN SAN SANTIAGO DE JULIACA”**

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

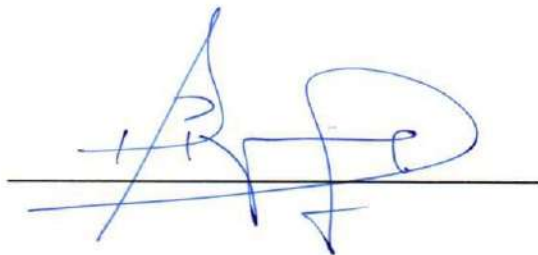
Presentada por:

HENRY JOSUE CONDORI QUILLA

Sustentada y aprobada ante el siguiente jurado:

Dr. Henry Pizarro Viveros

PRESIDENTE DE JURADO



Dr. Ubaldo Yancachajlla Tito

JURADO (secretario)

2º MIEMBRO

**M. Sc. Armando Antonio Salinas
Del Carpio**

JURADO (vocal)

3º MIEMBRO



Dr. Washington Miguel Soncco Vilcapaza
ASESOR DE TESIS

Henry Josue Condori Quilla

ANÁLISIS DE ESCENARIOS ECONÓMICOS DE UN MINISISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO ON GRID RESIDENCI...

 Universidad Nacional de Juliaca

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::3117:522241882

111 páginas

Fecha de entrega

3 nov 2025, 10:42 a.m. GMT-5

26.632 palabras

Fecha de descarga

3 nov 2025, 10:47 a.m. GMT-5

140.956 caracteres

Nombre del archivo

TESIS Henry J Condori Q - FINAL IV.pdf

Tamaño del archivo

5.4 MB






12% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe


- Bibliografía
- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 10 palabras)

Fuentes principales

- 10%  Fuentes de Internet
- 2%  Publicaciones
- 8%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alerta de integridad para revisión

-  **Texto oculto**
12 caracteres sospechosos en N.º de páginas
El texto es alterado para mezclarse con el fondo blanco del documento.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.



DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mi madre Sofia y a mis hermanos Franklin, Elisa y Synthia por el amor incondicional y el apoyo constante, por el sacrificio de cada uno de ustedes, por el aliento que me han dado para seguir adelante, incluso en los momentos más oscuros.

A la memoria de mi padre, Martiniano, por enseñarme el verdadero significado de la fortaleza y por mostrarme que el amor trasciende el tiempo y la distancia, siempre llevaré su presencia en mi corazón, sus enseñanzas resuenan en cada rincón de mi ser, su espíritu indomable y su pasión por la vida son una fuente inagotable de inspiración que me guía en cada paso que doy. Su legado vive en mí, recordándome que los sueños son alcanzables con esfuerzo y dedicación.

Henry Josue Condori Quilla

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, quien ha sido mi guía y fortaleza a lo largo de este proceso, su palabra me ha inspirado y motivado en cada paso del camino: "Mira que te mando que te esfuerces y seas valiente; no temas ni desmayes, porque Jehová tu Dios estará contigo en dondequiera que vayas" (Josué 1:9), este pasaje me ha permitido perseverar y alcanzar este importante logro. Gracias, Dios, por ser mi refugio y mi fortaleza en cada paso de mi vida.

Agradezco de manera muy especial a mis amigos Juan Portugal y Carolina Coaquira, porque en los momentos más difíciles de este trabajo, su amistad brilló con más fuerza. Me tendieron la mano sin pedir nada a cambio, me alentaron cuando más lo necesitaba recordándome que no estaba solo. Su apoyo incondicional, sus palabras de aliento fueron de muchísima ayuda. Gracias por caminar conmigo y por enseñarme que la amistad verdadera no se dice, se demuestra.

Henry Josue Condori Quilla

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTO	ii
ÍNDICE GENERAL	iii
ÍNDICE DE TABLAS	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE ANEXOS	ix
ACRÓNIMOS	x
RESUMEN	11
ABSTRACT	12
INTRODUCCIÓN	13

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Formulación del problema	16
1.1.1. Problema general	16
1.1.2. Problemas específicos	16
1.2. Objetivos de la investigación.....	16
1.2.1. Objetivo general.....	16
1.2.2. Objetivos específicos	16
1.3. Formulación de la hipótesis	17
1.3.1. Hipótesis general.....	17
1.3.2. Hipótesis específica	17
1.4. Justificación	18
1.4.1. Justificación ambiental.....	18
1.4.2. Justificación social	18
1.4.3. Justificación económica	18

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. Antecedentes.....	20
2.1.1 Internacional	20
2.1.2 Nacional.....	21
2.1.3 Local	24
2.2. Marco conceptual.....	25
2.2.1. Energías renovables	25
2.2.2. Energía solar	25
2.2.3. Radiación solar.....	27

2.2.4.	Hora sol pico (HSP).....	29
2.2.5.	Módulo fotovoltaico.....	29
2.2.6.	Instalaciones solares fotovoltaicas.....	30
2.2.7.	Elementos de un sistema fotovoltaico conectado a red	31
2.2.8.	Accesorios de monitoreo para un sistema fotovoltaico	32
2.2.9.	Generación distribuida	34
2.2.10.	Esquemas de interconexión con solar feed-in tariff.....	34
2.2.11.	Marco regulatorio en Latinoamérica.....	35
2.2.12.	Marco regulatorio de la generación distribuida en el Perú	36
2.2.13.	Facturación por consumo de electricidad	37
2.2.14.	Ingresos por escenario económico	37
2.2.15.	Fondo de inclusión social energético.....	40
2.2.16.	Vale GLP	41
2.2.17.	Flujo de caja MSFVCR en un ámbito de generación distribuida	41
2.2.18.	Flujo de caja.....	42
2.2.19.	Rentabilidad de un sistema fotovoltaico	43
2.2.20.	Índices de rentabilidad	43

CAPÍTULO III MATERIALES Y MÉTODOS

3.1.	Ámbito de estudio.....	48
3.2.	El horizonte del proyecto:.....	48
3.3.	Tipo de investigación.....	48
3.4.	Enfoque de la investigación.....	48
3.5.	Diseño de la investigación	49
3.6.	Materiales	49
3.6.1.	Recursos humanos	49
3.6.2.	Recursos materiales o equipos	49
3.6.3.	Metodología para la determinación del cuadro de cargas.....	52
3.6.4.	Metodología para la obtención datos eléctricos.....	53
3.7.	Implementación del MSFV de 700 W on-grid residencial.....	53
3.7.1.	Orientación.....	53
3.7.2.	Montaje de estructuras de soporte.....	53
3.7.3.	Montaje de módulos fotovoltaicos.....	54
3.7.4.	Adaptación de la inclinación de los módulos fotovoltaicos.....	54

3.7.5.	Instalación de medidores y sistemas de protección	55
3.8.	Recopilación de los datos	56
3.9.	Procedimiento para la recopilación de los datos.....	56
3.9.1.	Programación de para adquisición de datos en PYTHON.....	56
3.9.2.	Procesamiento y visualización de los datos	58
3.10.	Análisis económico.....	58
3.10.1.	Presupuesto de la instalación	58
3.10.2.	Energía producida por el SFCR	60
3.10.3.	Flujos de caja proyectado.....	61
3.10.4.	Financiamiento.....	64
3.10.5.	Valor Actual Neto VAN	64
3.10.6.	Tasa Interna de Retorno TIR.....	64
3.10.7.	Impacto del programa FISE en el tiempo de retorno de la inversión	64

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1.	Resultados de la determinación de cantidad de energía generada.....	65
4.2.	Resultado del análisis del VAN TIR y PRS por económico por escenario	67
4.2.1.	Escenario de autoconsumo.....	76
4.2.2.	Escenario de compensación net metering	76
4.2.3.	Escenario de compensación net billing.....	76
4.2.1.	Escenario alternativo con el FISE.....	76
4.2.2.	Conclusiones del Análisis	77
4.3.	Resultado del impacto del FISE sobre el PRS.....	77

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.	Conclusiones.....	80
5.2.	Recomendaciones	81
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		82
ANEXOS.....		88

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 <i>Clasificación de las políticas de energías renovables en Perú</i>	26
Tabla 2 <i>Datos de radiación solar y temperatura proveídos por el SENAMHI</i>	28
Tabla 3 <i>Temperaturas máximas y mínimas proveídos por el SENAMHI</i>	28
Tabla 4 <i>Precio en barra para de ciudades importantes del Perú</i>	39
Tabla 5 <i>Tarifas por escenario económico</i>	42
Tabla 6 <i>Índice de riesgo individual para el mercado de los Estados Unidos</i>	45
Tabla 7 <i>El riesgo país de Perú</i>	45
Tabla 8 <i>Características del módulo fotovoltaico</i>	50
Tabla 9 <i>Características del generador fotovoltaico</i>	50
Tabla 10 <i>Características del inversor SOLIS G6 – GRIP de 700 W</i>	51
Tabla 11 <i>Cuadro de cargas eléctricas de la vivienda</i>	52
Tabla 12 <i>Símbolos gráficos en electricidad</i>	56
Tabla 13 <i>Presupuesto del proyecto</i>	59
Tabla 14 <i>Presupuesto de monitorización</i>	59
Tabla 15 <i>Producciones normalizadas por kWp instalado en la residencia</i>	61
Tabla 16 <i>Costos intangibles del MSFV de 700 W on grid residencial</i>	63
Tabla 17 <i>Consumos y generación en la vivienda</i>	65
Tabla 18 <i>Datos de partida para el escenario de autoconsumo</i>	67
Tabla 19 <i>Datos de partida para el escenario de facturación net metering</i>	67
Tabla 20 <i>Datos de partida para el escenario de facturación net billing</i>	68
Tabla 21 <i>Datos de partida para el escenario alternativo</i>	68
Tabla 22 <i>Flujo de caja del MSFV para el escenario de autoconsumo</i>	69
Tabla 23 <i>Flujo de caja del MSFV para el escenario de facturación net metering</i>	70
Tabla 24 <i>Flujo de caja del MSFV para el escenario de facturación net billing</i>	71
Tabla 25 <i>Flujo de caja del MSFV para el escenario alternativo</i>	72
Tabla 26 <i>VAN, TIR y PRS para cada escenario económico</i>	77
Tabla 27 <i>Análisis de varianza entre los cuatro escenarios económicos</i>	77
Tabla 28 <i>Prueba de t de Dunnett</i>	78

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. <i>Representación de los enlaces de los átomos del silicio</i>	27
Figura 2. <i>Espectro electromagnético de la radiación solar</i>	29
Figura 3. <i>Conexión de módulos a un inversor central</i>	32
Figura 4. <i>Medidor eléctrico monofásico DDS1352</i>	33
Figura 5. <i>Medidor eléctrico en DC PZEM 003 0 – 300 V y de 1 – 10 A</i>	33
Figura 6. <i>Placa del Raspberry PI4</i>	34
Figura 7. <i>Sistema fotovoltaico para conexión a la red</i>	35
Figura 8. <i>Esquema de operación de net metering</i>	38
Figura 9. <i>Esquema de operación del autoconsumo</i>	40
Figura 10. <i>Línea de tiempo del fondo de inclusión social energético</i>	41
Figura 11. <i>La tasa libre de riesgo de los Estados Unidos</i>	44
Figura 12. <i>Ubicación y orientación del proyecto de investigación</i>	48
Figura 13. <i>Módulo FV RENEPV modelo RD150M6</i>	49
Figura 14. <i>Generador del ministema solar fotovoltaico on-grid residencial</i>	50
Figura 15. <i>SOLIS Mini S6 – GRIP de 700 W</i>	51
Figura 16. <i>Herramientas utilizadas para la determinación del cuadro de cargas</i>	52
Figura 17. <i>Montaje de las estructuras</i>	53
Figura 18. <i>Adaptación del ángulo de inclinación óptimo</i>	54
Figura 19. <i>Equipos de monitoreo</i>	55
Figura 20. <i>Diagrama de conexiones de MSFV on grid residencial de 700 W</i>	55
Figura 21. <i>Interfaz del script para leer datos eléctricos del MSFV de 700 W</i>	57
Figura 22. <i>Interfaz RS485 a USB</i>	58
Figura 23. <i>Pantalla del inversor SOLIS mini S6</i>	60
Figura 24. <i>Generación de energía del MSFV de 700 W</i>	60
Figura 25. <i>Consumos y generación de energía de la vivienda</i>	65
Figura 26. <i>Monitoreo del MSFCR para los 6 meses</i>	66
Figura 27. <i>Consumos y generación de energía de la vivienda en un año</i>	66
Figura 28. <i>Flujo de caja por escenario económico</i>	73
Figura 29. <i>Flujo de caja acumulado y PRS por escenario económico</i>	73
Figura 30. <i>Pay back por escenario económico</i>	74
Figura 31. <i>Periodo de recuperación simple (PRS) por escenario económico</i>	74
Figura 32. <i>Tasa interna de retorno y el COK</i>	75

Figura 33. <i>El VAN, el TIR y el COK.</i>	75
Figura 34. <i>Recuperación de la inversión por escenario económico</i>	79

ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
Anexo I. <i>Matriz de consistencia</i>	89
Anexo II. <i>Script diseñado en Python para la medición de parámetros eléctricos</i>	90
Anexo III. <i>Medición de parámetros eléctricos durante los seis meses</i>	91
Anexo IV. <i>Solicitud dirigida al SENAMHI</i>	92
Anexo V. <i>Respuesta del SENAMHI</i>	93
Anexo VI. <i>Datos radiación solar mensual - SENAMHI</i>	94
Anexo VII. <i>Datos temperatura mensual - SENAMHI</i>	94
Anexo VIII. <i>Hoja de datos del inversor SOLIS Mini S6 - GRIP 0.7 kW</i>	95
Anexo IX. <i>Hoja de datos del panel solar monocristalino de 150 W</i>	96
Anexo X. <i>Simulación en el PVsyst</i>	97
Anexo XI. <i>Convertidor RS485 a USB</i>	106
Anexo XII. <i>Panel fotográfico</i>	107

ACRÓNIMOS

FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
GD	Generación Distribuida
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática
LCOE	Costo Nivelado de Energía
MSFV	Minisistema solar fotovoltaico
PRI	Período de Retorno de la Inversión
SFT	Solar Feed-in Tariff
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto
UV	Radiación Ultravioleta
IR	Radiación Infrarroja
IEC	La Comisión Electrotécnica Internacional
CT	Transformador de corriente
GFV	Generador Fotovoltaico
MFV	Módulo fotovoltaico
SFCR	Sistemas fotovoltaico conectado a red
kWh	Kilowatt hora
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
GLP	Gas Licuado de Petróleo
SFV	Sistema Fotovoltaico
COK	costo de oportunidad de capital
CAPM	Modelo de Valoración de Activos Financieros
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología

RESUMEN

Esta investigación aborda el análisis de cuatro escenarios económicos para la implementación de un minisistema solar fotovoltaico on-grid residencial de 700 W en la urbanización Ampliación San Santiago de Juliaca en el contexto de generación distribuida. El problema se centra en evaluar cuál es la opción más viable desde el punto de vista financiero, considerando diferentes escenarios que incluyen facturación net metering, facturación net billing, bonos del programa FISE como alternativa de subvención y el autoconsumo. Este estudio no solo busca evaluar la viabilidad económica de la inversión en energía solar, sino también generar confianza entre los usuarios potenciales al ofrecer un análisis claro sobre el tiempo de retorno de la inversión y los beneficios asociados. Mediante el uso de una programación en Python, Raspberry Pi 4, medidores eléctricos con salidas RS485 y un interfaz RS485 a USB se logró determinar que el minisistema solar fotovoltaico genera 164 kWh en un período de seis meses y 328 kWh en un año, datos que son útiles para realizar el flujo de caja en los escenarios de autoconsumo y alternativo. Además, se realizó una simulación en PVsyst para determinar que el minisistema solar fotovoltaico de 700 W on grid entrega 1509.12 kWh durante un año, dato que se utilizó para el flujo de caja en los escenarios de facturación net metering y net billing. El análisis de los escenarios económicos determinó que el net metering es la opción más rentable, con un VAN positivo y una TIR del 26%, lo que confirma su alta viabilidad. Le sigue el escenario alternativo que considera el bono FISE como alternativa de subvención, con una TIR del 12% y un PRS de 8.29 años, representando una alternativa favorable. El escenario de net billing muestra rentabilidad moderada, con una TIR del 10% y un PRS de 9.60 años. En contraste, el escenario de autoconsumo sin incentivos presenta un VAN negativo, evidenciando la falta de viabilidad económica bajo las condiciones actuales.

Palabras clave: Generación distribuida, VAN, TIR y PRS.

ABSTRACT

This research addresses the analysis of four economic scenarios for the implementation of a 700 W on-grid residential photovoltaic solar mini-system in the Ampliación San Santiago neighborhood of Juliaca, within the context of distributed generation. The study focuses on identifying the most financially viable option by evaluating different scenarios, including net metering, net billing, subsidies through the FISE program, and self-consumption. The aim is not only to assess the economic feasibility of investing in solar energy, but also to build confidence among potential users by providing a clear analysis of the investment return period and the associated benefits. Using Python programming, a Raspberry Pi 4, RS485-output electric meters, and an RS485 to USB interface, it was determined that the photovoltaic system generates 164 kWh over six months and 328 kWh annually. These figures were used to construct the cash flow for the self-consumption and alternative scenarios. Additionally, a simulation in PVsyst estimated that the 700 W on-grid system can produce 1509.12 kWh annually, a value used for the cash flow in the net metering and net billing scenarios. The economic analysis concluded that net metering is the most profitable option, with a positive Net Present Value (NPV) and an Internal Rate of Return (IRR) of 26%, confirming its high feasibility. It is followed by the alternative scenario with FISE subsidy, with an IRR of 12% and a Simple Payback Period (SPP) of 8.29 years, representing a favorable alternative. The net billing scenario shows moderate profitability, with an IRR of 10% and an SPP of 9.60 years. In contrast, the self-consumption scenario without incentives presents a negative NPV, indicating a lack of economic feasibility under current conditions.

Keywords: distributed generation, VAN, TIR and PRS.

INTRODUCCIÓN

El incremento de la demanda de energía y la transición energética, ha llevado a un cambio global hacia fuentes de energía renovable. En este marco, la energía solar ha surgido como una de las propuestas energéticas de mayor proyección debido a su abundancia y sostenibilidad. En Perú, la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica contempla la implementación de sistemas de energías renovables, sin embargo, a pesar del reconocimiento legal de la generación distribuida, la adopción de sistemas solares fotovoltaicos sigue siendo limitada, principalmente debido a barreras normativas, de reglamentación y a la falta de conciencia entre los usuarios.

Esta investigación se centra en la evaluación de escenarios económicos asociados con la implementación de un minisistema solar fotovoltaico (MSFV) on-grid residencial de 700 W en la urbanización Ampliación San Santiago de Juliaca. El objetivo central de esta investigación consiste en evaluar la viabilidad financiera del MSFV dentro del marco de la generación distribuida, considerando mecanismos de compensación energética como el net metering, net billing, autoconsumo y el impacto del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) como un mecanismo de compensación energética. Estos escenarios económicos se eligieron por su relevancia en el contexto de la generación distribuida y su implementación en otros países como Brasil, Ecuador, Chile, Bolivia y Colombia, tanto el net metering como el net billing se adaptan a estructuras de compensación tarifarias común en la regulación de sistemas de generación distribuida, lo que los convierte en elementos clave para comprender las implicaciones financieras de estas tecnologías, el autoconsumo fotovoltaico o grid cero también se considera como un escenario económico que servirá como base para determinar la diferencia entre los demás escenarios. Además, La adopción de sistemas fotovoltaicos no se limita únicamente a disminuir la dependencia de las fuentes fósiles de energía, sino que también empodera a los consumidores al permitirles generar su propia energía y reducir sus costos de electricidad. En el escenario alternativo se considera el subsidio económico otorgado por el FISE, que se aplica a usuarios residenciales que tienen un consumo menor a 70 kWh/mes, pueden acceder usuarios de bajos recursos económicos, en el proyecto de reglamentación de generación distribuida no se contemplan subsidios por la implementación de generación con energía solar, pero el programa FISE es un medio indirecto por el cual se puede acceder a un subsidio.

El problema central que se aborda en este estudio es la incertidumbre en torno a los beneficios económicos de los sistemas solares fotovoltaicos, lo que ha llevado a la abstinencia entre los usuarios potenciales para invertir en esta tecnología. Al analizar diferentes escenarios económicos con mecanismos de compensación, como son el net metering, el net billing, un

escenario de autoconsumo y alternativo, esta investigación busca proporcionar una comprensión integral de las implicaciones financieras al adoptar soluciones de energía solar.

Los objetivos de este trabajo de investigación incluyen determinar la diferencia del valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación simple (PRS) en diferentes escenarios económicos, y evaluar cómo el programa FISE puede reducir el tiempo de retorno de la inversión en tecnología solar.

A través de esta investigación, buscamos contribuir con información valiosa que pueda informar a los usuarios residenciales sobre la viabilidad financiera de los sistemas solares fotovoltaicos. En última instancia, se espera que los hallazgos fomenten la adopción de tecnologías de energía renovable, apoyando así a los propósitos de desarrollo sostenible y mejorando eficiencia energética en el Perú.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En Perú, se evidencia un crecimiento notable en el campo de las energías renovables. Esto se debe, en parte, al Decreto Legislativo N° 1002-2008, que declara que es de importancia nacional y de necesidad pública promover y utilizar las energías renovables en la matriz energética, como la energía solar, eólica, biomasa, geotérmica, etc. (Beltran et al., 2016). Sin embargo, en Puno y en el sur del Perú en general, son pocas las instituciones públicas, privadas y viviendas residenciales que se animan a adoptar la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables; específicamente, son pocos los que consideran la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red como una alternativa para abastecerse de energía y lograr ahorros económicos en sus facturas de consumo energético.

El distrito de Juliaca, se destaca como una de las ciudades más importantes del departamento de Puno y la zona sur del territorio peruano (Aucapuri et al., 2018). Esto se debe tanto a su tamaño poblacional como a su alta demanda de energía eléctrica. Mediante el informe técnico Avance Coyuntural de la Actividad Económica, nos dice que pese a la caída de la energía hidroeléctrica en 12.8%, la producción del subsector electricidad creció un 4.93%, impulsada por el aumento en energías renovables 6.6% y la generación termoeléctrica 24.2% (INEI, 2022). Los porcentajes indican que la transición energética está en ascenso. Sin embargo, a pesar de estas cifras, los usuarios residenciales e industriales todavía no han adoptado sistemas fotovoltaicos conectados a red debido al temor de los altos costos iniciales.

La Asociación Peruana de Energías Renovables (SPR), la entidad gremial más representativa de energías renovables en el Perú ha remitido al Ministerio de Energía y Minas sus observaciones y aportes respecto al Proyecto de Ley que busca modificar la Ley N° 28832 (SPR, 2022), con ello, pronto se logrará la reglamentación de la generación distribuida. Sin embargo, debido a la falta de estudios sobre escenarios económicos con sistemas fotovoltaicos conectados a red, los usuarios finales aún dudan en adoptar esta tecnología debido al desconocimiento de los ingresos o ahorros que puede generar un minisistema solar fotovoltaico on grid; por otro lado, la inyección cero es una buena alternativa para incorporar energía solar a una edificación, pero el Perú tiene la tendencia a incorporar generación distribuida en su matriz energética en la presente década.

Maximizar la rentabilidad es el fin de inversiones públicas y privadas. Los escenarios económicos representan estados futuros en facturación eléctrica (net billing, net metering, con subsidios y autoconsumo), permitiendo comparar ahorros de un sistema solar fotovoltaico conectado a red. Actualmente, en el Perú, la generación distribuida cuenta con respaldo legal;

no obstante, aún no cuenta con un reglamento para una implementación efectiva (Serna, 2021). Además, la incertidumbre es mayor ya que los mismos usuarios todavía no son conscientes de las bondades de un sistema fotovoltaico en un ámbito de generación distribuida. Esto se da por la falta de estudios de escenarios económicos, como sería un sistema de generación distribuida con esquemas de compensación net metering, net billing, con acceso a un sistema de amortización o un escenario de autoconsumo (Morales & Rinaldi, 2015).

1.1. Formulación del problema

1.1.1. Problema general

¿Cuáles son los posibles escenarios económicos para la implementación de un minisistema solar fotovoltaico on-grid residencial de 700 W en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca para un ámbito de generación distribuida?

1.1.2. Problemas específicos

- ¿Qué cantidad de energía produce un minisistema solar fotovoltaico on-grid residencial de 700 W en un ámbito de generación distribuida en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca?
- ¿Cuál es la diferencia del valor actual neto VAN, la tasa interna de retorno TIR y el periodo de recuperación simple PRS en cuatro escenarios económicos de un minisistema solar fotovoltaico on-grid residencial de 700 W implementado para un ámbito de generación distribuida en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad Juliaca?
- ¿En qué medida el programa FISE como alternativa de subvención permitirá la reducción del periodo de recuperación simple PRS de un minisistema solar fotovoltaico on-grid residencial de 700 W dentro de un ámbito de generación distribuida en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca?

1.2. Objetivos de la investigación

1.2.1. Objetivo general

Determinar el mejor escenario económico para un minisistema solar fotovoltaico on-grid de 700 W integrado a una edificación en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca para un ámbito de generación distribuida.

1.2.2. Objetivos específicos

- Determinar la cantidad de energía que produce un minisistema solar fotovoltaico de 700 W on-grid integrado a una edificación en la urbanización

Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca en un ámbito de generación distribuida.

- Determinar la diferencia del valor actual neto VAN, la tasa interna de retorno TIR y el periodo de recuperación simple PRS, al considerar un escenario de autoconsumo, alternativo amortizado con el programa FISE, de compensación net metering y net billing para la implementación de un minisistema solar fotovoltaico de 700 W on-grid integrado a una edificación en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca.
- Evaluar el impacto del FISE como alternativa de subvención sobre el periodo de recuperación simple PRS de un minisistema fotovoltaico de 700 W on-grid en un ámbito de generación distribuida.

1.3. Formulación de la hipótesis

1.3.1. Hipótesis general

Al realizar un análisis detallado de los costos, beneficios y variables económicas involucradas se podrá determinar el escenario económico óptimo para la implementación de un minisistema solar fotovoltaico de 700 W on-grid integrado a una edificación en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca, monitoreado en un ámbito de generación distribuida.

1.3.2. Hipótesis específica

- El uso PVsyst, Raspberry Pi, medidores eléctricos y una programación en Python permitirán conocer la cantidad de energía que se genera en un minisistema solar fotovoltaico de 700 W instalado en una edificación de la urbanización Ampliación San Santiago de Juliaca para un ámbito de generación distribuida.
- El valor actual neto VAN, la tasa interna de retorno TIR y el periodo de recuperación simple PRS, son fundamentales para determinar el mejor escenario económico entre autoconsumo, alternativo amortizado con el FISE, de compensación net metering y net billing de un minisistema solar fotovoltaico de 700 W on-grid integrado a una edificación residencial en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca.
- La implementación del FISE tendrá un impacto significativo en la reducción del periodo de recuperación simple PRS de un minisistema fotovoltaico de 700 W on-grid en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca.

1.4. Justificación

1.4.1. Justificación ambiental

La transición hacia fuentes de energía renovable es determinante para disminuir la intensidad de los efectos del cambio climático y limitar la utilización de energías de fuentes fósiles no renovables. La implementación de un MSFV on grid de 700 W no se limita únicamente a diversificar la matriz energética del Perú, sino también tiene la capacidad latente de reducir de manera considerable las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Este estudio analiza diferentes escenarios económicos que permiten evaluar la reducción de emisiones asociadas a la adopción de sistemas solares. Al analizar mecanismos de compensación como el net metering y el net billing, se busca demostrar cómo la generación distribuida puede ser una solución efectiva para la sostenibilidad ambiental, promoviendo un uso más eficiente de los recursos energéticos y fomentando la conciencia ecológica entre los usuarios.

1.4.2. Justificación social

Desde un enfoque social, la presente investigación aborda la importancia de empoderar a los usuarios a través de la educación y la información sobre las tecnologías de energía solar. La adopción de un MSFV puede promover el bienestar socioeconómico de los hogares en la urbanización Ampliación San Santiago, proporcionando acceso a una fuente de energía más económica y sostenible. Este trabajo no se enfoca en generar confianza entre los usuarios potenciales al ofrecer un análisis claro sobre el tiempo de retorno de la inversión y los beneficios asociados. Además, el aprovechamiento FISE como mecanismo de compensación energética puede facilitar la inclusión social, permitiendo que más hogares accedan a tecnologías limpias y sostenibles promoviendo un ambiente adecuado para la integración de energías renovables en la zona urbano rural con altos índices de pobreza.

1.4.3. Justificación económica

La justificación económica de este trabajo de investigación se fundamenta en la necesidad de proporcionar un análisis detallado y riguroso sobre la viabilidad financiera de los sistemas solares fotovoltaicos en un contexto de generación distribuida. A través de la evaluación de diferentes escenarios económicos, se busca ofrecer a los usuarios una comprensión clara de los costos, ahorros y posibles ingresos derivados de la implementación de un minisistema solar. Este estudio se enfoca en determinar la tasa de rentabilidad anual, así como las variaciones en el Valor Actual Neto VAN y la Tasa Interna de Retorno TIR en función de las tarifas eléctricas y el

impacto FISE. Esta investigación es esencial para fomentar la inversión en energías renovables, ya que proporciona información útil y clara para la toma de decisiones importantes, tanto a nivel individual como comunitario.

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. Antecedentes

2.1.1 Internacional

Aguilar, (2022), en su trabajo de investigación realizado en La Paz Bolivia se propuso como objetivo analizar regulaciones en países vecinos con destacada experiencia en mecanismos de compensación de excedentes de energía en Generación Distribuida Fotovoltaica. La metodología incluyó la medición directa de la energía inyectada por la planta de generación fotovoltaica Cota Cota a la distribuidora de energía eléctrica DE LA PAZ, se calculó el balance neto de dicha central y se revisaron regulaciones en países vecinos. El medidor bidireccional de energía fue el principal equipo empleado. Los resultados indicaron que Chile, Argentina y México aplican facturación neta con fluctuaciones en las tarifas energéticas del mercado mayorista, calculado según normativas. Brasil emplea el mecanismo de balance neto con crédito.

Al-Janahi et al., (2020), en su estudio señala que, las altas emisiones de dióxido de carbono CO₂ y la contaminación del aire ha llevado a muchos países, incluido Qatar, a buscar soluciones sostenibles para mitigar estos problemas ambientales. Qatar, reconocido como una de las naciones con las mayores emisiones de CO₂ por habitante a nivel mundial, ha implementado diversas iniciativas para promover el uso de tecnologías renovables, siendo la energía solar fotovoltaica una de las de mayor contribución. En este contexto, el proyecto del metro de Doha se presenta como un caso emblemático para la integración de sistemas híbridos de energía solar en infraestructuras públicas. A través del uso de herramientas de modelado y simulación como HOMER, se busca evaluar la viabilidad económica de estos sistemas, considerando factores como las tarifas eléctricas y los subsidios gubernamentales. Este enfoque no solo permite mitigar el nivel de dependencia de combustibles fósiles, también puede contribuir notablemente a la reducción del impacto ambiental asociado a las emisiones de carbono del país, integrándose a las directrices de los objetivos de sostenibilidad y desarrollo ambiental de Qatar.

Bin et al., (2024), resalta que, la demanda de electricidad está aumentando a escala mundial, impulsada por el aumento de la población, se hace imperativo explorar alternativas sostenibles y económicas para la generación de energía. Un estudio reciente sobre la electrificación solar fotovoltaica en áreas remotas de Dera Ghazi Khan, Pakistán, destaca la viabilidad de los sistemas solares fuera de la red como una solución

efectiva para mitigar la falta de acceso a la electricidad. Este análisis revela que la implementación de sistemas solares no solo es significativamente más económica que la instalación de líneas de transmisión convencionales, Además, favorece la disminución de la dependencia de fuentes combustibles fósiles y mejora las condiciones de vida de las comunidades rurales. Además, la integración de acumulación de energía en baterías con tecnologías de producción de energías renovables se presenta como una estrategia clave para lograr una mayor autosuficiencia y reducir los costos anuales de energía, lo que subraya la importancia de este enfoque en la planificación energética futura.

González et al., (2018), realizaron un análisis técnico y económico de sistemas fotovoltaicos on-grid destinados al sector residencial. El objetivo principal fue evaluar distintos escenarios orientados a reducir el costo de la energía eléctrica mediante la instalación de sistemas solares fotovoltaicos de alta capacidad. Entre los objetivos específicos se consideró el análisis del tiempo de recuperación de la inversión, la evaluación de beneficios económicos y la identificación de condiciones que optimicen la rentabilidad, como la existencia de tarifas eléctricas elevadas. Los resultados evidenciaron que, bajo escenarios con subsidios gubernamentales del 80%, la inversión inicial estimada en aproximadamente 2778 dólares estadounidenses puede recuperarse en un periodo de 7 años, mientras que, sin apoyo gubernamental, el periodo de recuperación se amplía hasta 22 años. El estudio concluye que, bajo condiciones favorables, la implementación de estos sistemas resulta financieramente viable y rentable en el mediano y largo plazo.

2.1.2 Nacional

Beltrán et al., (2016), en el marco de su trabajo de investigación realizado en Arequipa dentro de las instalaciones de la Universidad Nacional de San Agustín, específicamente en la Escuela Profesional de Física desarrollo su estudio con el objetivo principal de analizar la viabilidad económica de un sistema fotovoltaico conectado a la red con una capacidad de 3.3 kW, a fin de determinar su rentabilidad en el largo plazo. Como objetivos específicos se contemplaron la evaluación de la eficiencia del sistema, la producción energética anual y la elaboración de flujos de caja considerando variables clave como la inversión inicial, el precio de la energía eléctrica y los beneficios económicos generados. La recolección de datos en tiempo real se realizó mediante el uso de una interfaz RS485 y cable RS232, mientras que el análisis financiero incluyó indicadores tradicionales como el Valor Presente Neto VPN, la Tasa Interna de Retorno

TIR, el Costo Nivelado de Energía (LCOE) y el período de recuperación de la inversión. Se emplearon datos locales, con una productividad solar estimada de 1900 kWh/kWp/año y una tarifa eléctrica correspondiente a la opción BT5B residencial, registrada en octubre de 2016, con un valor de 0.5179 soles/kWh. Los resultados mostraron un VPN cercano a S/ 36970, un periodo de recuperación de 12 años y una TIR del 10.7%, superior a la tasa de descuento del 5%, lo que indica rentabilidad. Además, se identificó que incrementar la capacidad instalada en respuesta a una mayor demanda energética podría mejorar aún más la rentabilidad del sistema. Factores como la reducción de costos de instalación, el aumento del precio de la energía y el acceso a créditos o subsidios también podrían elevar significativamente la TIR.

Medina & Saravia, (2022), desarrolló un estudio técnico económico en la sede principal de la Empresa Prestadora de Servicios Ilo S.A., con el propósito de evaluar la viabilidad de implementar un sistema fotovoltaico off grid orientado a reducir la facturación por consumo de energía eléctrica. El objetivo general fue determinar la influencia del dimensionamiento del sistema fotovoltaico sobre la disminución de los costos eléctricos institucionales. Como parte de los objetivos específicos se incluyeron la evaluación del recurso solar disponible, el análisis de la demanda energética, el diseño técnico del sistema y la estimación de la rentabilidad económica a través de indicadores financieros. La metodología utilizada fue de tipo aplicada con diseño no experimental y nivel correlacional. Se consideró como variable independiente el sistema fotovoltaico y como variable dependiente la facturación por consumo de energía eléctrica. El sistema propuesto consistió en 98 paneles solares de 350 W, cinco reguladores de carga, nueve bancos de baterías y cuatro inversores de 10 kW, con una inversión total de S/ 303 255.41. El análisis económico arrojó un Valor Actual Neto de S/ 41 218.18 sin depreciación y S/ 53 643.55 con depreciación, y una Tasa Interna de Retorno de 7.31 % y 8.10 %, respectivamente, ambas superiores a la tasa de descuento considerada del 5 %. El periodo de recuperación de la inversión fue estimado en 12 años y 10 meses, dentro del ciclo de vida útil proyectado de 25 años. Los resultados evidencian que el sistema es financieramente viable y rentable a largo plazo. No obstante, se identificó como limitación el hecho de que el sistema no cubre el 100 % de la demanda energética, particularmente en el área del taller electromecánico. Este estudio constituye un referente importante para el análisis de escenarios económicos aplicables a proyectos de generación distribuida en instituciones públicas.

Serna, (2021), desarrolló un estudio orientado a evaluar el impacto económico de la implementación de sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red en viviendas unifamiliares ubicadas en el distrito de Yarinacocha, provincia de Coronel Portillo, región Ucayali. El objetivo principal fue analizar la viabilidad económica de dicha tecnología en el contexto residencial. Entre los objetivos específicos se incluyeron: determinar el consumo eléctrico promedio, estimar el potencial de generación solar, evaluar el ahorro energético generado y aplicar indicadores financieros como el Valor Actual Neto VAN, la Tasa Interna de Retorno TIR y el Periodo de Recuperación de la Inversión PRI. La metodología empleada fue de tipo aplicada, con diseño no experimental y enfoque cuantitativo. Se identificó como variable independiente el sistema solar fotovoltaico conectado a red, y como variable dependiente el impacto económico medido a través de los indicadores financieros. Para una vivienda con 900 Wp instalados, se obtuvo un VAN de S/ 6508.99, una TIR de 13.07 % y un tiempo de recuperación de 6 años, además de una reducción en la facturación mensual de S/ 94.89 a S/ 20.72. Adicionalmente, el estudio incorporó un análisis normativo comparativo entre los principales mecanismos regulatorios aplicados a la Generación Distribuida, el net metering y el net billing. mediante una metodología multicriterio de análisis costo-beneficio cualitativo, se concluyó que el esquema net metering resulta más adecuado para el contexto peruano, dado que permite una compensación directa entre la energía generada y la consumida, alcanzando coberturas cercanas al 100 %. No obstante, se advirtió que dicho esquema puede representar un reto económico para las distribuidoras eléctricas, ya que la energía inyectada a la red es valorada al precio base del mercado y no al del mercado mayorista de electricidad. El net billing, en contraste, fue considerado menos efectivo para promover el uso residencial de energía fotovoltaica, al no garantizar una compensación equitativa por los excedentes generados.

Cuadros et al., (2016), su investigación se enfoca en los sectores residencial y PYME para aprovechar la tendencia global de la microgeneración de energía solar fotovoltaica. Este enfoque, conocido como generación distribuida, permite generar energía cerca de donde se consume. Según el Decreto Legislativo N° 1221, los usuarios con sistemas de generación renovable tienen derecho a generar energía para autoconsumo y vender excedentes a la red. Se propone el esquema de balance neto, donde se utiliza energía solar para autoconsumo y los excedentes se valoran según el costo nivelado de la energía LCOE al inyectarlos en la red eléctrica. Los resultados muestran un Valor Actual Neto VAN positivo para sistemas de microgeneración en residencias y PYME, especialmente

cuando se consume la mayoría de la energía internamente. La Tasa Interna de Retorno TIR y el Periodo de Recuperación de la inversión también son favorables. Esta investigación concuerda con la política estatal de promoción de energías renovables, diversificación energética, inclusión social y regulaciones normativas.

2.1.3 Local

Chávez, (2020), en su investigación tuvo como objetivo diseñar, implementar y analizar económicamente un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) de 3 kW en Juliaca, considerando particularidades geográficas de la zona y climáticas locales. Se evaluó el recurso solar, se diseñó el sistema y se simuló resultados. Utilizó un sistema con 8 paneles solares de 370 Wp, 8 convertidores CC/CC y un inversor de 3 kW, orientado al norte a 15° de inclinación, con irradiación promedio anual de 6 kWh/m²/día. Se estimó una producción anual de alrededor de 5650,99 kWh. El sistema se instaló en el Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Universidad Nacional de Juliaca. Se realizó un análisis económico, evaluando indicadores como VPN, TIR, periodo de recuperación y beneficio/costo. Los resultados sugieren que el sistema sería rentable, recuperando la inversión en unos 12 años y 9 meses de operación. El flujo de caja del proyecto se evaluó para 25 años, usando una tarifa de venta de energía eléctrica de S/. 0,6545 por kWh. El valor presente neto fue S/ 12810.06, con una relación beneficio/costo de 1.41 y una tasa interna de retorno del 13 %.

Vilca,(2020), evaluó la viabilidad técnica y económica de un sistema fotovoltaico conectado a red SFCR de 2.16 kW con microinversores, instalado en la ciudad de Juliaca. Se planteó como objetivo general evaluar la viabilidad técnica y económica de un sistema fotovoltaico conectado a red, mediante su diseño, implementación y análisis de desempeño bajo condiciones reales del altiplano puneño. El estudio fue de enfoque cuantitativo y aplicado, y consideró la instalación de ocho módulos policristalinos TP660P de 270 W y ocho microinversores Enphase M215. Se estimó una producción anual de 4561.62 kWh, y se empleó una tarifa BT5B de S/ 0.6545/kWh para calcular los ingresos. El análisis económico se realizó con una tasa de descuento (COK) del 8.58%, obteniéndose un Valor Presente Neto VPN positivo de S/ 8566.26, una Tasa Interna de Retorno TIR de 12% y un Periodo de Recuperación Simple PRS de 8.35 años, lo cual demuestra la rentabilidad del sistema. Asimismo, se obtuvo una eficiencia promedio del microinversor del 96.03%, reflejando un óptimo desempeño en condiciones geográficas de alta irradiancia y bajas temperaturas.

2.2. Marco conceptual

2.2.1. Energías renovables

Las energías renovables son fuentes de energía derivadas de recursos naturales inagotables o que se regeneran rápidamente, como la solar, eólica, hidráulica, geotérmica y biomasa, y representan una alternativa sostenible y limpia frente a los combustibles fósiles, que son limitados y contaminantes. Su implementación no solo promueve la sostenibilidad ambiental y la reducción de la huella de carbono, sino que también fortalece la seguridad energética y diversifica la matriz energética de los países. En un contexto de creciente demanda energética global, las energías renovables se presentan como una solución viable para satisfacer esta necesidad de manera responsable, al tiempo que generan oportunidades económicas significativas y empleo en sectores relacionados con la investigación, instalación y mantenimiento de sistemas energéticos, contribuyendo así al crecimiento económico y al bienestar social (Perpiñan, 2020).

2.2.2. Energía solar

La energía solar es un tipo de energía limpia que se produce utilizando la radiación solar, y se puede aprovechar principalmente a través de tecnologías fotovoltaicas y térmicas. La energía solar fotovoltaica transforma la radiación solar en energía eléctrica a través de dispositivos denominados células fotovoltaicas, (Perpiñan, 2020). Esta forma de energía no solo es abundante y sostenible, también desempeña una función fundamental en la disminución de los gases de efecto invernadero, promoviendo un desarrollo energético más limpio y con menor dependencia de fuentes fósiles de energía. Su versatilidad permite su aplicación en diversas escalas, desde grandes plantas solares hasta sistemas residenciales, convirtiéndola en una opción clave para un futuro energético sostenible (Perpiñan, 2020).

a) Energía solar fotovoltaica

El sistema fotovoltaico convierte directamente la energía solar en electricidad mediante módulos compuestos por células solares. (Castejón & Santamaría, 2010). Estos módulos deben colocarse sobre una superficie plana, donde la inclinación y la orientación son factores esenciales para optimizar la captación de luz solar, por lo tanto, mejorar la eficiencia en la generación de electricidad (Castejón & Santamaría, 2010). De acuerdo con la Agencia Internacional de Energías Renovables, la Agencia Internacional de la Energía y la Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, las estrategias

para fomentar las energías limpias provenientes de fuentes inagotables se clasifican en políticas regulatorias y no regulatorias, como se detalla en la tabla 1 (OSINERGMIN, 2019).

Tabla 1

Clasificación de las políticas de energías renovables en Perú

	Clasificación	Instrumentos
Políticas regulatorias	Stakeholders	Cuotas y certificados (RPO, RPS, certificados de energía renovable)
	Instalaciones a gran escala	Instrumentos de fijación de precios administrativamente
		Instrumentos de fijación de precios competitivamente (subastas)
	Generación distribuida	Instrumentos de fijación de precios administrativamente Net metering / billing
Políticas no regulatorias	Energías renovables descentralizadas	Provisiones legales
		Regulación de tarifas
	Proyectos de todos los tamaños	Políticas de llegada a la red principal
		Incentivos financieros y fiscales
		Programas voluntarios

Nota. Extraído del cuadro 3-1 clasificación de las políticas de energía renovable.

Fuente: (OSINERGMIN, 2019).

b) Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico ocurre cuando la luz incide sobre un material, liberando electrones al transferir suficiente energía a estos para superar la función de trabajo. Este principio es esencial en las células solares que utilizan semiconductores como el silicio el cual tiene una conductividad eléctrica intermedia y forma una red cristalina con enlaces covalentes (Perpiñan, 2020). En la Figura 1 se muestra la interacción de los

fotones con la unión p-n genera electrones libres y huecos, y el campo eléctrico en la unión separa estos portadores de carga, permitiendo que los electrones fluyan hacia un circuito externo y produzcan corriente eléctrica. Así, el efecto fotovoltaico es clave para convertir energía solar en eléctrica y fomentar tecnologías sostenibles (Castejón & Santamaría, 2010).

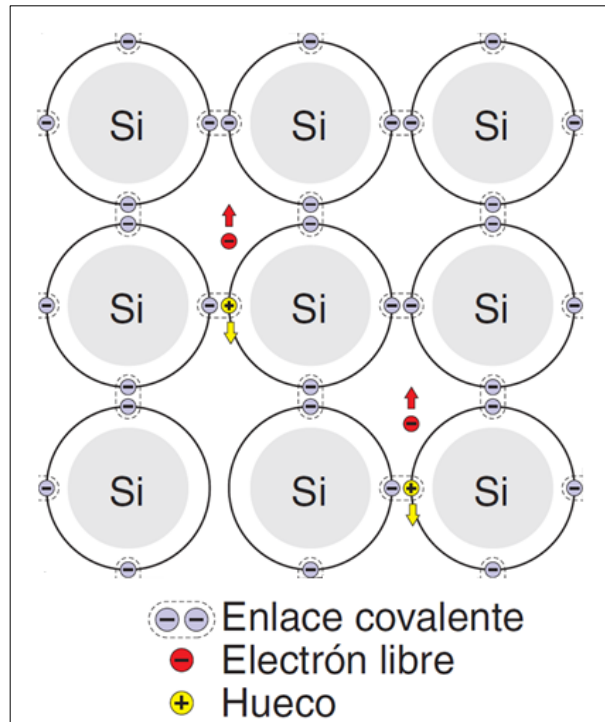


Figura 1. Representación de los enlaces de los átomos del silicio.
Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010).

2.2.3. Radiación solar

El Sol tiene la capacidad de generar energía a través de reacciones nucleares de fusión, lo que da lugar a la radiación solar. Esta energía se transmite en forma de radiación electromagnética y llega a la atmósfera terrestre en un espectro que abarca longitudes de onda de aproximadamente 0,15 μm a 4 μm incluyendo tanto la luz visible como radiaciones no visibles, como las ultravioletas e infrarrojas, la comprensión de este espectro es crucial para el desarrollo de tecnologías de aprovechamiento energético, como los sistemas fotovoltaicos, que convierten la radiación solar en electricidad, en las tablas 2 y 3 se detallan los datos de radiación solar y temperatura proporcionado por el SENAMHI. (Castejón & Santamaría, 2010)

Tabla 2*Datos de radiación solar y temperatura proveídos por el SENAMHI*

Nº	FECHA	TEMPERATURA DE AIRE (°C)	RADIACION SOLAR (Wh/m2)
1	1/01/2023	6.9	224.33
2	2/01/2023	6.8	177.19
3	3/01/2023	4.7	202.86
4	4/01/2023	7.7	192.58
5	5/01/2023	1.3	167.29
6	6/01/2023	-2.2	176.93
7	7/01/2023	-1.5	182.09
8	8/01/2023	-0.3	201.52
9	9/01/2023	5	217.23
10	10/01/2023	7.9	227.54
11	11/01/2023	7.5	212.97
12	12/01/2023	8.1	208.07

Nota. Extraído el 2024 de la base de datos del SENAMHI Juliaca – Dirección zonal EMA 13.
Fuente: (SENAMHI, 2024).

Tabla 3*Temperaturas máximas y mínimas proveídos por el SENAMHI*

AÑO	MES	TEMPERATURA MEDIA MENSUAL (°C)	TEMPERATURA MAXIMA MENSUAL (°C)	TEMPERATURA MINIMA MENSUAL (°C)
2023	1	11.743	18.777	3.517
2023	2	10.096	18.552	-0.248
2023	3	9.996	18.676	-0.707
2023	4	9.904	18.848	-1.275
2023	5	9.937	18.977	-1.420
2023	6	10.161	19.267	-1.411
2023	7	10.922	19.650	-0.169
2023	8	11.728	19.841	1.278
2023	9	10.983	19.977	-1.733
2023	10	13.568	20.848	3.143
2023	11	13.704	20.507	4.397
2023	12	13.400	19.574	6.097

Nota. Extraído el 2024 de la base de datos del SENAMHI Juliaca – Dirección zonal EMA 13.
Fuente: (SENAMHI, 2024).

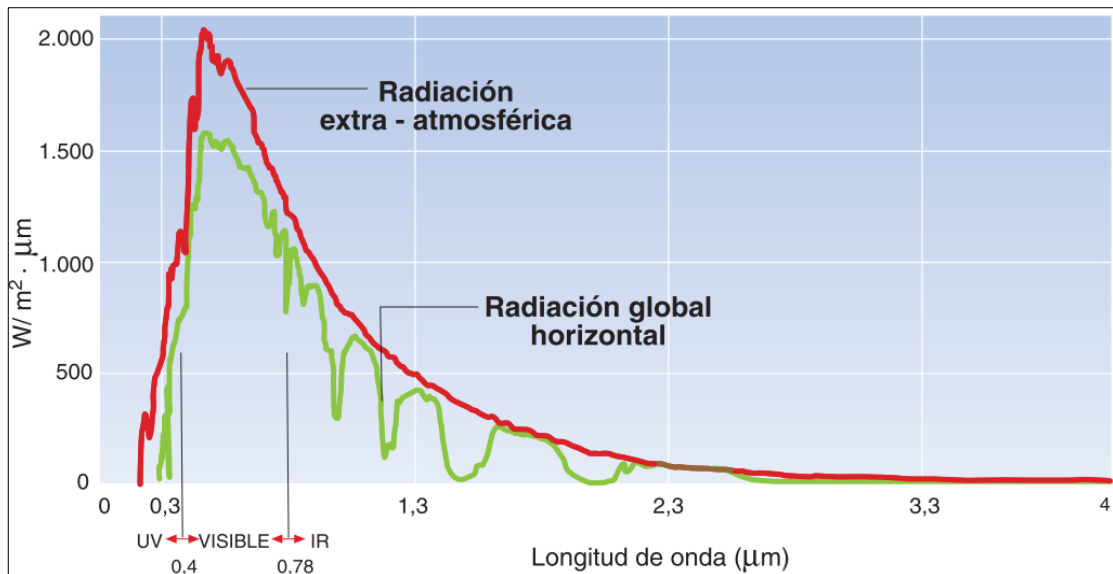


Figura 2. Espectro electromagnético de la radiación solar.
 Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010).

El espectro electromagnético de la radiación solar se divide en diferentes regiones según la longitud de onda. La luz visible abarca longitudes de onda de $0,40\ \mu\text{m}$ a $0,78\ \mu\text{m}$, mientras que la radiación ultravioleta (UV) se encuentra por debajo de $0,40\ \mu\text{m}$ y la radiación infrarroja (IR) son superiores a $0,75\ \mu\text{m}$. Esta clasificación es fundamental para comprender cómo la radiación solar interactúa con la atmósfera y su relevancia en tecnologías de generación de electricidad, como los sistemas fotovoltaicos (Castejón & Santamaría, 2010).

2.2.4. Hora sol pico (HSP)

Se refiere a la medida de la irradiación solar recibida en un área específica, expresada en kilowatts-hora por metro cuadrado (kWh/m^2). Este concepto es esencial para evaluar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos, ya que permite estimar la energía que un módulo puede generar en condiciones óptimas. Las horas pico de sol son utilizadas para calcular la producción de energía esperada, lo que facilita la planificación y el dimensionamiento óptimo de los elementos del sistema, incluyendo la relación de dimensionamiento del inversor, y es crucial para maximizar la eficiencia y viabilidad económica de los sistemas fotovoltaicos conectados a red, matemáticamente se representa por la ecuación (1) (Imad Hazim et al., 2024).

$$HSP = \frac{\text{Irradiación promedio anual}}{1000 \frac{W}{m^2}} \quad \text{Ec. (1)}$$

2.2.5. Módulo fotovoltaico

Es un dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica mediante el efecto

fotovoltaico, está compuesto por celdas fotovoltaicas de silicio cristalino. Su rendimiento se mide a través de parámetros como la potencia máxima (P_{max}), el voltaje en circuito abierto (V_{oc}) y la corriente de cortocircuito (I_{sc}) (Azeem et al., 2024). Los módulos fotovoltaicos están sujetos a normativas internacionales, como la IEC 61215, que establecen los requisitos de diseño, construcción y pruebas para garantizar su funcionamiento eficiente y seguro a lo largo de su vida útil (Perpiñan, 2020).

2.2.6. Instalaciones solares fotovoltaicas

Las instalaciones solares fotovoltaicas constituyen un conjunto de equipos diseñados para generar energía eléctrica a partir de la radiación solar, ya sea para abastecer una edificación o inyectarlo a la red eléctrica, se pueden clasificar en varias categorías según su configuración y uso. A continuación, se presentan los principales tipos de instalaciones solares fotovoltaicas (Perpiñan, 2020).

a) Sistemas fotovoltaicos conectados a red

Estos sistemas funcionan en paralelo con la red eléctrica y permiten la inyección de energía excedente. Son ideales para hogares y empresas que desean reducir su factura eléctrica y contribuir a la sostenibilidad (Perpiñan, 2020).

b) Sistemas de autoconsumo:

Diseñados para que el usuario consuma la energía generada, reduciendo la dependencia de la red, en este caso no se realiza inyección a red, los inversores usan el Smart meter o un transformador de corriente (CT) para evitar la conexión a la red o el funcionamiento en modo isla (Perpiñan, 2020).

c) Sistemas de compensación:

Permiten al usuario recibir créditos por la energía inyectada a la red (Perpiñan, 2020).

d) Sistemas fotovoltaicos autónomos:

Estos sistemas funcionan de manera independiente de la red eléctrica y se utilizan en áreas remotas sin acceso a energía. Incluyen baterías para almacenar la energía generada y asegurar el suministro durante la noche o en días nublados. Son comunes en aplicaciones rurales y en instalaciones de electrificación rural (Perpiñan, 2020).

e) Sistemas de bombeo solar:

Utilizados para bombear agua en aplicaciones agrícolas, ganaderas o de abastecimiento de agua. Estos sistemas aprovechan la energía solar para operar bombas, reduciendo costos operativos y mejorando la sostenibilidad (Perpiñan, 2020).

f) Sistemas fotovoltaicos de concentración:

Utilizan tecnologías de concentración solar que intensifican la luz sobre células fotovoltaicas de alto rendimiento. Son más eficientes en áreas con alta radiación solar directa, pero requieren un seguimiento solar para maximizar la captación de luz (Perpiñan, 2020).

g) Sistemas integrados en edificios:

Estos sistemas integran módulos fotovoltaicos en la arquitectura de edificios, como en fachadas, techos o ventanas. Permiten generar energía sin necesidad de estructuras adicionales, mejorando la estética y funcionalidad del edificio (Perpiñan, 2020).

h) Plantas solares a gran escala:

Instalaciones fotovoltaicas de gran tamaño que generan electricidad para ser vendida a la red. Estas plantas pueden ser de varios megavatios y son fundamentales para la producción de energía renovable a gran escala (Perpiñan, 2020).

2.2.7. Elementos de un sistema fotovoltaico conectado a red

a) Generador fotovoltaico

Un generador fotovoltaico (GFV) es un sistema compuesto por múltiples módulos fotovoltaicos (MFV) interconectados, que convierten la radiación solar en electricidad. La capacidad total del GFV se determina por la suma de la potencia de todos los MFV, permitiendo generar electricidad a diversas escalas, desde residenciales hasta grandes plantas solares (Schmalensee et al., 2015). Cada MFV produce corriente continua mediante el efecto fotovoltaico, y su interconexión en serie y paralelo optimiza la tensión y corriente generadas. El rendimiento del GFV se evalúa a través de métricas como la capacidad de generación y el factor de capacidad, considerando también factores como la orientación y la temperatura para maximizar la eficiencia del sistema (Schmalensee et al., 2015).

b) Inversor conectado a red

El inversor de red es un dispositivo esencial en los sistemas fotovoltaicos, encargado de convertir la corriente continua entregada por el GFV en corriente alterna adecuada para la inyección en la red eléctrica. Este tipo de inversor se debe sincronizar con la frecuencia de la red, garantizando que la energía inyectada sea estable y cumpla con los estándares de calidad. Además, los inversores de red incluyen funciones de monitoreo que permiten la supervisión del rendimiento del sistema, así como mecanismos de protección que desconectan automáticamente el sistema en caso de fallos en la red o sobrecargas, asegurando así la seguridad del sistema y la integridad

de la red eléctrica (Castejón & Santamaría, 2010).

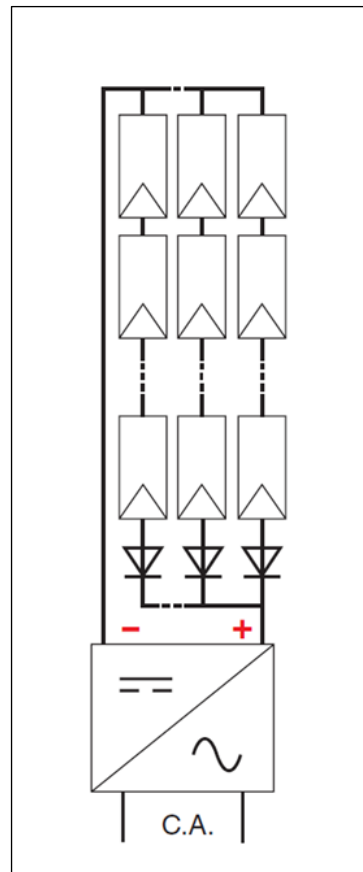


Figura 3. Conexión de módulos a un inversor central.
Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010).

c) Soportes para módulos fotovoltaicos

Los soportes para módulos fotovoltaicos son estructuras críticas que aseguran la fijación estable de los paneles solares, optimizando su inclinación y orientación para maximizar la captación de radiación solar. Fabricados en materiales resistentes como acero galvanizado o aluminio, estos soportes pueden ser fijos o de seguimiento solar, permitiendo ajustes según la latitud del sitio. Su instalación adecuada es esencial para garantizar la integridad estructural y el rendimiento eficiente del sistema fotovoltaico, resistiendo cargas estáticas y dinámicas como viento y nieve (Castejón & Santamaría, 2010).

2.2.8. Accesorios de monitoreo para un sistema fotovoltaico

a) Acrel DDS1352

El medidor eléctrico monofásico DDS1352 cumple con los estándares técnicos de las normas IEC62053-21 e IEC62053-22, está diseñado para medir energía activa en sistemas de baja tensión y puede registrar parámetros eléctricos como voltaje, corriente

y potencia, mediante un convertor RS485 a USB se comunica con el Raspberry Pi4 y permite almacenar los datos eléctricos medidos (Ait et al., 2023).



Figura 4. Medidor eléctrico monofásico DDS1352.

Fuente: (ACREL, 2025).

b) PZEM 003

El módulo PZEM 003/017 DC se emplea para la medición de voltaje, de corriente continua, potencia. Este módulo carece de una función de visualización (Ait et al., 2023)

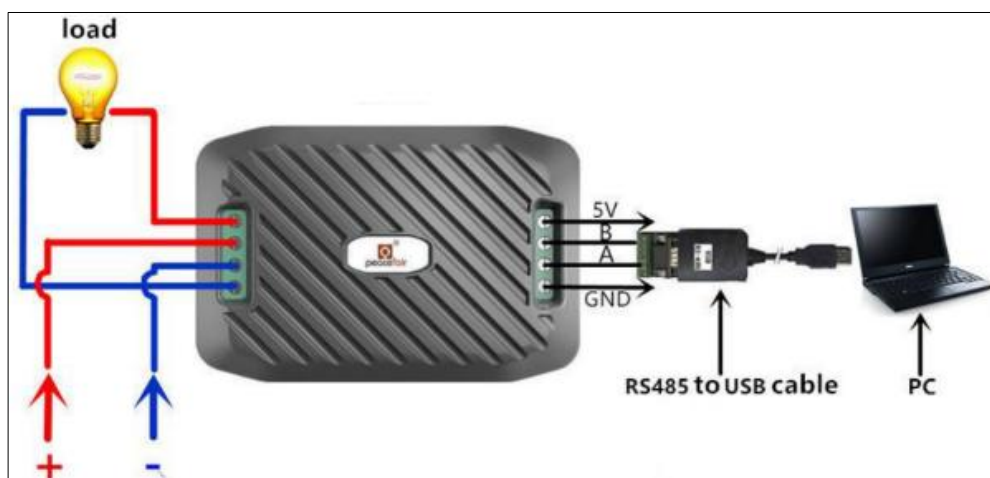


Figura 5. Medidor eléctrico en DC PZEM 003 0 – 300 V y de 1 – 10 A.

Fuente: (PZEM, 2025).

c) Raspberry pi4

El Raspberry Pi 4 se seleccionó por su asequibilidad y disponibilidad, siendo suficiente para integrar modelos de aprendizaje automático para el monitoreo de señales de series temporales, sin requerir altos requisitos de procesamiento gráfico (Ait et al., 2023).



Figura 6. Placa del Raspberry PI4. Adaptado del fabricante.
Fuente: (Raspberry Pi, 2024).

2.2.9. Generación distribuida

Se refiere a la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de recursos energéticos renovables, como la energía solar, que se lleva a cabo cerca del lugar de consumo, en lugar de depender de grandes plantas de energía centralizadas. Este enfoque permite que la generación de electricidad esté más cerca de la demanda, lo que reduce la necesidad de utilizar la red de transmisión de alta tensión y, por lo tanto, disminuye las pérdidas resistivas asociadas con el transporte de energía. (Schmalensee et al., 2015)

Un mecanismo de incentivos económicos que se utiliza para fomentar la adopción de la energía solar es el SFT (Solar Feed-in Tariff), este sistema garantiza a los productores de energía solar un precio fijo por la electricidad que generan y alimentan a la red, lo que proporciona una mayor certeza financiera y puede estimular la inversión en tecnologías de energía solar. La combinación de la generación distribuida y los mecanismos como el SFT puede facilitar la transición hacia un sistema energético más sostenible y resiliente, al incentivar la producción local de energía renovable y reducir la dependencia de fuentes de energía fósiles (Schmalensee et al., 2015).

2.2.10. Esquemas de interconexión con solar feed-in tariff

Los esquemas de interconexión con Sistemas Fotovoltaicos de Conexión a Red (SFCCR) son configuraciones eléctricas que permiten integrar la energía solar fotovoltaica a la red eléctrica, asegurando eficiencia, seguridad y fiabilidad en el suministro. La implementación adecuada de estos esquemas requiere considerar la topología de conexión, protección contra sobrecargas y optimización del rendimiento según las condiciones de irradiación y temperatura. Además, deben cumplir

normativas específicas sobre la calidad de la energía inyectada y realizar un análisis de la capacidad de la red para recibir la energía generada, así como los impactos en la estabilidad del sistema eléctrico (Castejón & Santamaría, 2010).

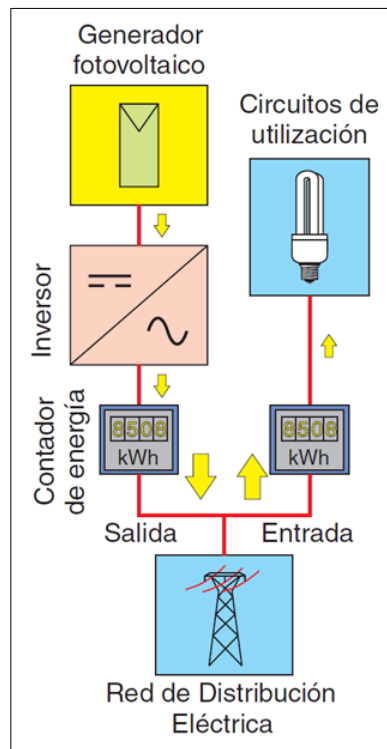


Figura 7. Sistema fotovoltaico para conexión a la red
Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010).

2.2.11. Marco regulatorio en Latinoamérica

La generación distribuida residencial en Chile, regulada por la Ley 2118 de Generación Distribuida para el Autoconsumo (net billing), permite a los usuarios finales inyectar energía eléctrica a la red, valorizando estas inyecciones al precio de nudo de energía, lo que reduce su factura eléctrica. La empresa distribuidora es responsable de medir estas inyecciones y, en caso de no poder realizar la lectura, debe estimar provisionalmente la cantidad inyectada, ajustando las diferencias en facturaciones posteriores (Ramos, 2020).

La Resolución 174 de 2021 en Colombia introduce diversas opciones de comercialización para la generación distribuida, facilitando a los generadores la venta de su energía con mayor flexibilidad. Esta normativa permite que los generadores realicen ventas directas a comercializadores que operan en conjunto con el operador de red, quienes tienen la obligación de adquirir la energía producida. El precio de venta se determina en función de un precio de bolsa, al que se le añaden beneficios adicionales. Asimismo, se establece que, si la capacidad total exenta de peajes supera el 5% de la

capacidad instalada del sistema eléctrico, los generadores estarán sujetos al pago de un peaje proporcional, garantizando así una distribución equitativa de los costos dentro del sistema (Ramos, 2020).

La fórmula para calcular el precio de venta de la generación distribuida, conforme al artículo 22 de la Resolución N° 174 de 2021 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, es la siguiente el cálculo del precio se realiza mediante la siguiente expresión:

$$PVgd_{h,m,n,i,j} = PB_{h,m} + Beneficios \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde:

- $PVgd_{h,m,n,i,j}$: Precio de venta de la generación distribuida en la hora h del mes m en el nivel de tensión n al comercializador i en el mercado de comercialización j (\$/kWh).
- $PB_{h,m}$: Es el precio de bolsa correspondiente a la hora h del mes m (S/kWh) (Ramos, 2020).

En Argentina se ha establecido un programa de apoyo a la generación distribuida con una duración de doce años. Entre sus principales medidas se incluyen: la creación de un fondo público para otorgar financiamiento y garantías; incentivos fiscales como créditos tributarios y amortización acelerada para la adquisición de equipos; la devolución anticipada del IVA; y el acceso a créditos con tasas preferenciales, así como la inclusión en el Programa de Desarrollo de Proveedores (Ramos, 2020).

2.2.12. Marco regulatorio de la generación distribuida en el Perú

La generación distribuida en Perú se encuentra en un proceso de consolidación, respaldada por un marco normativo que incluye la Ley N° 27133 y el Decreto Supremo N° 012-2011-EM, que promueven el uso de energías renovables no convencionales (ERNC). Según datos del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), la participación de las ERNC en la matriz energética nacional ha ido en aumento, alcanzando un 5% en el consumo eléctrico nacional en los últimos años (Mayorga & Soncco, 2024).

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) ha implementado un programa de despacho económico que prioriza la integración de la generación distribuida, aunque persisten desafíos en la interconexión y regulación. El Decreto Supremo N° 020-2013-EM establece incentivos para la inversión en áreas no conectadas, pero la falta de un marco regulatorio claro para la interconexión de sistemas de generación distribuida limita su desarrollo (Mayorga & Soncco, 2024).

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) ha señalado que es necesario revisar y actualizar las normativas existentes para facilitar la adopción de tecnologías de generación distribuida, como paneles solares y sistemas eólicos. La implementación de políticas que promuevan la generación distribuida es crucial para diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de combustibles fósiles, alineándose con los compromisos del país en el marco del Acuerdo de París (Mayorga & Soncco, 2024).

2.2.13. Facturación por consumo de electricidad

La facturación por consumo de electricidad en el contexto de la generación distribuida se basa en tarifas por kilovatios-hora (kWh) consumidos. Sin embargo, este modelo presenta desafíos, ya que los propietarios de sistemas de energía solar pueden reducir su consumo de la red, trasladando algunos costos de la infraestructura a otros usuarios. Esto genera preocupaciones sobre la equidad del sistema tarifario (Schmalensee et al., 2015).

Para abordar estos problemas, se propone desarrollar sistemas de precios que asignen los costos de la red a quienes los generan, asegurando que las tarifas reflejen de manera justa los costos asociados con la integración de la generación distribuida. Un sistema de facturación más equitativo es esencial para fomentar la aceptación y expansión de las energías renovables, promoviendo un crecimiento sostenible del sector energético (Schmalensee et al., 2015).

2.2.14. Ingresos por escenario económico

a) Escenario net metering

El net metering es un mecanismo regulatorio de compensación energética en el cual la energía excedente inyectada a la red se acredita en función de un balance neto de energía (kWh). Bajo este esquema, la energía exportada se valora al precio minorista unitario, generando una compensación directa en kWh contra el consumo registrado en el periodo de facturación o en ciclos posteriores. Este modelo promueve una compensación equitativa para el prosumidor, manteniendo una relación uno a uno entre generación excedente y consumo. (Ordóñez et al., 2022)

Según OSINERGMIN, en este mecanismo, el usuario instala un medidor bidireccional que registra tanto la energía consumida de la red como la energía inyectada. Cuando se produce un excedente de generación, el medidor contabiliza la energía enviada a la red, generando una compensación equivalente que puede aplicarse a la energía consumida en otros momentos. La Figura 8 representa este escenario, donde un usuario con un

sistema fotovoltaico genera excedentes en un periodo determinado, los cuales se aplican para cubrir parcialmente o totalmente su consumo eléctrico posterior (OSINERGMIN, 2019).

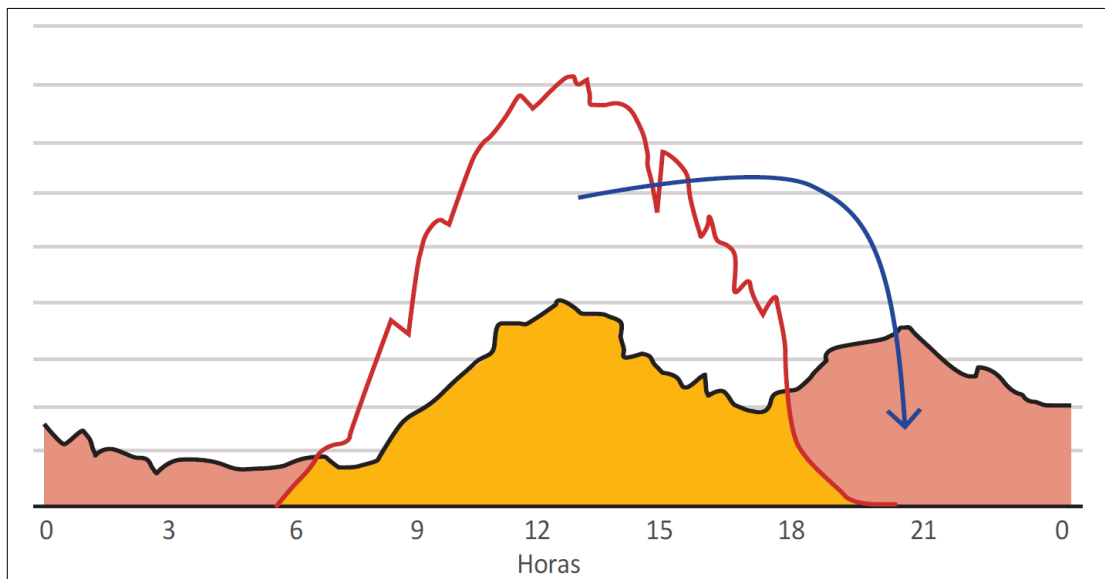


Figura 8. Esquema de operación de net metering, indica la cantidad de energía excedente que se inyecta a la red y genera los créditos de energía.

Fuente: (OSINERGMIN, 2019).

b) Escenario net billing

El net billing es un mecanismo de compensación basado en la liquidación económica del excedente energético, donde la energía inyectada a la red es registrada y valorizada a una tarifa específica, generalmente cercana al precio mayorista o al valor de compra de energía por parte de la distribuidora. A diferencia del net metering, en este modelo la energía exportada no se compensa en términos de kWh, sino que se aplica un crédito monetario al valor de venta de la energía, el cual se descuenta del costo de la energía consumida, valorizada al precio minorista. Este modelo refleja una mayor separación entre los valores de inyección y consumo, con menores márgenes de compensación para el usuario generador (Ordóñez et al., 2022).

Dado que en el Perú no se cuenta aún con un reglamento oficial que establezca el precio de compensación para dicha energía, se adopta como referencia el precio en barra, definido por OSINERGMIN como el valor unitario al cual las empresas distribuidoras adquieren energía de los generadores en el mercado regulado, en la tabla 4 se muestran los datos de los precios en barra utilizado. Para este análisis, se empleará el precio en barra vigente para la ciudad de Juliaca, correspondiente a 0.3161 S//kWh el cual será utilizado como base para la estimación de ingresos por inyección de excedentes en el

escenario de facturación. Considerando la tarifa BT5B de S/ 0.7788 por kWh, la diferencia entre el precio en barra y la tarifa de Electro Puno S.A.A. es de S/ 0.4526 por kWh.

Tabla 4

Precio en barra para de ciudades importantes del Perú

Barras Principales	Potencia PPB (S/ kW-mes)	Energía HP PEBP (ctm. S/kWh)	Energía HFP PEBF (ctm. S/kWh)	Precio Medio (ctm. S/kWh)	Fijación VS Vigente (%)
Piura	60.47	17.98	16.69	31.96	-17,4%
Chiclayo	60.47	17.83	16.55	31.82	-17,5%
Trujillo	60.47	17.65	16.40	31.66	-17,5%
Lima	60.47	17.16	15.89	30.30	-18,3%
Ica	60.47	16.89	15.72	30.89	-18,0%
Marcona	60.47	17.15	15.85	31.04	-18,3%
Tingo María	60.47	17.40	16.11	31.39	-17,9%
Cusco	60.47	17.57	16.10	31.43	-18,5%
Combapata	60.47	17.81	16.29	31.63	-18,7%
Tintaya	60.47	17.98	16.46	31.81	-18,9%
Juliaca	60.47	17.81	16.26	31.61	-19,0%
Socabaya	60.47	17.70	16.21	31.53	-18,5%
Toquepala	60.47	17.88	16.36	31.68	-18,6%
Tacna	60.47	17.78	16.24	31.56	-18,5%

Nota. Extraído del Cuadro N° 2 Precios en barra de las principales ciudades del Perú
Fuente: (OSINERGMIN, 2025).

c) Escenario alternativo

En este escenario no se va a realizar inyección a la red, pero, el ingreso adicional será considerado mediante la incorporación de FISE como retribución a la eficiencia energética, es importante mencionar que el consumo debe ser menor a 42 kWh/mes.

d) Escenario de autoconsumo

En este escenario, no se contempla la posibilidad de inyectar energía a la red, por lo que el único beneficio económico para el usuario proviene de la disminución en su factura mensual con la empresa distribuidora, en este caso, ELECTROPUNO S.A. La energía excedente generada no se utiliza ni se compensa, como se observa en la Figura 9. Así, durante los periodos sin generación fotovoltaica, el usuario depende completamente del suministro eléctrico convencional (OSINERGMIN, 2019).

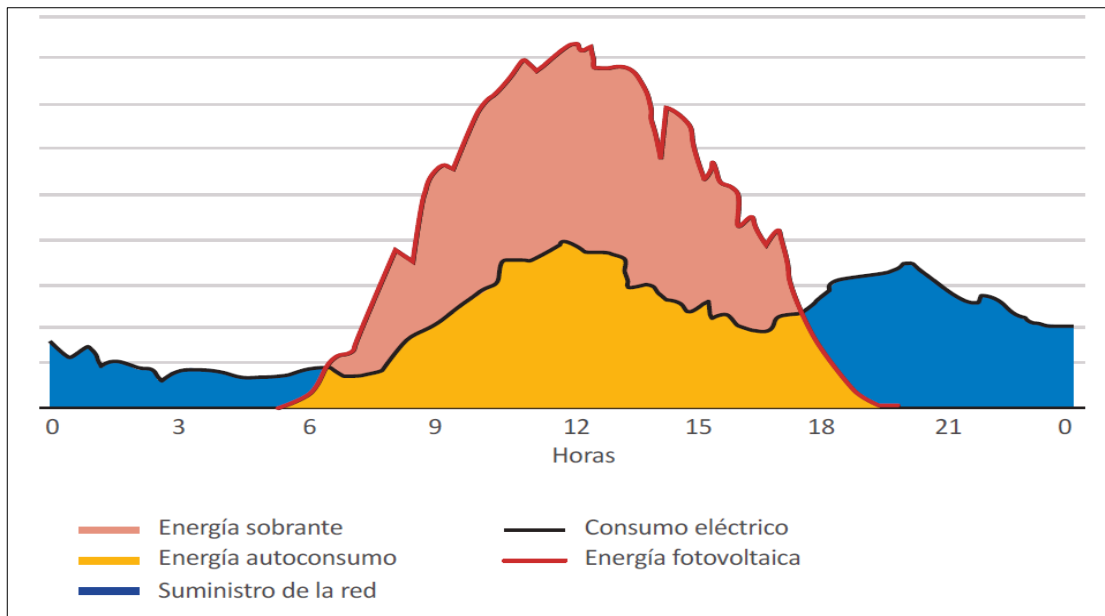


Figura 9. Esquema de operación del autoconsumo (kWh), muestra la energía sobrante, de autoconsumo y suministro de la red (OSINERGMIN, 2019).

Fuente: (OSINERGMIN, 2025).

2.2.15. Fondo de inclusión social energético

El FISE es un mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica, proporciona asistencia a los usuarios de electricidad mediante la entrega de vales mensuales, destinados a la adquisición de balones de gas licuado de petróleo (GLP). Este programa tiene como objetivo principal fomentar la inclusión social de poblaciones vulnerables y promover el uso de energías más limpias, como el gas natural y renovable. Para ser elegible, los hogares no deben estar ubicados en áreas con acceso a redes de gas natural, y su ingreso anual no debe exceder los S/ 19 900.00, además, es necesario que el consumo promedio mensual de electricidad sea igual o inferior a 70 kWh, calculado a partir de los últimos 12 meses, y que cuenten con una cocina a gas que funcione con balones de GLP. Por último, el material del piso de la vivienda debe ser de cemento, tierra, madera u otro material de menor resistencia (FISE, 2022).



Figura 10. Línea de tiempo del fondo de inclusión social energético
Fuente: (FISE, 2025).

2.2.16. Vale GLP

Durante el 2022, se incrementó el valor del vale de descuento FISE de S/ 20.00 a S/ 25.00 (FISE, 2022), En los 50 distritos con mayores niveles de pobreza, en comedores populares, instituciones educativas del programa Qali Warma, Ollas Comunes, viviendas localizadas en zonas de explotación de hidrocarburos y gas natural, se otorga un subsidio de S/ 43.00. En algunas regiones con presencia de yacimientos de gas natural, este beneficio se incrementa a S/ 63.00 y S/ 80.00. Desde su implementación hasta abril de 2025, el programa ha distribuido más de 135 millones de vales, de los cuales se han canjeado más de 110 millones. Solo en el mes de abril de 2025, se registró una atención total de 1 295 498 beneficiarios, compuesta por 1 236 677 viviendas, 10 763 comedores populares y 4 030 Ollas Comunes. La asignación de vales a estas instituciones se determina en función del número de personas atendidas (FISE, 2025).

2.2.17. Flujo de caja MSFVCR en un ámbito de generación distribuida

a) Energía generada

Es la energía que genera el sistema fotovoltaico a lo largo de un año, este valor se utiliza para realizar el flujo económico. (Creus, 2014).

b) Venta de energía

La venta de energía es el ingreso del MSFCR, es el producto de la energía generada por la tarifa eléctrica de cada escenario económico (Creus, 2014).

Tabla 5*Tarifas por escenario económico*

Escenario económico	Relación de inyección	Compensación económica	Tarifa (S//kWh)
Autoconsumo		No	0.7788
Alternativo con FISE		Si	0.7788
Net metering	1:1	No	0.7788
Net billing	>1	No	0.3161
Net metering con FISE	1:1	Si	0.7788
Net Billing con FISE	>1	Si	0.3161

Nota: El precio de 0. 7788 S//kWh se obtiene de la tarifa BT5B y el precio de S//kWh 0.3161 es el precio en barra detallado en la tabla 4.

Fuente: Elaboración propia (2025).

$$V = (\text{Energía generada}) \times (\text{tarifa eléctrica}) \quad \text{Ec. (3)}$$

Donde

V : Venta de la energía

c) Costos de mantenimiento del MSFV on grid

Los costos de mantenimiento representan el 0.2 % de la inversión inicial y tiene un incremento anual de 3% después del primer año (Creus, 2014).

$$M = I \times 0.002 \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde

M: es el costo de mantenimiento

d) Costos de operación del MSFV on grid

Los costos de operación tienen el mismo valor para los cuatro escenarios económicos, representan el 0.4% de la inversión y tiene un incremento anual de 1 % (Creus, 2014).

$$O = I \times 0.004 \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde

M: es el costo de operación

e) Costo de administración del MSFV on grid

Los costos administrativos varia para cada escenario económico, representa el 0.03 % de la venta de energía y tiene un incremento anual de 2 % (Creus, 2014).

$$A = (\text{Venta de energía}) \times 0.003 \quad \text{Ec. (6)}$$

2.2.18. Flujo de caja

El flujo de caja se resulta de la diferencia de los ingresos y los egresos (Creus, 2014).

$$FC = \text{Venta de energía} - (M + O + A) \quad \text{Ec. (7)}$$

Donde

FC: es el flujo de caja

M: costo de mantenimiento

O: costo de operación

A: costo de administración

2.2.19. Rentabilidad de un sistema fotovoltaico

La rentabilidad se define como la habilidad de un sistema fotovoltaico para producir beneficios económicos en comparación con la inversión efectuada. Esta se evalúa principalmente mediante el Valor Actual Neto VAN, que es un indicador que contrasta los flujos de caja futuros generados por el sistema con la inversión inicial y los costos operativos. También se consideran la tasa interna de retorno TIR, el Costo Nivelado de Energía LCOE y el Tiempo de Recuperación Simple PRS. Desde la perspectiva fotovoltaica, la rentabilidad está afectada por diversos factores (D'Adamo et al., 2024).

a) Autoconsumo

Un mayor porcentaje de autoconsumo de la energía generada por el SFV aumenta la rentabilidad, ya que reduce la dependencia de la compra de energía de la red y, por lo tanto, los costos asociados (D'Adamo et al., 2024).

b) Incentivos y políticas

La disponibilidad de incentivos puede mejorar significativamente la rentabilidad al reducir los costos iniciales de instalación (D'Adamo et al., 2024).

c) Escenarios de mercado

Las condiciones del mercado, la inyección de energía, los precios de la energía y los costos evitados también afectan la rentabilidad. Escenarios de mercado con precios altos pueden aumentar la rentabilidad de los SFV (D'Adamo et al., 2024).

2.2.20. Índices de rentabilidad

Existen diversos indicadores que permiten medir la rentabilidad de un proyecto solar fotovoltaico a partir del flujo de caja proyectado, para ello es de suma importancia determinar si el proyecto es financiado netamente por el usuario o si el proyecto es financiado por una entidad bancaria (Beltrán & Cueva, 2018).

a) El costo de oportunidad de capital para un proyecto fotovoltaico

El costo de oportunidad de capital COK el cual es clave para realizar un análisis económico en cualquier tipo de proyecto, se calcula a través del modelo Capital Asset Pricing Model o Modelo de Valoración de Activos Financieros (CAPM) por sus siglas en inglés, este modelo se usa para analizar inversiones a mediano y largo plazo. En

países como Perú, donde existen riesgos adicionales por temas económicos o políticos, el COK debe ajustarse con el riesgo país (Bravo, 2011).

$$COK = r_f + \beta x (R_M - r_f) + RP \quad \text{Ec. (8)}$$

Donde

- r_f : Tasa libre de riesgo
- β : Índice del riesgo individual sin apalancamiento
- $R_M - r_f$: Prima de riesgo del mercado
- RP : Riesgo país

$$COK = r_f + \beta x (R_M - r_f) + RP$$

$$COK = 4.46 + 0.49 x (5.44) + 1.78$$

$$COK = 8.90 \%$$

La tasa libre de riesgo debe basarse en una economía estable con un mercado de capitales desarrollado, como el de Estados Unidos. Por ello, se toma como referencia el rendimiento de los bonos del gobierno estadounidense, en este caso de acuerdo a la Figura 11 se opta por un valor de 4.46% como tasa libre de riesgo (Bravo, 2011).



Figura 11. La tasa libre de riesgo de los Estados Unidos

Fuente: (FRED, 2025).

El índice de riesgo individual (β) señala en qué medida cambia el rendimiento de un activo en relación con las variaciones del mercado la tabla 6 muestra el valor del índice de riesgo individual sin apalancamiento para varios tipos de industria, en este caso para la determinación del COK en un proyecto solar se escoge el valor para energía verde y renovable es igual a 0.49 (Bravo, 2011).

Tabla 6*Índice de riesgo individual para el mercado de los Estados Unidos*

Nombre de la industria	Número de empresas	Beta	Relación D/E	Beta sin apalancamiento
Materiales de construcción	39	1.36	18,97%	1.19
Materiales de construcción	46	1.29	21,56%	1.11
Electrónica	11	0,92	13,31%	0.84
Ingeniería/Construcción	42	0,99	17,92%	0.87
Energía verde y renovable	18	1.13	176,18%	0.49
Construcción de viviendas	30	1.43	17,50%	1.26
Maquinaria	109	1.07	15,70%	0,96
Metales y minería	64	1.02	16,76%	0,91
Comercio minorista	13	1,79	20,19%	1.55

Nota. Extraído de Betas por sector

Fuente: (NYU, 2025).

La prima de riesgo de mercado representa la compensación adicional que un inversionista exige por asumir un riesgo mayor al invertir en un activo riesgoso en lugar de uno seguro, se obtiene del promedio de prima de riesgo de EEUU. Para este caso, el valor correspondiente es de 5.44% (NYU, 2025).

El riesgo país es un indicador que refleja la probabilidad de que un país no cumpla con sus obligaciones financieras, especialmente frente a inversionistas extranjeros. Este riesgo está influenciado por factores políticos, económicos, sociales e institucionales que afectan la estabilidad y credibilidad del país en los mercados internacionales. En el caso de Perú, este valor es publicado diariamente en la página web oficial del Banco Central de Reserva del Perú (BCR) (Bravo, 2011)

Tabla 7*El riesgo país de Perú*

Mes y año	Valor	Mes y año	Valor
Mayo 2024	1.56	Noviembre 2024	1.55
Junio 2024	1.61	Diciembre 2024	1.54
Julio 2024	1.59	Enero 2025	1.57
Agosto 2024	1.7	Febrero 2025	1.58
Septiembre 2024	1.63	Marzo 2025	1.63
Octubre 2024	1.54	Abril 2025	1.78

Nota. extraído de series mensuales.

Fuente: (BCRP, 2025).

b) El valor actual neto

El valor actual neto (VAN) es el valor presente de los beneficios netos que genera un proyecto a lo largo de su vida útil, descontados a la tasa de interés que refleja el costo de oportunidad. El proyecto será rentable si el VAN es positivo (Beltrán & Cueva, 2018).

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FC_n}{(1+r)^n} - I \quad \text{Ec. (9)}$$

Donde

FC_n : Flujo de caja que corresponde al periodo t

I : Valor de la inversión inicial

r : Tasa de descuento o costo de oportunidad de capital COK

n : Vida útil del proyecto en años

c) La tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno TIR de un proyecto mide la rentabilidad promedio anual que genera el capital que permanece invertido en él, matemáticamente, se define como la tasa de interés que hace que el VAN de un proyecto sea igual a cero (Beltrán & Cueva, 2018).

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{FC_n}{(1+r)^n} - I = 0 \quad \text{Ec. (10)}$$

Donde

FC_n : es el flujo de caja que corresponde al periodo t

I : Valor de la inversión inicial

r : Tasa de descuento o costo de oportunidad de capital (COK)

n : Vida útil del proyecto en años

d) Costo Nivelado de Energía

Se define como la suma total de los gastos asociados a la construcción y operación de un proyecto solar fotovoltaico a lo largo de su vida útil, dividida por la cantidad total de energía generada durante ese mismo lapso. Asimismo, el LCOE indica el precio mínimo al que debe comercializarse la electricidad para que el proyecto logre recuperar su inversión a lo largo de su duración (Akpahou et al., 2023). Este concepto se representa a través de la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{\text{Costo del ciclo de vida (USD)}}{\text{Producción de energía total (kWh)}} \quad \text{Ec. (11)}$$

e) Período de Recuperación Simple

Para llevar a cabo el cálculo del Período de Recuperación Simple (PRS), es fundamental considerar el valor de la inversión inicial y los flujos de efectivo generados por el proyecto. Este análisis implica evaluar el tiempo transcurrido hasta la recuperación total de la inversión, lo que se traduce en la necesidad de determinar el flujo de caja acumulado hasta el momento en que se alcanza la recuperación de la inversión, en relación con el flujo de caja correspondiente al año en que se cumple dicha recuperación. (Akpahou et al., 2023).

$$PSR = a + \frac{I - b}{c} \quad \text{Ec. (12)}$$

Donde

- a : Período anterior hasta recuperar la inversión
- I : Inversión Inicial
- b : Flujo de caja acumulado anterior de recuperación de la inversión
- c : Valor del flujo de caja del año en que se satisface la inversión

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1.Ámbito de estudio

La presente investigación se ubica en una vivienda de la urbanización ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca, referencia CEBA Vicente Mendoza Días.

- Latitud : -15.494333
- Longitud : -70.115122
- Azimut : 340

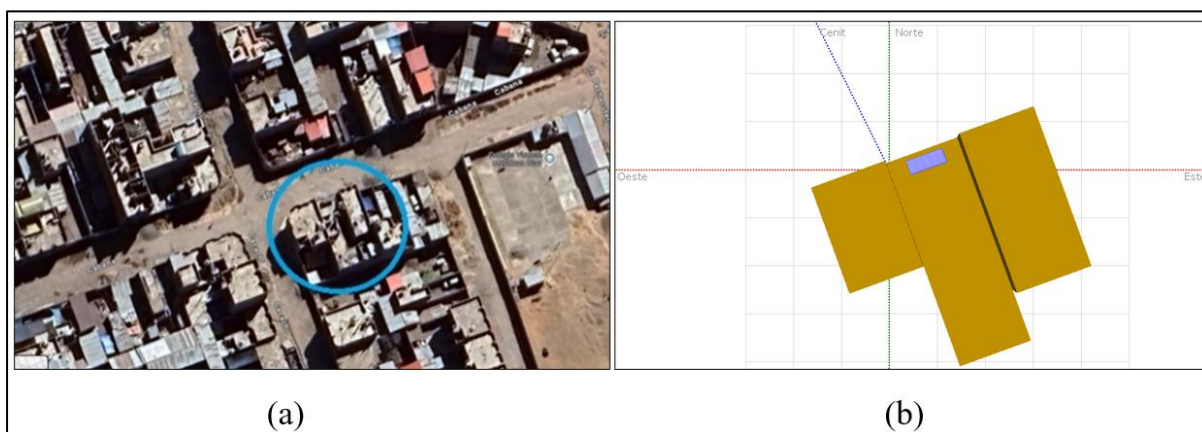


Figura 12. Ubicación y orientación del proyecto de investigación.

Fuente: Elaboración propia (2025).

3.2.El horizonte del proyecto:

La implementación de un MSFV de 700 W on-grid residencial en la urbanización Ampliación San Santiago de Juliaca se establece para un período de 30 años, que corresponde a la vida útil esperada del sistema. Durante este tiempo, se anticipa una renovación del inversor en el año 15.

3.3.Tipo de investigación

La presente investigación se clasifica como aplicada, ya que tiene como objetivo resolver problemas específicos relacionados con la viabilidad económica y la implementación de un MSFV de 700 W on grid en la urbanización Ampliación San Santiago de Juliaca. A través de un análisis detallado de diferentes escenarios económicos, se busca proporcionar información práctica que pueda ser utilizada para la toma de decisiones en el ámbito de la generación distribuida.

3.4.Enfoque de la investigación

El enfoque de la investigación es cuantitativo, ya que busca medir y analizar de forma objetiva variables económicas como el Valor Actual Neto VAN, la Tasa Interna de Retorno TIR, el

Costo Nivelado de Energía LCEO y el Periodo de Recuperación Simple PRS, mediante técnicas estadísticas y financieras. Este enfoque permite establecer comparaciones entre diferentes escenarios económicos para determinar cuál resulta más viable desde el punto de vista financiero. Además, se utilizan datos numéricos obtenidos mediante simulaciones técnicas y registros de generación eléctrica, los cuales son tratados con métodos matemáticos para sustentar las conclusiones de manera objetiva y verificable.

3.5. Diseño de la investigación

El diseño de la investigación es no experimental, ya que no se manipulan variables en un entorno controlado. En lugar de ello, se realiza un análisis de diferentes escenarios económicos basados en datos reales y simulados en condiciones del entorno. Se utilizan métodos de simulación y análisis de datos históricos para proyectar los resultados económicos, permitiendo así una evaluación integral de la rentabilidad y viabilidad de los sistemas fotovoltaicos en la urbanización Ampliación San Santiago.

3.6. Materiales

3.6.1. Recursos humanos

- Tesista

3.6.2. Recursos materiales o equipos

a) Módulo fotovoltaico

En la presente investigación se utilizará cinco módulos fotovoltaicos de 150 W de la marca RENEPV, las especificaciones se detallan en las tablas 8 y en la tabla 9 para el generador fotovoltaico.



Figura 13. Módulo FV RENEPV modelo RD150M6. Adaptado del fabricante.
Fuente: (RENEPV, 2025).

Tabla 8

Características del módulo fotovoltaico.

Parámetros eléctricos (STC)	
Potencia eléctrica máxima (Pmp)	150 W
Corriente de máxima potencia (Imp)	7.90 A
Tensión de máxima potencia (Vmp)	18.99 V
Corriente de corto circuito (Isc)	8.45 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	22.42 V

Nota: Módulo RD150M6 – 150 W Monocristalino.

Fuente: (RENEPV, 2025).

Tabla 9

Características del generador fotovoltaico

Parámetros eléctricos	
Potencia máxima	0.75 kW
Corriente de máxima potencia	7.90 A
Tensión de máxima potencia	94.95 V
Corriente de corto circuito	8.45 A
Tensión de circuito abierto	112.1 V

Nota: Datos construidos para un generados que consta de 5 módulos fotovoltaicos de 150 W modelo RD150M6.

Fuente: (RENEPV, 2025).



Figura 14. Generador del ministema solar fotovoltaico on-grid residencial de 700 W.

Fuente: Elaboración propia (2025).

b) Inversor de conexión a red

En la presente investigación se utilizará el inversor monofásico SOLIS Mini S6 – GR1P de 700 W, las especificaciones se detallan en la tabla 10.



Figura 15. SOLIS Mini S6 – GR1P de 700 W.
Fuente: (Solis Inverters, 2025).

Tabla 10

Características del inversor SOLIS Mini S6 – GR1P de 700 W

Lado C.C. (datos de entrada)	
Potencia máxima de entrada recomendada	1.1 kW
Corriente máxima de entrada	14 A
Voltaje nominal	200 V
Rango de voltaje MPPT	50 V – 500 V
Lado C.A. (datos de salida)	
Potencia nominal de salida	0.7 kW
Potencia máxima de salida	0.77 kW
Voltaje nominal de la red	220 V
Frecuencia eléctrica	50 / 60 Hz
Corriente nominal	3.2 A
Corriente máxima	4.4 A

Fuente: (Solis Inverters, 2025).

3.6.3. Metodología para la determinación del cuadro de cargas

El cuadro de cargas se elaboró a través de medición directa de tensión y corriente de los equipos instalados en esta vivienda, el factor de simultaneidad considerado es 0.78 (Schneider Electric, 2010). en la Figura 16 se muestra los instrumentos utilizados para la medición, un multímetro de la marca PRASEK modelo PR-301C y para la medición de la corriente alterna una pinza amperimétrica de la marca NENG ST207, el cuadro de cargas se detalla en la tabla 11.



Figura 16. Herramientas utilizadas para la determinación del cuadro de cargas.
Fuente: Elaboración propia (2025).

Tabla 11

Cuadro de cargas eléctricas de la vivienda

N°	Receptor	Tensión (V)	Cantidad	Potencia (W)	Uso diario (h)	Energía diaria (Wh)
1	Electrobomba Inox	220	1	750	0.2	150
2	Electrobomba	220	1	126	0.2	25.2
3	Impresora	220	1	10	0.08	0.8
4	Laptop	220	2	60	2	240
5	Computadora	220	2	110	2	440
6	Celular	220	4	10	1	40
7	Refrigeradora	220	1	100	14	1400
8	TV Sala	220	1	80	1	80
9	Focos led	220	8	20	3	480
10	Lavadora	220	1	367	0.2	73.4
TOTAL				1633		2929.4

Fuente: Elaboración propia (2025).

3.6.4. Metodología para la obtención datos eléctricos

Los datos eléctricos se midieron directamente utilizando dos smartmeters Acrel DDS1352, para medición en CA y un PZEM 003 para medición en DC, estos datos de almacenaron en un Raspberr Pi 4 a través del puerto de comunicación Modbus.

3.7. Implementación del MSFV de 700 W on-grid residencial

El MSFV de 700 W on-grid residencial conectado a red incluye 5 módulos fotovoltaicos RD150M6 – 150 W monocristalino, 1 inversor conectado a red SOLIS Mini S6 – GRIP de 700 W, 2 smart meters monofásicos Acrel DDS1352, un medidor PZEM-003/017 DC, una llave termomagnética DC FEEO 2 P 550 VDC MCB de 10 A y dos llaves termomagnéticas de 32 A para AC. La superficie total del generador fotovoltaico es de 4.42 m².

3.7.1. Orientación

Se determinó el norte geográfico mediante el método de la sombra, para ello se coloca un objeto vertical en un área despejada y marca la posición de su sombra al mediodía solar, cuando el sol está en su punto más alto. En el hemisferio norte, la sombra se proyectará hacia el norte, y en el hemisferio sur, hacia el sur. La línea que une el objeto con la marca de la sombra indicará la dirección del norte o sur geográfico, ofreciendo una forma sencilla y efectiva de orientación sin necesidad de herramientas tecnológicas.

3.7.2. Montaje de estructuras de soporte

Se emplearon cinco estructuras de acero, cada una recubierta con pintura anticorrosiva, diseñadas de manera individual para soportar cada panel solar. Estas estructuras permiten ajustar la inclinación de los paneles, optimizando así la captación de energía solar.

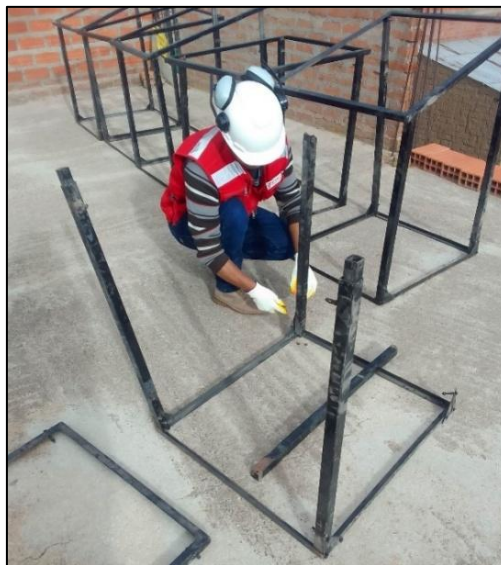


Figura 17. Montaje de las estructuras.

Fuente: Elaboración propia (2025).

3.7.3. Montaje de módulos fotovoltaicos

Después de preparar las estructuras de acero recubiertas con pintura anticorrosiva, se instalaron los paneles solares alineándolos para maximizar la exposición solar. Se utilizaron soportes de montaje y tornillos de acero inoxidable para asegurar cada panel firmemente a las estructuras. Se ajustó la inclinación de los paneles mediante un sistema de anclaje, permitiendo modificaciones según las condiciones del sitio.

3.7.4. Adaptación de la inclinación de los módulos fotovoltaicos

Luego se realizó la configuración de la inclinación de los módulos fotovoltaicos, se determinó utilizando un modelo matemático para calcular el ángulo de inclinación óptimo en función de la siguiente fórmula (Castejón & Santamaría, 2010).

$$B_{opt} = |\Phi| + 10^\circ \quad \text{Ec. (13)}$$

Donde

B_{opt} : ángulo de inclinación óptima (grados)

Φ : latitud del lugar.

Para aplicar este modelo, se determinó la latitud del sitio de instalación mediante Google Maps, $\Phi = -15.494333$, y se sustituyó el valor en la ecuación 13. Esto permitió calcular el ángulo de inclinación que maximiza la captación de energía solar a lo largo del año para una instalación autónoma. La inclinación resultante se ajustó en las estructuras de acero, asegurando que los módulos fotovoltaicos estuvieran inclinados de manera óptima para aprovechar al máximo la radiación solar disponible (Castejón & Santamaría, 2010).



Figura 18. Adaptación del ángulo de inclinación óptimo $B_{opt} = 25.49^\circ$.

Fuente: Elaboración propia (2025).

3.7.5. Instalación de medidores y sistemas de protección

Se instaló dos medidores monofásicos en AC para determinar la cantidad de energía captada de la red y la cantidad de energía que aporta el MSFV de 700 W, ambos medidores son de la marca Acrel DDS1352, además se instaló un medidor PZEM 003 entre el inversor y el generador fotovoltaico para medir en DC.

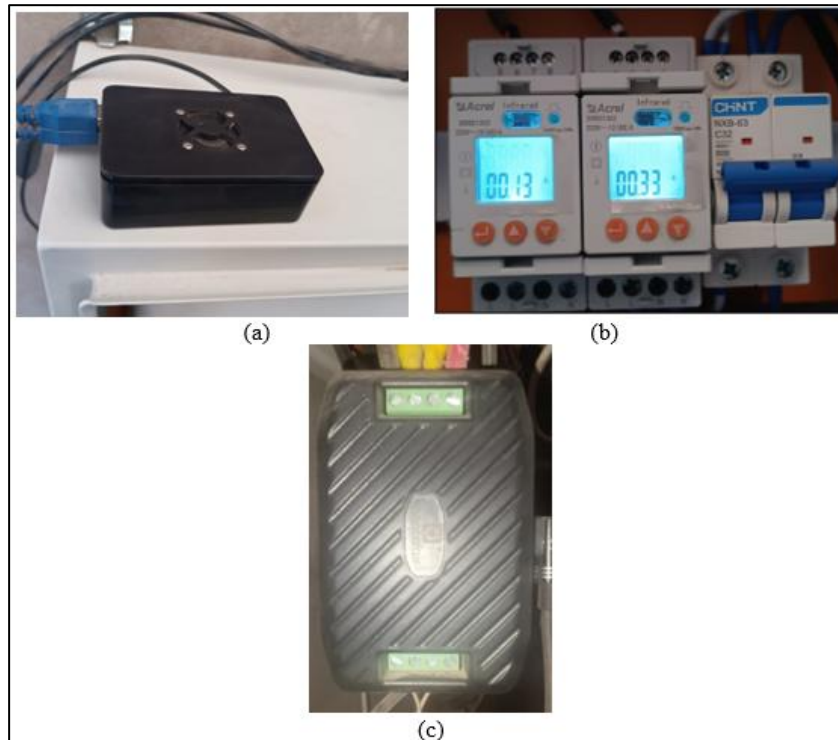


Figura 19. Equipos de monitoreo, (a) Raspberry Pi4, (b) medidores ACREL DDS1352 para AC, (c) medidor PZEM 0003 para DC.

Fuente: Elaboración propia (2025).

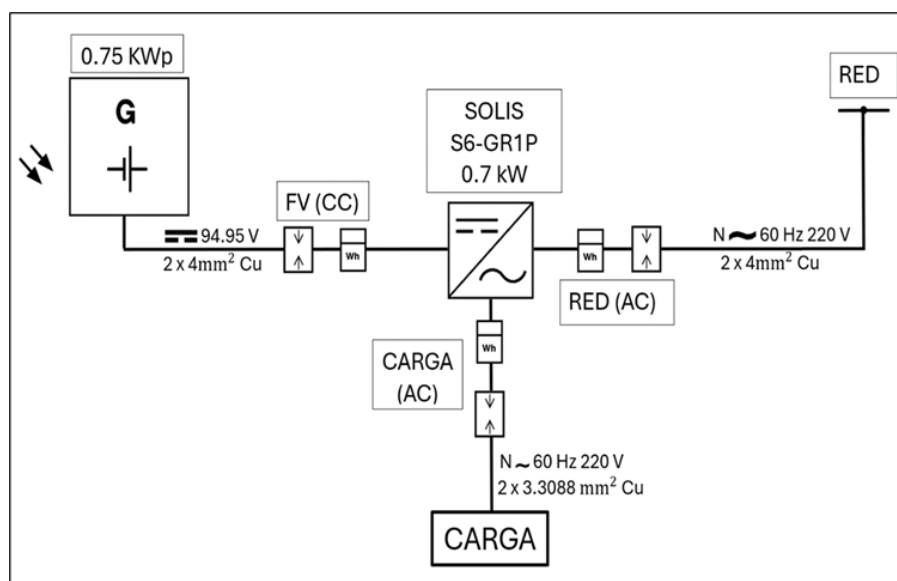
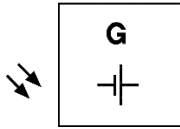
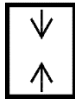
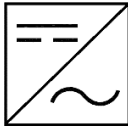







Figura 20. Diagrama de conexiones de MSFV on grid residencial de 700 W.

Fuente: Elaboración propia (2025).

Tabla 12

Símbolos gráficos en electricidad

LEYENDA			
	Generador fotovoltaico		Dispositivo de protección contra sobretensión
	Inversor		Contador de energía
	Punto de empalme con la red de distribución		Conductor eléctrico
	Corriente continua		Corriente alterna

Nota: la presente tabla identifica los símbolos utilizados en la Figura 19, extraído de las normas técnicas emitidas por la Dirección General de Electricidad, estas normas establecen lineamientos técnicos, de seguridad y procedimientos para diversas actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y uso de la energía eléctrica, incluyendo la electrificación rural y las conexiones en baja tensión (MINEM, 2025).

Fuente: Elaboración propia (2025).

3.8. Recopilación de los datos

Se utilizó este Raspberry Pi como plataforma central de recopilación y almacenamiento de datos, al que se conectaron dos medidores Acrel DDS1352 mediante comunicación RS-485, utilizando un adaptador de RS485 a USB. Adicionalmente, se integró el medidor PZEM-003 a través del mismo puerto RS485, empleando el mismo convertidor de RS485 a USB. Para la captura de datos eléctricos tanto en corriente alterna AC como en corriente continua DC, se desarrolló un programa en Python que facilitó la recolección y el procesamiento de la información eléctrica, permitiendo así un monitoreo efectivo de las condiciones operativas del MSFV de 700 W on grid.

3.9. Procedimiento para la recopilación de los datos

3.9.1. Programación de para adquisición de datos en PYTHON

Se construyó un script en Python que permite la comunicación con medidores eléctricos a través de una interfase RS485, para comunicar el protocolo Modbus de los medidores eléctricos con el Raspberry Pi4 se utilizó convertidores USB a RS485.

El script comienza importando las bibliotecas necesarias para la comunicación serial, manejo de fechas y horas. En un bucle infinito, se verifica el segundo actual del reloj del sistema operativo del Raspberry es decir LINUX; si es igual a "00", se procede a establecer la comunicación con tres medidores: dos medidores Acrel DDS1352 (uno para la red y otro para la carga) y un medidor PZEM-003 (para el generador fotovoltaico). Cada medidor se configura con su respectivo puerto ID, se establece una tasa de baudios de 9600 y un tiempo de espera de 1 segundo.

A continuación, se procede a leer varios registros a la vez de cada medidor, que incluyen voltaje, corriente, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, factor de potencia y frecuencia. Si ocurre un error durante la lectura, se asignan valores predeterminados de "0" a las variables correspondientes. Los valores leídos se imprimen cada minuto en la consola junto con la fecha y hora actual, diariamente se generan 1440 lecturas, los cuales son almacenados en la memoria del Raspberry Pi4. Finalmente, los datos obtenidos se guardan en un archivo de texto en el escritorio del Raspberry Pi, con un nuevo registro añadido cada vez que se ejecuta el bucle. Si hay un error al intentar guardar el archivo, se imprime un mensaje de error en la consola. El script se pausa brevemente antes de volver a iniciar el ciclo de lectura. En el anexo II. se muestra el script completo en lenguaje Python.

```

1 import serial #PARA COMUNICACION SERIAL
2 import datetime # FECHA Y HORA DE LA COMPUTADORA
3 import minimalmodbus # PROTOCOLO DEL MEDIDOR
4 import time # FECHA Y HORA
5 while True:
6     se=time.strftime("%S")
7     if se == "00":#or se=="15" or se=="30" or se=="45":
8
9         instrument1=minimalmodbus.Instrument('/dev/ttyUSB0',2)# PUERTO COM Y EL ID DEL MEDIDOR
10        instrument1.serial.baudrate=9600
11        instrument1.serial.timeout=1
12
13        instrument2=minimalmodbus.Instrument('/dev/ttyUSB0',3)# PUERTO COM Y EL ID DEL MEDIDOR
14        instrument2.serial.baudrate=9600

```

```

2024-10-05 23:17:00.128960 >>> 223.4    0.29 0.061 -0.039 0.065 0.815    60 223.4    0.26 0.06
0.021 0.059000000000000004 0.9490000000000001    60 0    0.0 0.0 1.191524084215392e-41
=====
2024-10-05 23:18:00.422065 >>> 222.8    0.27999999999999997 0.052000000000000005 -0.038 0.064 0
.812    60.01 222.8    0.24 0.052000000000000005 0.02 0.055 0.945    60 0    0.0 0.0 1.19152408
4215392e-41
=====
2024-10-05 23:19:00.236075 >>> 223.4    0.29 0.053 -0.039 0.067 0.82    60.01 223.3    0.25 0.0
520000000000000005 0.02 0.055999999999999994 0.946    60.01 0    0.0 0.0 1.191524084215392e-41

```

Figura 21. Interfaz del script para leer datos eléctricos del MSFV de 700 W.
Fuente: Elaboración propia (2025).



Figura 22. Interfaz RS485 a USB.

Fuente: Elaboración propia (2025).

3.9.2. Procesamiento y visualización de los datos

Los datos recopilados fueron analizados, procesados y graficados en Microsoft Excel.

3.10. Análisis económico

Basándose en el flujo de caja proyectado se calculó el valor actual neto VAN, la tasa interna de retorno TIR, el costo nivelado de energía LCOE y el período de recuperación simple PRS con las ecuaciones 9, 10, 11 y 12 respectivamente. Anualmente se determinó una entrega energética de 327.34 kWh para los escenarios de autoconsumo y alternativo, para los escenarios de compensación net metering y net billing se estimó y una entrega energética de 1509.40 kWh mediante el software PVsyst, con una tasa de descuento del 8.9% para una vida útil de 30 años. Los ingresos por venta de energía se calcularán utilizando la ecuación 3 y los datos proporcionados la tabla 5

3.10.1. Presupuesto de la instalación

En la Tabla 13 se presenta un presupuesto que detalla los equipos y elementos necesarios para la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red, esta tabla incluye los precios unitarios en soles de cada componente, así como el costo total basado en la cantidad requerida. Es relevante señalar que los precios cotizados ya incluyen el impuesto general a la venta (IGV) y otros gastos asociados a la implementación del MSFV de 700 W on-grid residencial. Los elementos que requieren una mayor inversión son el módulo fotovoltaico monocristalino RD150M6 y el inversor SOLIS Mini S6-GPR1 (0.7-3.6) K-M. El MSFV de 700 W on-grid residencial tiene una vida útil estimada de 30 años.

Tabla 13*Presupuesto del proyecto*

ITEM	DESCRIPCION DE EQUIPOS	CANT.	COSTO	COSTO
			UNIT.	TOTAL
			(S/.)	(S/.)
3.0	Módulo fotovoltaico			
3.1	Módulo fotovoltaico monocristalino RD150M6	5	289.36	1446.80
4.0	Estructura			
4.1	Estructura de soporte de fierro	5	50.00	250.00
5.0	Inversor			
5.1	Inversor S6-GPR1 (0.7-3.6) K-M	1	1665.00	1665.00
6.0	Sistema de protecciones			
6.1	Interruptor termomagnético AC	2	20.00	40.00
6.2	Interruptor termomagnético DC	1	40.00	40.00
6.3	Puesta a tierra	1	587.00	587.00
7.0	Cableado			
7.1	Cable fotovoltaico H1Z2Z2 1 x4 mm 2 rojo	8	2.12	16.96
7.2	Cable fotovoltaico H1Z2Z2 1 x4 mm 2 negro	8	2.12	16.96
7.3	Conector MC4 (hembra y macho)	1	2.12	2.12
7.4	Uniones metálicas, Tomillos, tarugos, fichas	1	20.00	10.00
7.5	Gabinete	1	279.00	279.00
9.0	Servicio de transporte			
9.1	Transporte de materiales	1	250.00	250.00
10.0	Montaje y puesta en operación			
10.1	Mano de obra	1	70.00	70.00
TOTAL				4683.84

Fuente: Elaboración propia (2025).

Tabla 14*Presupuesto de monitorización*

ITEMS	DESCRIPCION DE EQUIPOS	CANTIDAD	COSTO	COSTO
			UNITARIO	TOTAL
			(S/.)	(S/.)
1.0	Sistema de monitoreo			
1.1	Raspberry Pi4	1	303.03	303.03
1.2	Medidor CC	1	50.00	50.00
1.3	Adaptador convertidor RS485 a USB	2	2.00	4.00
1.4	Cables USB	2	6.00	12.00
1.5	Medidor monofásico DDS1352	2	741.87	1483.74
TOTAL				1852.77

Fuente: Elaboración propia (2025).

3.10.2. Energía producida por el SFCR

En la medición directa el MSFV de 700 W on grid residencial opera limitado al consumo LimByEPM, es decir que el inversor solamente entregará la cantidad de energía que la residencia lo requiere. En este caso 164 kWh durante 6 meses y 327.34 kWh durante un año completo.



Figura 23 Pantalla del inversor SOLIS mini S6 "Status LimByEPM".

Fuente: Elaboración propia (2025).

En la simulación mediante el software PVsyst 7.4 el MSFV de 700 W on grid residencial muestra generación de anual será 1509.40 kWh/año.

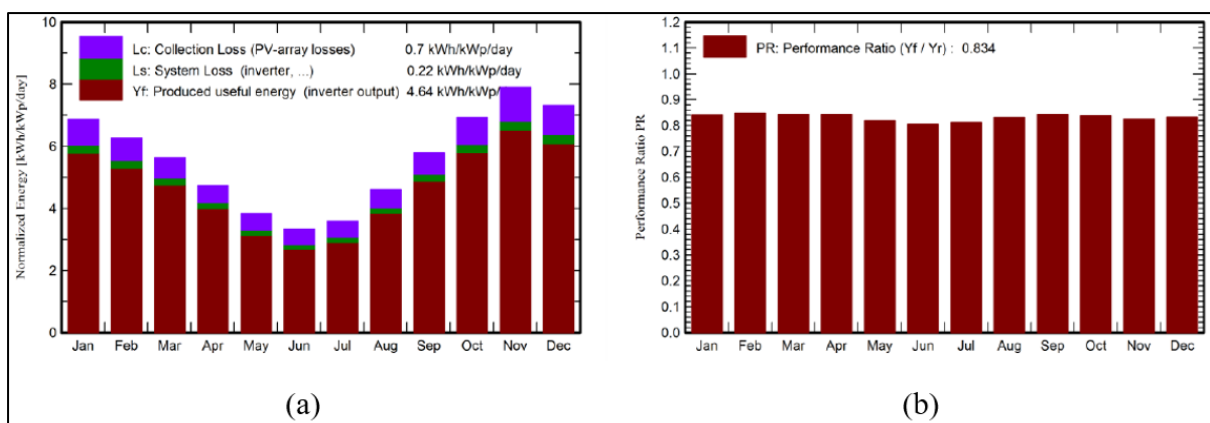


Figura 24 Generación de energía del MSFV de 700 W, (b) producciones normalizadas, (a) performance ratio y por kWp instalado. Extraído del anexo X.

Fuente: Elaboración propia (2025).

Tabla 15*Producciones normalizadas por kWp instalado en la residencia*

Mes	GlobHor (kWh/m ²)	DiffHor (kWh/m ²)	T_Amb (°C)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	EArray (kWh)	E_Grid (kWh)	PR
Ene	209.9	77.9	9.1	213.0	207.2	140.7	134.4	0.841
Feb	182.6	69.2	9.1	175.4	169.8	115.9	111.5	0.848
Mar	201.3	66.3	8.9	174.8	167.4	115.9	110.6	0.844
Abr	189.4	47.6	9.0	142.2	133.1	94.3	90.0	0.844
May	185.3	33.1	7.1	118.9	107.3	76.9	73.0	0.819
Jun	171.2	27.6	6.6	100.2	90.6	63.9	59.4	0.805
Jul	181.5	31.8	6.0	111.0	99.1	63.5	57.6	0.814
Ago	203.4	37.7	7.1	143.2	132.4	93.7	89.4	0.832
Set	214.5	49.9	9.0	175.6	165.0	118.0	109.8	0.837
Oct	234.5	59.7	9.7	215.0	203.2	141.4	134.5	0.837
Nov	238.5	59.8	10.5	236.8	231.2	153.5	146.6	0.826
Dic	219.4	75.2	9.8	226.8	221.3	148.3	141.6	0.833
Año	2431.5	635.8	8.5	2030.9	1930.6	1331.2	1270.1	0.834

Nota: (GlobHor) Irradiación global horizontal, (DiffHor) Irradiación difusa horizontal, (T_Amb) temperatura ambiente, (GlobInc) irradiación global incidente en el plano inclinado. (GlobEff) irradiación global efectiva, (EArray) energía efectiva a la salida del conjunto (arreglo fotovoltaico), (E_Grid) energía inyectada a la red, (PR) índice de rendimiento (Performance Ratio). Se detalla en el anexo X.

Fuente: Elaboración propia (2025).

3.10.3. Flujos de caja proyectado

El flujo de caja presenta los ingresos y egresos anuales del MSFV de 700 W on-grid residencial, lo que permite calcular el flujo neto anual y, a partir de ello, el Valor Actual Neto VAN, la Tasa Interna de Retorno TIR y el Período de Recuperación Simple PRS para cada escenario económico.

Como datos de partida, para todos los escenarios económicos se tiene la misma inversión inicial de S/ 4683.84, mostrado en la tabla 13.

a) Venta de energía

La venta de energía o ingreso del MSFV de 700 W on grid residencial, es el producto de la energía generada y la tarifa eléctrica, tiene un incremento anual del 2%, de acuerdo a la ecuación 3 y a la tabla 5 se tiene la venta de energía para el escenario de autoconsumo, el proceso de cálculo es el mismo para todos los escenarios económicos.

$$V_1 = (\text{generación total}) \times (\text{Tarifa BT5B})$$

$$V_1 = 327.34 (kWh) \times 0.7788 \left(\frac{S/}{kWh} \right)$$

$$V_1 = S/ 254.93$$

Se considera un incremento anual de 2%

$$V_2 = S/ 254.93 \times (1.02)$$

$$V_2 = S/ 260.03$$

b) Costo de mantenimiento

Los costos de mantenimiento son los mismos para los cuatro escenarios, representan el 0.2 % de la inversión inicial y tienen un incremento anual del 3%, de la ecuación 4 se tiene el costo de mantenimiento para el escenario de autoconsumo, el proceso de cálculo es el mismo para todos los escenarios económicos.

$$M_1 = I \times 0.002$$

$$M_1 = S/ 4683.84 \times 0.002$$

$$M_1 = S/ 9.37$$

Se considera un incremento anual de 3%

$$V_2 = S/ 9.37 \times (1.03)$$

$$V_2 = S/ 9.65$$

c) Costo de operación

Los costos de operación son los mismos para los cuatro escenarios, representan el 0.4 % de la inversión inicial, tienen un incremento anual del 1%, la ecuación 5 se tiene el costo de operación para el escenario de autoconsumo, el proceso de cálculo es el mismo para todos los escenarios económicos.

$$O_1 = I \times 0.004$$

$$O_1 = S/ 4683.84 \times 0.004$$

$$O_1 = S/ 18.74$$

Se considera un incremento anual de 1%

$$O_2 = S/ 18.74 \times (1.01)$$

$$O_2 = S/ 18.92$$

d) Costo de administración

Los costos de administración varía para cada escenario económico, representa el 0.3% de la venta de la energía del primer año y tiene un incremento anual del 2%, de acuerdo a la ecuación 6 se tiene el costo de administración para el escenario de autoconsumo.

$$A_1 = (\text{Venta de energía}) \times 0.003$$

$$A_1 = S/ 254.93 \times 0.003$$

$$A_1 = S / 0.76$$

Se considera un incremento anual de 3%

$$A_2 = S / 0.76 \times (1.03)$$

$$A_2 = S / 0.78$$

Los costos de mantenimiento que están presentados por el 0.2 % de la inversión inicial y un incremento anual del 3 %, resultando la suma de S/ 2110.67 para los 30 años, los costos de operación que están presentados por el 0.4 % de la inversión inicial y un incremento anual del 1 % resultando la suma de S/ 651.71 para los 30 años, los datos de la tabla 16 se obtiene de las tablas 13, 22, 23, 24 y 25 que corresponde a los flujos de caja de cada escenario y resume los costos, la generación total energía para los 30 años y el costo nivelado de la energía, este último se obtiene a través de la ecuación 11.

Tabla 16

Costos intangibles del MSFV de 700 W on grid residencial.

N°	Escenario	Inversión inicial (S/)	Egresos (S/)			Generación total de energía (kWh)	LCOE
			Mant.	Op.	Adm		
1	Autoconsumo	4683.84	2110.67	651.71	31.03	9820.24	0.7614118
2	Compensación net metering	4683.84	2110.67	651.71	143.07	45282.00	0.1676005
3	Compensación net billing	4683.84	2110.67	651.71	58.07	45282.00	0.1657234
4	Alternativo con FISE	4683.84	2110.67	651.71	67.54	9820.24	0.7651297

Nota: Es importante precisar que (Mant.) corresponde al costo de mantenimiento, (Op.) al costo de operación, y (Adm.) incluye únicamente los costos de administración del sistema. La suma de estos componentes conforma el OPEX (gastos operativos) del proyecto. Por otro lado, la inversión inicial se considera como el CAPEX (gasto de capital). Ambos elementos son fundamentales para la correcta determinación del LCOE.

Fuente: Elaboración propia (2025).

a) Periodo de recuperación simple

Se utiliza la ecuación 12, de acuerdo a la tabla 22, para el escenario de autoconsumo se tiene que el año 21 es periodo anterior hasta recuperar la inversión, S/ 4683.84 es la inversión inicial, S/ 4184.28 es el flujo de caja acumulado anterior de recuperación de la inversión y S/ 344.72 es el valor del flujo de caja del año en que se satisface la inversión. Es importante aclarar que el proceso de cálculo del PRS es el mismo para todos los escenarios.

$$PSR = 21 + \frac{4683.84 - 4184.28}{344.72}$$

$$PSR = 22.45 \text{ años}$$

3.10.4. Financiamiento

El presente trabajo de investigación fue financiado al 100 % por el tesista.

3.10.5. Valor Actual Neto VAN

Para calcular el Valor Actual Neto (VPN), se requiere conocer los flujos de caja, la inversión total, la tasa de descuento del 8.9% y la vida útil del MSFV de 700 W on-grid residencial, que es de 30 años. La inversión inicial se detalla en la tabla 13 que corresponde al presupuesto del proyecto, y los flujos de caja se derivan de la diferencia entre ingresos y egresos, según las tablas 22, 23, 24 y 25.

3.10.6. Tasa Interna de Retorno TIR

Para calcular la Tasa Interna de Retorno TIR, es esencial conocer los flujos de caja y la inversión del MSFV de 700 W on-grid residencial. La inversión inicial se detalla en la tabla 13 y los flujos de caja en las tablas 22, 23, 24 y 25. Se utilizó el software Microsoft Excel como herramienta para determinar la TIR.

3.10.7. Impacto del programa FISE en el tiempo de retorno de la inversión

Para determinar si el programa FISE genera algún impacto se procedió con un análisis de varianza utilizando el software SPSS, el cual nos permite comparar el nivel de diferencia significativa entre los cuatro escenarios económicos, teniendo como punto de referencia el escenario alternativo.

CAPÍTULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Resultados de la determinación de cantidad de energía generada

Se emplearon protocolos de comunicación como modbus para la transmisión de datos en tiempo real esto permitió la visualización de parámetros clave como la producción de energía, el consumo y el estado del sistema. Además, se estableció un sistema de almacenamiento de datos históricos para análisis a largo plazo, se logró recopilar 1440 datos por día los cuales fueron procesados y resumidos en la tabla 17.

Tabla 17

Consumos y generación en la vivienda

MES	CONSUMIDO DE LA RED (kWh)	GENERADO POR EL MSFV (kWh)	CARGA (kWh)
mayo	28	28	56
Junio	53	46	100
Julio	48	36	83
Agosto	26	27	56
Septiembre	32	27	57
Octubre	18	20	35
TOTAL	187	164	353

Nota: Esta tabla muestra las cantidades mensuales detallados en el anexo III, RED indica la cantidad de energía que se consumió desde la acometida, SFV muestra la cantidad de energía que generó el MSFV de 700 W on grid durante 6 meses, CARGA indica la cantidad total de energía que se consumió en la vivienda, se realizó la medición directa durante los meses de mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre de 2024.

Fuente: Elaboración propia (2025).

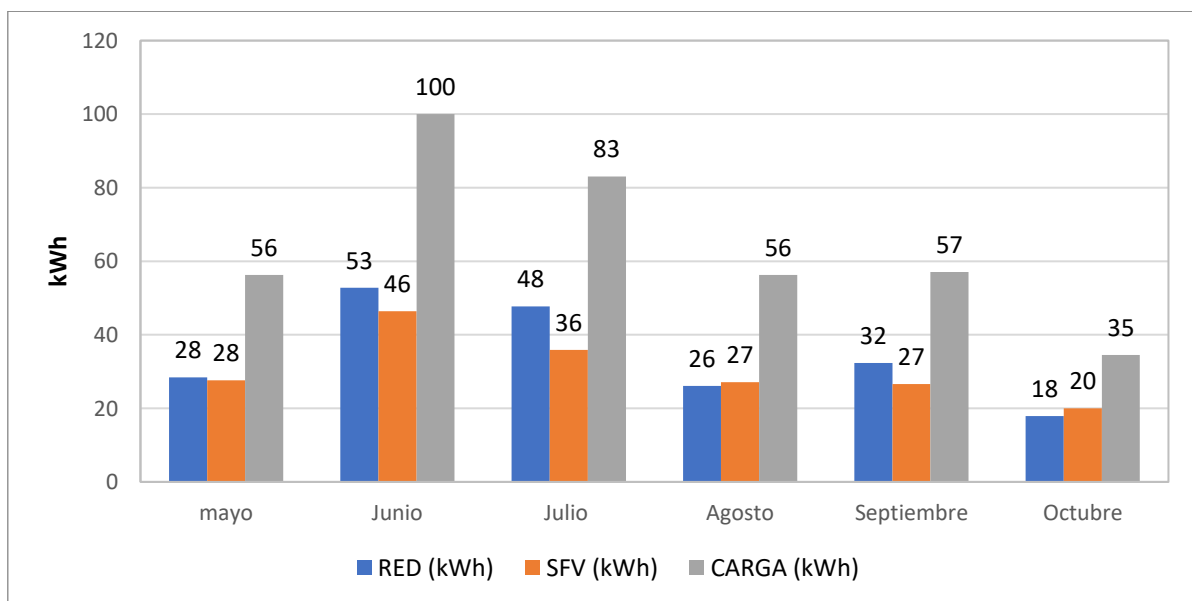


Figura 25. Consumos y generación de energía de la vivienda.

Fuente: Elaboración propia (2025).

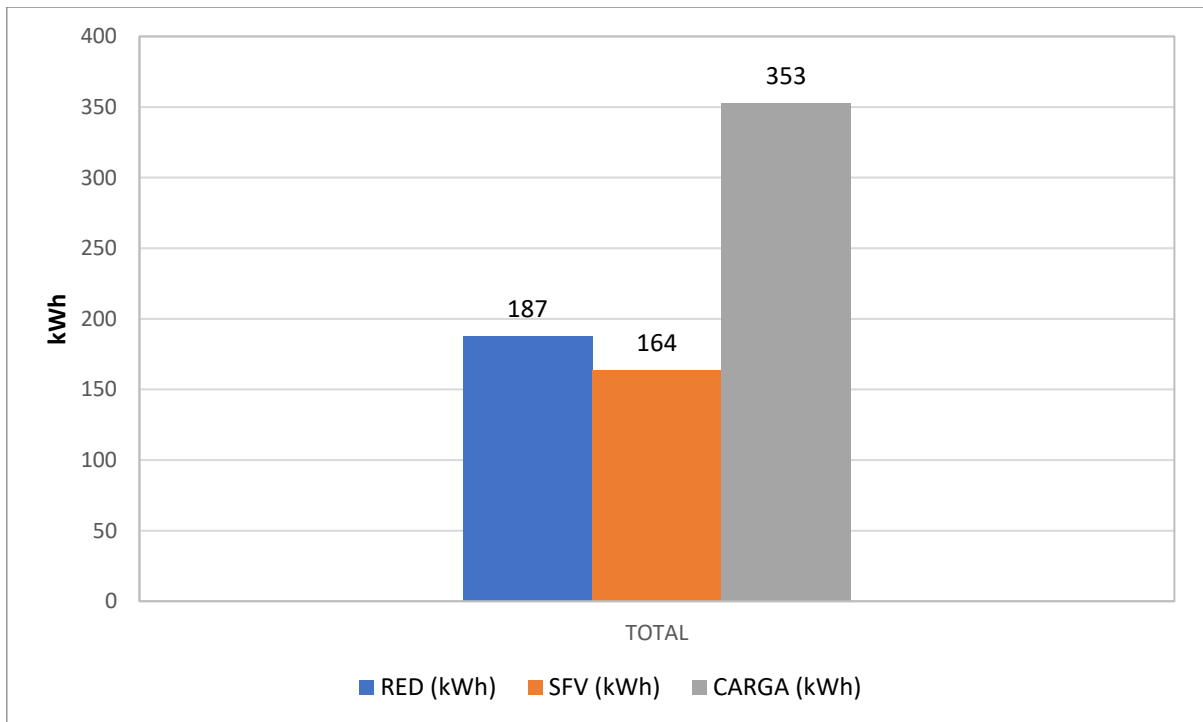


Figura 26. Monitoreo del MSFCR para los 6 meses.

Fuente: Elaboración propia (2025).

La Figura 26 muestra los datos para los 6 meses, la energía captada de la red fue de 187 kWh se muestra de color azul, del generador fotovoltaico 164 kWh representada por el color naranja, la energía total consumida fue de 353 kWh esta se muestra de color plomo.

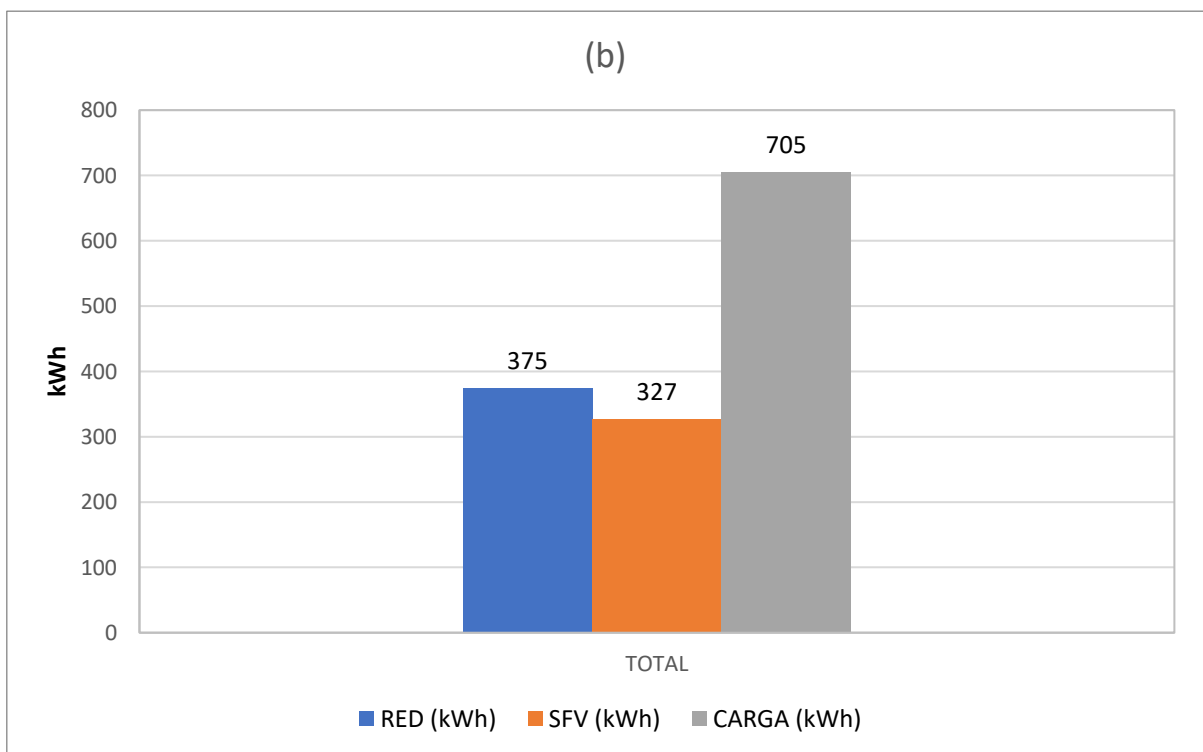


Figura 27. Consumos y generación de energía de la vivienda en un año.

Fuente: Elaboración propia (2025).

Se asume el doble de consumo y generación para 12 meses, en este caso el MSFV genero 327 kWh.

4.2. Resultado del análisis del VAN TIR y PRS por económico por escenario

En este apartado se presentan los datos de partida para cada uno de los seis flujos de caja realizados en la presente investigación.

Tabla 18

Datos de partida para el escenario de autoconsumo

DESCRIPCIÓN	VALOR	Incremento anual
Inversión inicial	S/ 4683.84	
Mantenimiento	0.20%	3%
Operación	0.40%	1%
Administración	0.30%	2%
Cambio de inversor en el año 15	S/ 1665.00	
Generación total	327.34 kWh	
Tarifa BT5B	S/ 0.7788	
Ingreso anual	S/ 254.93	2%
Subvención con el FISE	S/ 0.00	
Tasa de descuento COK	8.90%	

Nota: El procedimiento para la obtención de esta tabla se replica para cada escenario económico, en este caso el valor de la subvención es S/ 0.00, pero para el escenario alternativo valor a considerar será S/ 300.00 anuales, en este escenario económico la generación total de energía es 327.34 kWh anual, este valor se obtuvo duplicando la medición directa de los meses de mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre.

Fuente: Elaboración propia (2025).

Tabla 19

Datos de partida para el escenario de compensación net metering

DESCRIPCION	VALOR	Incremento anual
Inversión inicial	S/ 4683.84	
Mantenimiento	0.20%	3%
Operación	0.40%	1%
Administración	0.30%	2%
Cambio de inversor en el año 15	S/ 1665.00	
Generación total	1509.40 kWh	
Tarifa BT5B	S/ 0.7788	
Ingreso anual	S/ 1175,52	2%
Subvención con el FISE	S/ 0.00	
Tasa de descuento COK	8.90%	

Nota: para este escenario de compensación net metering el valor de la generación total de energía es 1509.40 kWh, este valor de energía se obtuvo de la simulación del MSFV en PVsyst, detallado en el anexo X, la tarifa por facturación de energía se consideró S/ 0.7788 por kWh.

Fuente: Elaboración propia (2025).

Tabla 20*Datos de partida para el escenario de compensación net billing*

DESCRIPCIÓN	VALOR	Incremento anual
Inversión inicial	S/ 4683.84	
Mantenimiento	0.20%	3%
Operación	0.40%	1%
Administración	0.30%	2%
Cambio de inversor en el año 15	S/ 1665.00	
Generación total	1509.40 kWh	
Tarifa BT5B	S/ 0.3161	
Ingreso anual	S/ 477.12	2%
Subvención con el FISE	S/ 0.00	
Tasa de descuento COK	8.90%	

Nota: para este escenario de compensación net billing el valor de la generación es 1509.40 kWh y se obtuvo de la simulación del MSFV en PVsyst detallado en el anexo X, la tarifa por facturación de energía se consideró S/ 0.3161 por kWh que representa el precio en barra para Juliaca.

Fuente: Elaboración propia (2025).

Tabla 21*Datos de partida para el escenario alternativo*

DESCRIPCIÓN	VALOR	Incremento anual
Inversión inicial	S/ 4683.84	
Mantenimiento	0.20%	3%
Operación	0.40%	1%
Administración	0.30%	2%
Cambio de inversor en el año 15	S/ 1665.00	
Generación total	327.34 kWh	
Tarifa BT5B	S/ 0.7788	
Ingreso anual	S/ 543.05	2%
Subvención con el FISE	S/ 300.00	
Tasa de descuento COK	8.90%	

Nota: Para el escenario alternativo valor de la subvención es S/ 300.00 anuales, en este escenario económico la generación total de energía es 327.34 kWh anual, este valor se obtuvo duplicando la medición directa de los meses de mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre.

Fuente: Elaboración propia (2025).

En este apartado se presentan los flujos de caja para cada uno de los seis escenarios evaluados en la implementación de un MSFV de 700 W on-grid. Cada escenario se analiza en términos de su viabilidad económica, considerando indicadores clave como el Valor Actual Neto VAN, la Tasa Interna de Retorno TIR y el Período de recuperación simple PRS.

Tabla 22*Flujo de caja del MSFV para el escenario de autoconsumo*

Año	Ingreso (S/)	Mant. (S/)	Op. (S/)	Adm. (S/)	F.C. (S/)	Pay-back (S/)	F. C. Acum. (S/)	VAN (S/)
0	-4683.84	-	-	-	-4683.84	-4683.84		-
1	254.93	-9.37	-18.74	-0.76	226.07	-4457.77	226.07	-4476.25
2	260.03	-9.65	-18.92	-0.78	230.68	-4227.09	456.75	-4281.74
3	265.23	-9.94	-19.11	-0.80	235.39	-3991.71	692.13	-4099.48
4	270.54	-10.24	-19.30	-0.81	240.19	-3751.52	932.32	-3928.71
5	275.95	-10.54	-19.50	-0.83	245.08	-3506.44	1177.40	-3768.70
6	281.47	-10.86	-19.69	-0.84	250.07	-3256.37	1427.47	-3618.77
7	287.10	-11.19	-19.89	-0.86	255.16	-3001.21	1682.63	-3478.30
8	292.84	-11.52	-20.09	-0.88	260.35	-2740.85	1942.99	-3346.69
9	298.70	-11.87	-20.29	-0.90	265.64	-2475.21	2208.63	-3223.37
10	304.67	-12.22	-20.49	-0.91	271.04	-2204.17	2479.67	-3107.84
11	310.76	-12.59	-20.70	-0.93	276.55	-1927.62	2756.22	-2999.59
12	316.98	-12.97	-20.90	-0.95	282.16	-1645.47	3038.37	-2898.18
13	323.32	-13.36	-21.11	-0.97	287.88	-1357.59	3326.25	-2803.16
14	329.78	-13.76	-21.32	-0.99	293.71	-1063.87	3619.97	-2714.14
15	336.38	-1679.17	-21.54	-1.01	-1365.34	-2429.21	2254.63	-3094.12
16	343.11	-14.59	-21.75	-1.03	305.73	-2123.47	2560.37	-3015.99
17	349.97	-15.03	-21.97	-1.05	311.92	-1811.56	2872.28	-2942.79
18	356.97	-15.48	-22.19	-1.07	318.23	-1493.33	3190.51	-2874.22
19	364.11	-15.95	-22.41	-1.09	324.66	-1168.67	3515.17	-2809.98
20	371.39	-16.43	-22.63	-1.11	331.22	-837.46	3846.38	-2749.79
21	378.82	-16.92	-22.86	-1.14	337.90	-499.56	4184.28	-2693.41
22	386.39	-17.43	-23.09	-1.16	344.72	-154.84	4529.00	-2640.60
23	394.12	-17.95	-23.32	-1.18	351.67	196.83	4880.67	-2591.12
24	402.00	-18.49	-23.55	-1.21	358.76	555.59	5239.43	-2544.77
25	410.04	-19.04	-23.79	-1.23	365.98	921.57	5605.41	-2501.36
26	418.25	-19.61	-24.03	-1.25	373.35	1294.92	5978.76	-2460.69
27	426.61	-20.20	-24.27	-1.28	380.86	1675.78	6359.62	-2422.59
28	435.14	-20.81	-24.51	-1.31	388.52	2064.30	6748.14	-2386.90
29	443.85	-21.43	-24.75	-1.33	396.33	2460.63	7144.47	-2353.47
30	452.72	-22.08	-25.00	-1.36	404.29	2864.91	7548.75	-2322.16
TOTAL	10342.16	-2110.67	-651.71	-31.03	7548.75			

Nota: Para este escenario económico el flujo de caja nos muestra que el MSFV on grid de 700 W residencial no es rentable ya que el VAN para el año 30 resulta negativo, lo cual nos indica que un sistema fotovoltaico no es apto para una aplicación netamente residencial. En el análisis financiero de este proyecto, el ingreso representa el total de beneficios generados, ya sea por ventas o ahorro energético. Los costos se dividen en tres categorías principales: Mant. (mantenimiento), que cubre las acciones necesarias para conservar el sistema en buen estado; Op. (operación), que incluye los gastos diarios relacionados con el funcionamiento; y Adm. (administración), que abarca los costos de gestión y supervisión del proyecto. El F.C. o flujo de caja se calcula restando los egresos de los ingresos en cada periodo, mientras que el F.C. Acum. corresponde a la suma acumulativa de estos flujos a lo largo

del tiempo. El Pay-back indica el tiempo que tomará recuperar la inversión inicial, y finalmente, el VAN es el valor actual neto, permite evaluar la rentabilidad del proyecto considerando el valor del dinero en el tiempo.

Fuente: Elaboración propia (2025).

Tabla 23

Flujo de caja del MSFV para el escenario de compensación net metering

Año	Ingreso (S/)	Mant. (S/)	Op. (S/)	Gest. Adm. (S/)	F.C. (S/)	Pay-back (S/)	F. C. Acum. (S/)	VAN (S/)
0	-4683,84	-	-	-	-4683,84	-4683,84		-
1	1175,52	-9,37	-18,74	-3,53	1143,89	-3539,95	1143,89	-3633,45
2	1199,03	-9,65	-18,92	-3,60	1166,86	-2373,09	2310,75	-2649,53
3	1223,01	-9,94	-19,11	-3,67	1190,29	-1182,79	3501,05	-1727,90
4	1247,47	-10,24	-19,30	-3,74	1214,19	31,40	4715,24	-864,61
5	1272,42	-10,54	-19,50	-3,82	1238,56	1269,96	5953,80	-55,96
6	1297,87	-10,86	-19,69	-3,89	1263,43	2533,39	7217,23	701,49
7	1323,83	-11,19	-19,89	-3,97	1288,78	3822,17	8506,01	1411,00
8	1350,30	-11,52	-20,09	-4,05	1314,64	5136,81	9820,65	2075,58
9	1377,31	-11,87	-20,29	-4,13	1341,02	6477,84	11161,68	2698,09
10	1404,86	-12,22	-20,49	-4,21	1367,93	7845,77	12529,61	3281,19
11	1432,95	-12,59	-20,70	-4,30	1395,37	9241,14	13924,98	3827,37
12	1461,61	-12,97	-20,90	-4,38	1423,36	10664,49	15348,33	4338,97
13	1490,84	-13,36	-21,11	-4,47	1451,90	12116,40	16800,24	4818,18
14	1520,66	-13,76	-21,32	-4,56	1481,02	13597,42	18281,26	5267,04
15	1551,07	-1679,17	-21,54	-4,65	-154,28	13443,13	18126,97	5224,10
16	1582,10	-14,59	-21,75	-4,75	1541,00	14984,14	19667,98	5617,91
17	1613,74	-15,03	-21,97	-4,84	1571,90	16556,03	21239,87	5986,79
18	1646,01	-15,48	-22,19	-4,94	1603,40	18159,44	22843,28	6332,30
19	1678,93	-15,95	-22,41	-5,04	1635,54	19794,97	24478,81	6655,93
20	1712,51	-16,43	-22,63	-5,14	1668,31	21463,29	26147,13	6959,07
21	1746,76	-16,92	-22,86	-5,24	1701,74	23165,03	27848,87	7243,00
22	1781,70	-17,43	-23,09	-5,35	1735,84	24900,87	29584,71	7508,96
23	1817,33	-17,95	-23,32	-5,45	1770,61	26671,48	31355,32	7758,06
24	1853,68	-18,49	-23,55	-5,56	1806,08	28477,55	33161,39	7991,39
25	1890,75	-19,04	-23,79	-5,67	1842,25	30319,80	35003,64	8209,94
26	1928,57	-19,61	-24,03	-5,79	1879,14	32198,94	36882,78	8414,64
27	1967,14	-20,20	-24,27	-5,90	1916,77	34115,71	38799,55	8606,38
28	2006,48	-20,81	-24,51	-6,02	1955,14	36070,85	40754,69	8785,96
29	2046,61	-21,43	-24,75	-6,14	1994,28	38065,13	42748,97	8954,18
30	2087,54	-22,08	-25,00	-6,26	2034,20	40099,33	44783,17	9111,73
TOTAL	47688,62	-2110,67	-651,71	-143,07	44783,17			

Fuente: Elaboración propia (2025).

Tabla 24*Flujo de caja del MSFV para el escenario de compensacion net billing*

Año	Ingreso (S/)	Mant. (S/)	Op. (S/)	Adm. (S/)	F.C. (S/)	Pay-back (S/)	F. C. Acum. (S/)	VAN (S/)
0	-4683,84	-	-	-	-4683,84	-4683,84		-
1	477,12	-9,37	-18,74	-1,43	447,59	-4236,25	447,59	-4272,84
2	486,66	-9,65	-18,92	-1,46	456,63	-3779,62	904,22	-3887,80
3	496,40	-9,94	-19,11	-1,49	465,86	-3313,76	1370,08	-3527,09
4	506,32	-10,24	-19,30	-1,52	475,27	-2838,50	1845,34	-3189,17
5	516,45	-10,54	-19,50	-1,55	484,86	-2353,63	2330,21	-2872,61
6	526,78	-10,86	-19,69	-1,58	494,65	-1858,98	2824,86	-2576,06
7	537,32	-11,19	-19,89	-1,61	504,63	-1354,35	3329,49	-2298,25
8	548,06	-11,52	-20,09	-1,64	514,81	-839,54	3844,30	-2038,00
9	559,02	-11,87	-20,29	-1,68	525,19	-314,35	4369,49	-1794,20
10	570,20	-12,22	-20,49	-1,71	535,78	221,43	4905,27	-1565,82
11	581,61	-12,59	-20,70	-1,74	546,58	768,01	5451,85	-1351,87
12	593,24	-12,97	-20,90	-1,78	557,59	1325,60	6009,44	-1151,46
13	605,11	-13,36	-21,11	-1,82	568,82	1894,42	6578,26	-963,72
14	617,21	-13,76	-21,32	-1,85	580,28	2474,70	7158,54	-787,85
15	629,55	-1679,17	-21,54	-1,89	-1073,04	1401,66	6085,50	-1086,48
16	642,14	-14,59	-21,75	-1,93	603,87	2005,53	6689,37	-932,16
17	654,99	-15,03	-21,97	-1,96	616,02	2621,54	7305,38	-787,60
18	668,09	-15,48	-22,19	-2,00	628,41	3249,95	7933,79	-652,18
19	681,45	-15,95	-22,41	-2,04	641,04	3891,00	8574,84	-525,34
20	695,08	-16,43	-22,63	-2,09	653,93	4544,93	9228,77	-406,52
21	708,98	-16,92	-22,86	-2,13	667,07	5212,00	9895,84	-295,21
22	723,16	-17,43	-23,09	-2,17	680,47	5892,47	10576,31	-190,96
23	737,62	-17,95	-23,32	-2,21	694,14	6586,61	11270,45	-93,30
24	752,37	-18,49	-23,55	-2,26	708,07	7294,68	11978,52	-1,82
25	767,42	-19,04	-23,79	-2,30	722,29	8016,97	12700,81	83,86
26	782,77	-19,61	-24,03	-2,35	736,78	8753,75	13437,59	164,12
27	798,42	-20,20	-24,27	-2,40	751,56	9505,31	14189,15	239,30
28	814,39	-20,81	-24,51	-2,44	766,63	10271,94	14955,78	309,72
29	830,68	-21,43	-24,75	-2,49	782,00	11053,94	15737,78	375,68
30	847,29	-22,08	-25,00	-2,54	797,67	11851,61	16535,45	437,46
TOTAL	19355,90	-2110,67	-651,71	-58,07	16535,45			

Fuente: Elaboración propia (2025).

Tabla 25*Flujo de caja del MSFV para el escenario alternativo*

Año	Ingreso (S/)	Mant. (S/)	Op. (S/)	Adm. (S/)	F.C. (S/)	Pay-back (S/)	F. C. Acum. (S/)	VAN (S/)
0	-4683.84	-	-	-	-4683.84	-4683.84		-
1	554.93	-9.37	-18.74	-1.66	525.17	-4158.67	525.17	-4201.60
2	566.03	-9.65	-18.92	-1.70	535.76	-3622.91	1060.93	-3749.84
3	577.35	-9.94	-19.11	-1.73	546.57	-3076.34	1607.50	-3326.63
4	588.90	-10.24	-19.30	-1.77	557.59	-2518.75	2165.09	-2930.18
5	600.68	-10.54	-19.50	-1.80	568.84	-1949.91	2733.93	-2558.80
6	612.69	-10.86	-19.69	-1.84	580.30	-1369.61	3314.23	-2210.89
7	624.95	-11.19	-19.89	-1.87	592.00	-777.61	3906.23	-1884.98
8	637.44	-11.52	-20.09	-1.91	603.92	-173.69	4510.15	-1579.68
9	650.19	-11.87	-20.29	-1.95	616.09	442.40	5126.24	-1293.69
10	663.20	-12.22	-20.49	-1.99	628.49	1070.89	5754.73	-1025.79
11	676.46	-12.59	-20.70	-2.03	641.15	1712.04	6395.88	-774.83
12	689.99	-12.97	-20.90	-2.07	654.05	2366.09	7049.93	-539.74
13	703.79	-13.36	-21.11	-2.11	667.21	3033.30	7717.14	-319.53
14	717.87	-13.76	-21.32	-2.15	680.63	3713.93	8397.77	-113.24
15	732.22	-1679,17	-21.54	-2.20	-970.68	2743.25	7427.09	-383.39
16	746.87	-14.59	-21.75	-2.24	708.28	3451.54	8135.38	-202.38
17	761.80	-15.03	-21.97	-2.29	722.52	4174.05	8857.89	-32.83
18	777.04	-15.48	-22.19	-2.33	737.04	4911.09	9594.93	125.99
19	792.58	-15.95	-22.41	-2.38	751.85	5662.94	10346.78	274.76
20	808.43	-16.43	-22.63	-2.43	766.95	6429.88	11113.72	414.12
21	824.60	-16.92	-22.86	-2.47	782.35	7212.23	11896.07	544.65
22	841.09	-17.43	-23.09	-2.52	798.05	8010.29	12694.13	666.93
23	857.92	-17.95	-23.32	-2.57	814.07	8824.36	13508.20	781.46
24	875.07	-18.49	-23.55	-2.63	830.41	9654.77	14338.61	888.74
25	892.58	-19.04	-23.79	-2.68	847.07	10501.83	15185.67	989.23
26	910.43	-19.61	-24.03	-2.73	864.06	11365.89	16049.73	1083.35
27	928.64	-20.20	-24.27	-2.79	881.38	12247.27	16931.11	1171.52
28	947.21	-20.81	-24.51	-2.84	899.05	13146.32	17830.16	1254.10
29	966.15	-21.43	-24.75	-2.90	917.07	14063.38	18747.22	1331.45
30	985.48	-22.08	-25.00	-2.96	935.44	14998.83	19682.67	1403.90
TOTAL	22512.58	-2110.67	-651.71	-67.54	19682.67			

Fuente: Elaboración propia (2025).

Se muestra una interpretación grafica del análisis económico considerando los principales indicadores económicos.

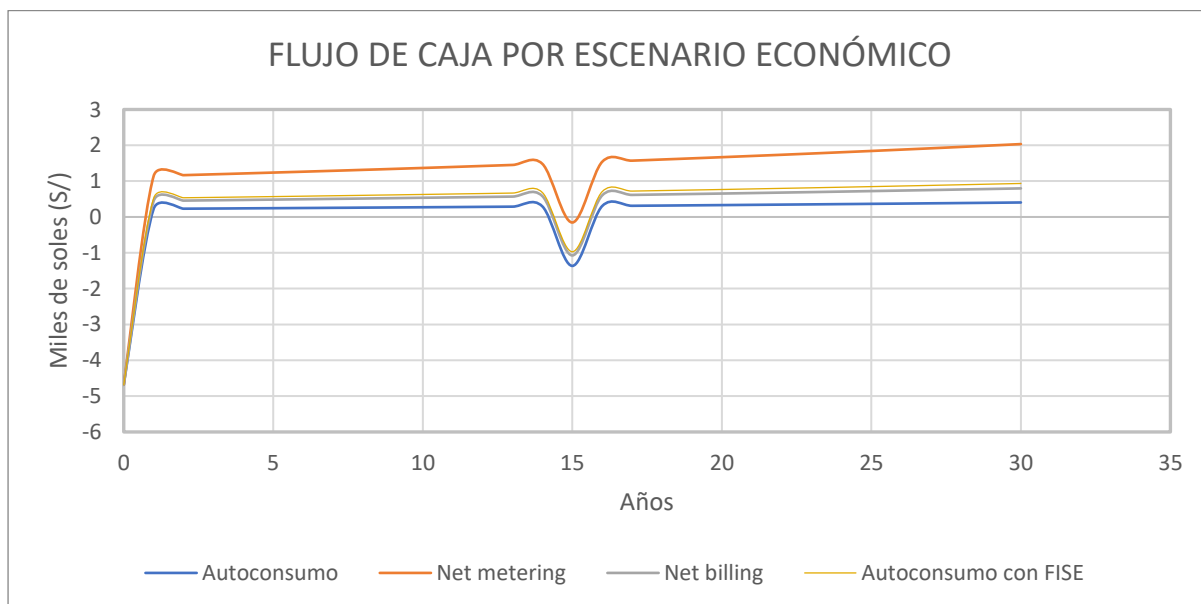


Figura 28. Flujo de caja por escenario económico, se produce una caída en el año 15, esto se debe al cambio de inversor previsto para ese año.

Fuente: Elaboración propia (2025).

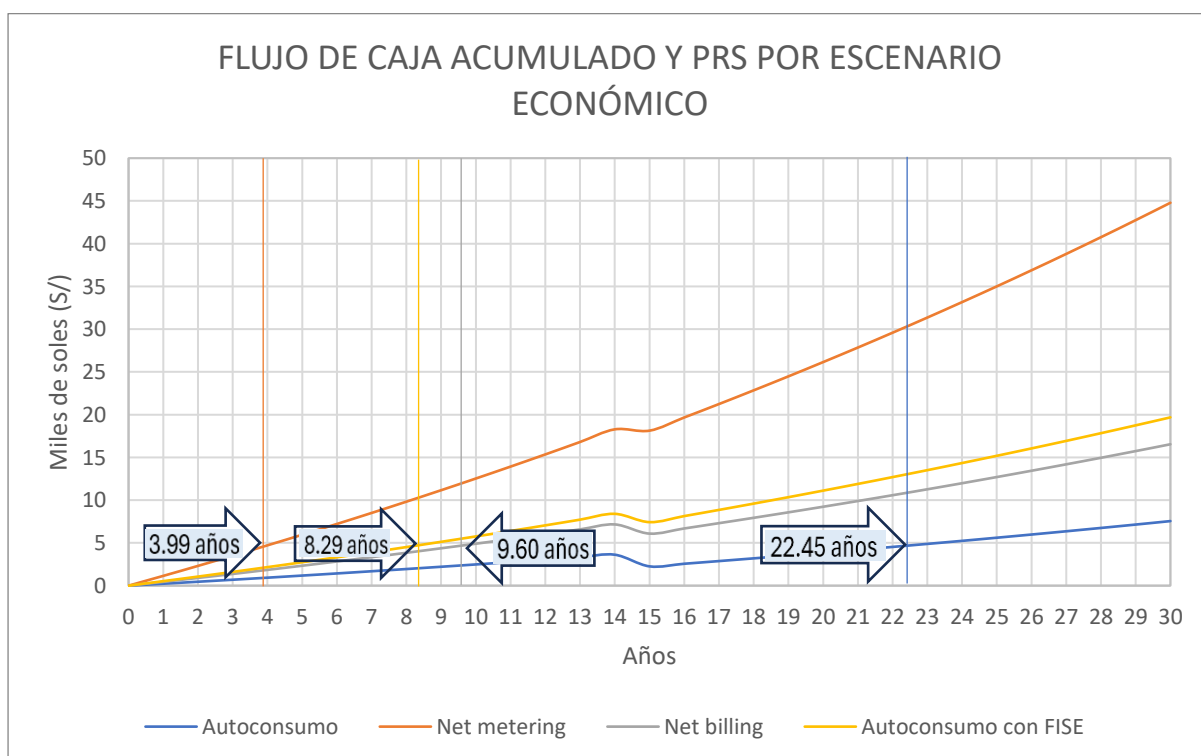


Figura 29. Flujo de caja acumulado y PRS por escenario económico, el periodo de recuperación más favorable lo presenta el escenario de facturación net metering con 3.97 años, el más desfavorable es el de autoconsumo con 22.45 años.

Fuente: Elaboración propia (2025).

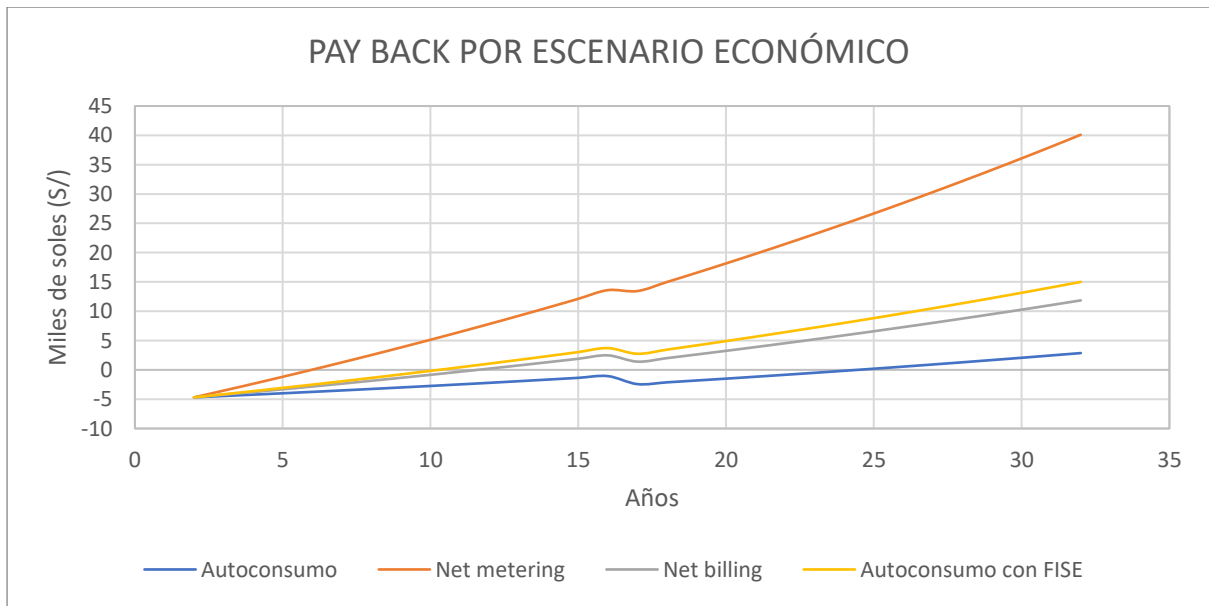


Figura 30. Pay back por escenario económico.
Fuente: Elaboración propia (2025).

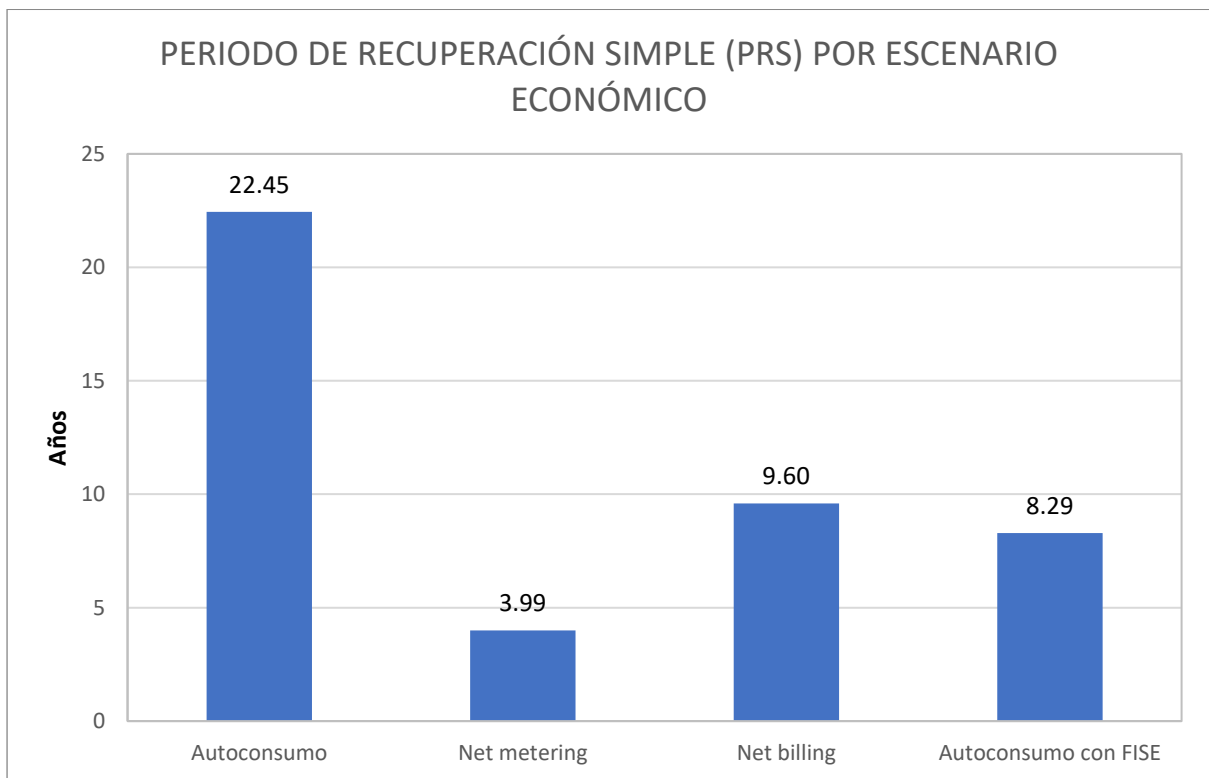


Figura 31. Periodo de recuperación simple (PRS) por escenario económico. El gráfico muestra diferencias marcadas entre los escenarios económicos evaluados. El escenario de **autoconsumo** destaca con un PRS de **22.45 años**, indicando que recupera su inversión en un tiempo prolongado, lo que lo hace menos atractivo. Le siguen **net billing** 9.59 años y **autoconsumo con FISE** 8.29 años, que presentan periodos aceptables de recuperación. Por el contrario, el escenario **net metering**, con un PRS de **3.97 años**, presenta el tiempo de recuperación bastante corto, lo que implica menor riesgo de inversión en términos de retorno a corto plazo.
Fuente: Elaboración propia (2025).

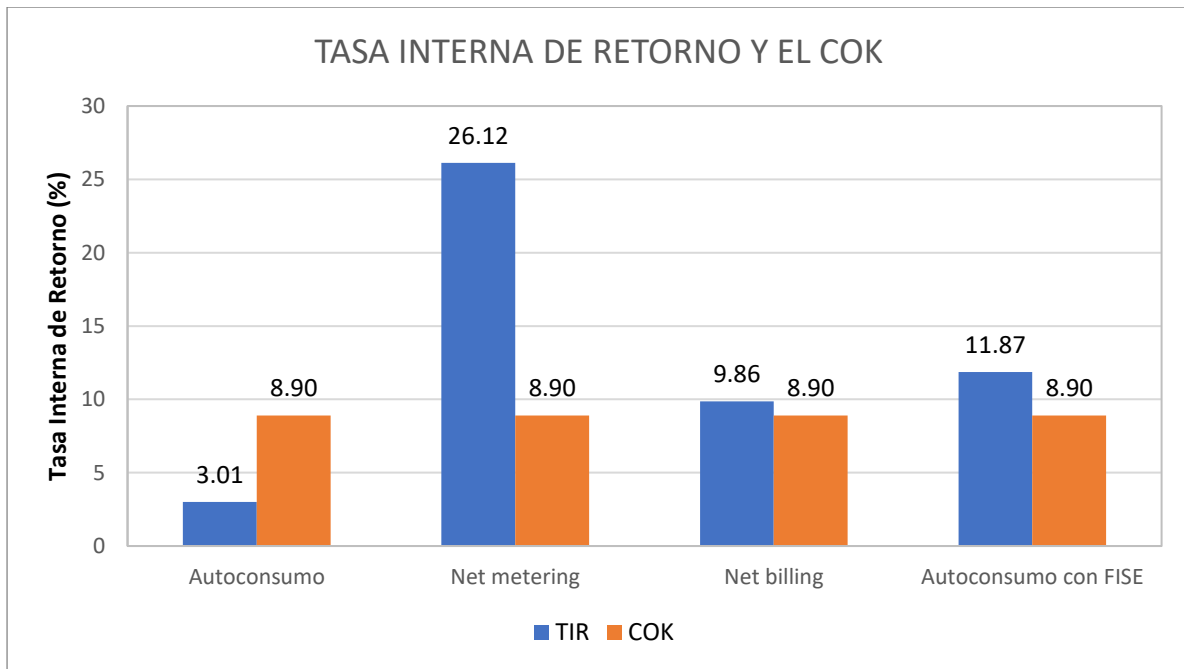


Figura 32. Tasa interna de retorno y el COK, El análisis muestra que los escenarios net metering, net billing y autoconsumo con FISE como alternativa de subvención son viables económicamente al superar el COK del 8.90%, siendo Net Metering el más rentable. En cambio, el escenario Autoconsumo sin subsidio no es viable, ya que su TIR 3.0% está por debajo del COK.

Fuente: Elaboración propia (2025).

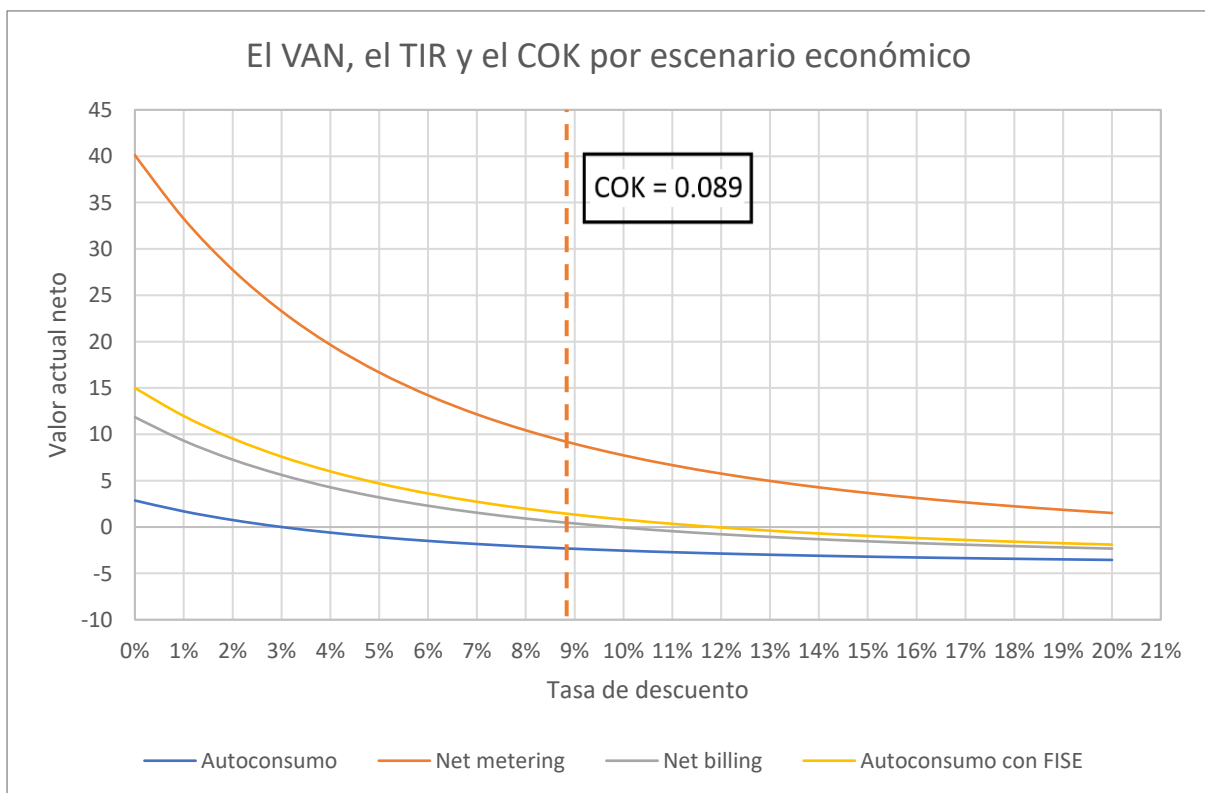


Figura 33. El VAN, el TIR y el COK, el gráfico muestra la relación entre el valor actual neto VAN y la tasa interna de retorno TIR para distintos escenarios económicos, en función del costo de oportunidad del capital COK, que se ubica en 8.9%. Se observa que el escenario net metering mantiene un VAN positivo incluso a tasas superiores al COK, lo que confirma su alta rentabilidad, el autoconsumo con

FISE y net billing también presentan VAN positivos en torno al COK, lo que los hace viables económicamente. En contraste, el escenario autoconsumo sin subsidio se mantiene con VAN negativo a lo largo del eje, indicando que no alcanza la rentabilidad mínima esperada y, por tanto, no es recomendable en condiciones actuales.

Fuente: Elaboración propia (2025).

4.2.1. Escenario de autoconsumo

En el escenario de autoconsumo, se observó que el VAN es negativo, lo que indica que la inversión en el MSFV de 700 W no es rentable bajo las condiciones actuales. La TIR se sitúa en un 3%, lo que es inferior a la tasa de descuento utilizada 8.9%. Esto sugiere que los ingresos generados por el sistema no son suficientes para cubrir los costos iniciales y operativos a lo largo del tiempo. El PRS se estima en 22.45 años, lo que implica un tiempo prolongado para recuperar la inversión inicial. Este escenario resalta la necesidad de incentivos adicionales o ajustes en la estructura de costos para hacer viable el autoconsumo solar.

4.2.2. Escenario de compensación net metering

El tercer escenario, que implementa la facturación net metering, muestra resultados más alentadores. El VAN es positivo, lo que indica una rentabilidad clara del sistema. La TIR alcanza un 26%, y el PRS se reduce a 3.99 años. Este escenario resalta la efectividad de la facturación net metering como un mecanismo que permite a los usuarios compensar su facturación eléctrica con la energía generada.

4.2.3. Escenario de compensación net billing

En el escenario de compensación net billing, los resultados también son positivos, aunque menos favorables que en el escenario de compensación net metering. El VAN es positivo, lo que indica rentabilidad, con una TIR del 10% y un PRS de 9.60 años. Aunque este escenario también permite a los usuarios beneficiarse de su producción solar, la TIR más baja y el PRS más largo en comparación con el net metering sugieren que este modelo podría ser menos atractivo para los usuarios que buscan maximizar sus ahorros. Sin embargo, sigue siendo una opción viable, especialmente en contextos donde el net metering no está disponible.

4.2.1. Escenario alternativo con el FISE

Los resultados son significativamente más favorables en comparación al escenario de autoconsumo. El VAN se vuelve positivo, lo que indica que la inversión es rentable. La TIR se eleva al 12%, y el PRS se reduce a 8.29 años. Este escenario demuestra cómo una alternativa de subvención puede mejorar la viabilidad económica de los sistemas

solares, incentivando a los usuarios a adoptar tecnologías renovables. La inclusión del FISE no solo aumenta los ingresos anuales, sino que también reduce el tiempo de retorno de la inversión, lo que es crucial para la adopción de energía solar en el ámbito residencial.

4.2.2. Conclusiones del Análisis

El análisis de los diferentes escenarios económicos revela que la viabilidad de un MSFV residencial depende en gran medida de las condiciones de consumo y de los incentivos disponibles. Mientras que el autoconsumo puro presenta desafíos significativos, los escenarios que incorporan programas de subvención y modelos de facturación como el net metering ofrecen oportunidades claras para la rentabilidad. Estos hallazgos subrayan la importancia de políticas públicas que fomenten la adopción de tecnologías renovables, así como la necesidad de una mayor educación y concientización entre los usuarios sobre las opciones disponibles para la energía solar.

Tabla 26

VAN, TIR y PRS para cada escenario económico

Indicador	Escenario económico			
	Autoconsumo	Net metering	Net billing	Alternativo
VAN (S/)	-2322.16	9111.73	437.46	1403.90
TIR (%)	3	26	10	12
COK (%)	8.9	8.9	8.9	8.9
PRS (años)	22.45	3.99	9.60	8.29

Fuente: Elaboración propia (2025).

4.3.Resultado del impacto del FISE sobre el PRS

Para conocer el impacto que tiene el FISE se realizó un ANOVA, de esta forma podremos determinar si existe diferencia entre los escenarios estudiados.

Tabla 27

Análisis de varianza entre los cuatro escenarios económicos

Fuente	Suma de cuadrados	gl	Media cuadrática	F	Sig. (p)
Entre grupos	5003276539	3	1667758846	29.422	0.00
Dentro de grupos	6573710140	116	56684233		
Total	1.16E+10	119			

Fuente: Elaboración propia (2025).

Hipótesis:

- H_0 (nula): No hay diferencia significativa entre los grupos en cuanto al Payback.
- H_1 (alternativa): Al menos uno de los grupos presenta una diferencia significativa en el Payback.

Valor F:

- El valor $F = 29.422$ indica que existe una gran variabilidad entre grupos en comparación con la variabilidad dentro de los grupos.
- Valor p (Sig.):
- La significancia es 0.000 , lo que es menor a cualquier nivel típico de significancia ($\alpha = 0.05, 0.01$ o incluso 0.001).

Conclusión

- Dado que $p < 0.05$, se rechaza la hipótesis nula.
- Existe una diferencia estadísticamente significativa entre los grupos respecto al Payback.

Tabla 28

Prueba de t de Dunnett

Escenario		Diferencia de medias	Desv. Error	Sig. (p)	Límite inferior	Límite superior
Autoconsumo	Alternativo	-5672.65*	1943.952	0.012	-10299.580	-1045.72
Net Metering	Alternativo	11734.59*	1943.952	0.000	7107.650	16361.52
Net Billing	Alternativo	-1471.34	1943.952	0.790	-6098.270	3155.60

Nota: * la diferencia de medias es significativa en el nivel 0.05, las pruebas t de Dunnett tratan un grupo como control y comparan a todos los demás grupos con este.

Fuente: Elaboración propia (2025).

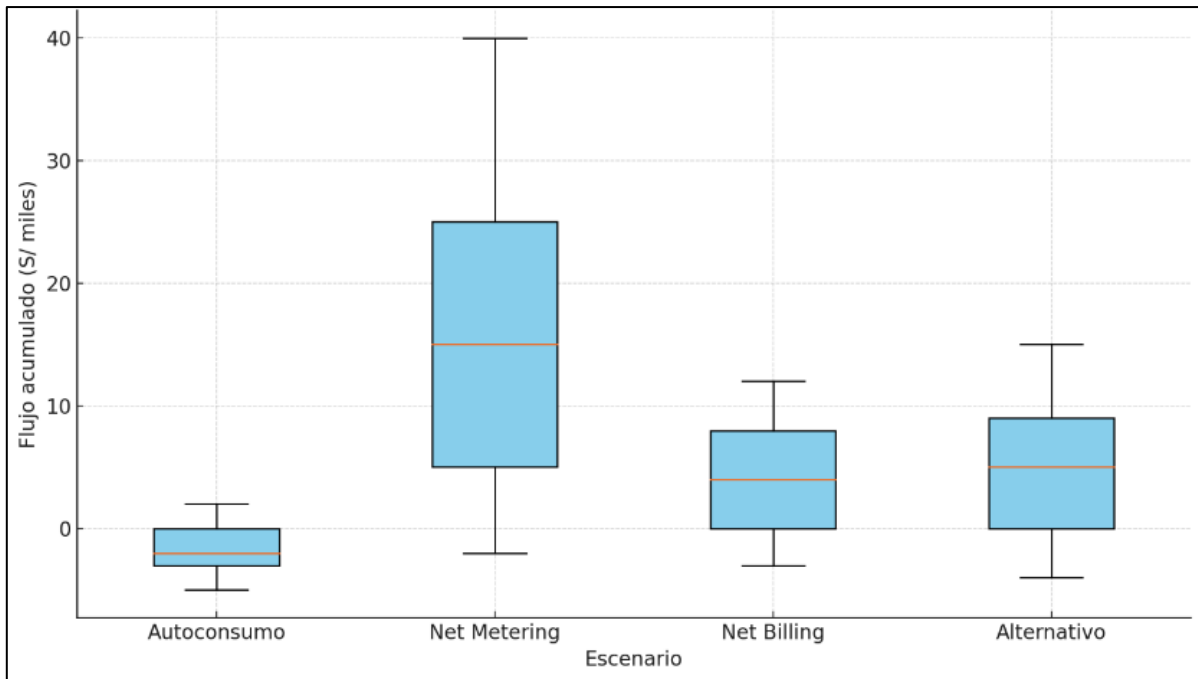


Figura 34. Recuperación de la inversión por escenario económico.

Fuente: Elaboración propia (2025).

Según el análisis de la Figura 34 el Payback por escenario económico, considerando que valores por encima de cero indican un mejor desempeño, se observa que el escenario de compensación net metering presenta la mediana más alta y mayor dispersión, lo que lo posiciona como el más favorable en términos de recuperación de inversión, aunque con cierta variabilidad. El escenario de compensación net billing también muestra un desempeño positivo y más estable, lo que lo convierte en una opción competitiva. Por su parte, el escenario Alternativo amortizado con el FISE se ubica en una posición intermedia, con resultados moderadamente positivos, pero con mayor dispersión hacia valores negativos. En contraste, el escenario Autoconsumo refleja un rendimiento consistentemente inferior, con una mediana por debajo de cero, lo que indica un comportamiento menos favorable frente a los demás escenarios evaluados.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

De acuerdo con el análisis de los escenarios económicos, y en el contexto de generación distribuida que permite la inyección de excedentes de energía a la red, se concluye que el escenario más favorable para la implementación del minisistema solar fotovoltaico on-grid residencial de 700 W es el que emplea el mecanismo de compensación net metering. Este escenario destaca por presentar un costo nivelado de energía LCOE de 0.1676 S//kWh, un valor actual neto VAN positivo, un periodo de recuperación simple PRS inferior en comparación con los demás escenarios, y una tasa interna de retorno TIR considerablemente superior al costo de oportunidad del capital COK, establecido en 8.9%.

La energía generada por el minisistema solar fotovoltaico residencial de 700 W fue de 164 kWh en un periodo de seis meses y 328 kWh en un año. Este valor se obtuvo gracias a la integración de diversas tecnologías, como la Raspberry Pi 4, la programación en Python y el uso de medidores eléctricos en corriente continua y alterna. Esta integración no solo permitió monitorear con precisión la energía solar generada, sino también registrar el consumo de energía desde la red eléctrica, que fue de 187 kWh, y el consumo total de la vivienda, que alcanzó los 353 kWh en el mismo periodo.

El escenario de compensación net metering resultó ser el más rentable, con un valor actual neto VAN positivo, una tasa interna de retorno TIR del 26%, lo que evidencia una alta viabilidad dentro del modelo de generación distribuida. Le sigue el escenario alternativo en el cual se consideró el FISE, que también presenta un VAN positivo, una TIR del 12% y un periodo de recuperación simple PRS de 8.29 años, lo cual lo posiciona como una opción económicamente atractiva. En un nivel intermedio se ubica el escenario de facturación net billing, que muestra un VAN positivo, una TIR del 10%, y un PRS de 9.60 años, indicando rentabilidad moderada. Finalmente, el escenario de autoconsumo presenta un VAN negativo, lo que refleja una falta de viabilidad económica bajo las condiciones actuales.

El FISE influye en la reducción del tiempo de retorno de inversión de un minisistema solar fotovoltaico de 700 W on-grid en la urbanización Ampliación San Santiago de Juliaca, revela que existe una diferencia significativa entre los demás escenarios económicos sobre todo con el de autoconsumo al que le influye directamente reduciendo el periodo de recuperación simple PRS de 22.45 años a 8.29 años.

5.2. Recomendaciones

Integrar medidores eléctricos con salida RS485 al Raspberry Pi 4, mediante una interfaz RS485 a USB, como herramienta para la medición de datos eléctricos orientada a determinar la generación de energía a partir de tecnologías de baja potencia. Entre estas se incluyen aerogeneradores, turbinas hidráulicas, sistemas de almacenamiento en baterías y la medición de parámetros eléctricos en sistemas fotovoltaicos autónomos. Esta aplicación permitiría evaluar el desempeño energético de diversas fuentes renovables en distintos contextos y franjas horarias, facilitando la toma de decisiones para su implementación eficiente.

Desarrollar estudios técnico económicos para evaluar el impacto de la generación distribuida en la red eléctrica, esto sería fundamental para comprender cómo la integración de sistemas fotovoltaicos en hogares y empresas afecta tanto la estabilidad de la red como a los costos de energía.

Identificar y clasificar las zonas con condiciones prioritarias como instituciones educativas del programa Qali Warma, Ollas Comunes, y viviendas ubicadas en zonas de explotación de hidrocarburos y gas natural, resulta fundamental, dado que a estos beneficiarios se les otorga un subsidio de S/ 43.00, el cual puede incrementarse a S/ 63.00 o S/ 80.00 en regiones con presencia directa de yacimientos de gas natural. Esta clasificación permitirá una mejor focalización del subsidio y contribuirá a la implementación de sistemas fotovoltaicos conectados a red, asegurando que los recursos lleguen efectivamente a los sectores más vulnerables y promoviendo un acceso equitativo y sostenible a la energía.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACREL. (2025). *DDSD 1352 Installation and operation instruction V1.0*.
<https://en.hopewind.com/bocupload/2024/04/24/1713921838091dnitn.pdf>
- Aguilar, J. (2022). *Propuesta de mecanismo de compensación de excedentes de energía eléctrica, para ser aplicado en la central fotovoltaica del campus de Cota Cota (IIIE – UMSA)*. [Tesis de maestría, UASB].
<http://repositorio.uasb.edu.bo:8080/handle/54000/1396?mode=full>
- Ait, I., Idrissi, S., Lamrini, N., Jbene, M., Ghennioui, A., Mehdary, A., & El, M. (2023). Towards a sustainable edge computing framework for condition monitoring in decentralized photovoltaic systems. *Heliyon*, 9(11).
<https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e21475>
- Akpahou, R., Odoi-Yorke, F., & Osei, L. K. (2023). Techno-economic analysis of a utility-scale grid-tied solar photovoltaic system in Benin republic. *Cleaner Engineering and Technology*, 13. <https://doi.org/10.1016/j.clet.2023.100633>
- Al-Janahi, S. A., Ellabban, O., & Al-Ghamdi, S. G. (2020). Technoeconomic feasibility study of grid-connected building-integrated photovoltaics system for clean electrification: A case study of Doha metro. *Energy Reports*, 6, 407–414.
<https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.192>
- Aucapuri, J., Caviedes, Y., Chura, G. E., & Zanabria, A. (2018). *Planeamiento estratégico del distrito de Juliaca* [Tesis de maestría, PUCP].
<https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/11753>
- Azeem, A., Abbas, M. F., Ahmed, N., Kazmi, S. A. A., Alharbi, T., Alharbi, A., & Ghoneim, S. S. M. (2024). Examining the interplay of dust and defects: A comprehensive experimental analysis on the performance of photovoltaic modules. *Heliyon*, 10(17).
<https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e36796>

- BCRP. (2025, June 3). *Series mensuales*.
<https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/indicadores-de-riesgo-para-paises-emergentes-embig>
- Beltrán, A., & Cueva, H. (2018). *Evaluación privada de proyectos*. FONDO EDITORIAL Universidad del Pacífico.
- Beltran, N., Tinajeros, M., & Morante, F. (2016). Análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red en Arequipa. *SPES, 11*, 14–19.
- Bin, L., Shahzad, M., Farhan, M., Ayoub, M., Ali, S., & Bitew, G. T. (2024). Technoeconomic analysis of solar PV electrification to remote areas of Dera Ghazi Khan: A case study. *Heliyon, 10*(17). <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e36990>
- Bravo, S. (2011). *Evaluación de inversiones*. Pearson.
- Castejón, A., & Santamaría, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Editex.
- Chávez, V. (2020). *Diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCCR) de 3 kW con convertidores CC/CC analizado en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca*. [tesis de pregrado, UNAJ]. <https://doi.org/https://doi.org/10.47190/nric.v3i1.122>
- Creus, A. (2014). *Energías renovables*. (Segunda). Ediciones de la U.
- Cuadros, C. R., Coyuri, M. A., Gutierrez, A. C., & Meza, R. R. (2016). *Estudio exploratorio para la implementación de micro generadores de energía eléctrica conectados a la red (net metering) con fines de autoconsumo y venta de excedentes*. [Tesis de maestría, Universidad ESAN]. <https://repositorio.esan.edu.pe//handle/20.500.12640/468>
- D'Adamo, I., Gastaldi, M., Luthra, S., & Rimoldi, L. (2024). Agrisolar, incentives and sustainability: Profitability analysis of a photovoltaic system integrated with a storage system. *Energy Reports, 12*, 251–258. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.06.033>

- FISE. (2022). *Resumen ejecutivo* 2022. https://fise.gob.pe/pags/PublicacionesFISE/REVISTA_FISE_MINEM_ANHO_2022.pdf?utm_source=chatgpt.com
- FISE. (2025). *FISE CONECTA*. https://fise.gob.pe/descargas/boletin/2025.04_Boletin_Abril_FISE.pdf?1
- FRED. (2025, June 5). *Market Yield on U.S. Treasury Securities at 10-Year Constant Maturity, Quoted on an Investment Basis (DGS10)*. <https://fred.stlouisfed.org/series/DGS10>
- González, C., Torres, J., Serrano, J. P., Rodríguez, A. D. A., & González, N. (2018). Estudio técnico económico de paneles solares interconectados a la red de distribución. *Revista Iberoamericana de Ciencias*, 5, 1–12. <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.reibci.org/publicados/2018/jun/2800107.pdf>
- Imad Hazim, H., Azmi Baharin, K., Kim Gan, C., & Sabry, A. H. (2024). Techno-economic optimization of photovoltaic (PV)-inverter power sizing ratio for grid-connected PV systems. *Results in Engineering*, 23. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.102580>
- INEI. (2022). *Producción del subsector electricidad creció 4.93% en octubre del 2022*. <https://www.gob.pe/institucion/inei/noticias/665831-produccion-del-subsector-electricidad-crecio-4-93-en-octubre-del-2022>
- Mayorga, R., & Soncco, B. (2024). Energy Policies and Interconnection Standards for Energy generation Distributed: Global Status, Development Trends and Perspectives in Peru. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, 8(1), 8952–8969. https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v8i1.10219
- Medina, A., & Saravia, L. (2022). *Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para reducir la facturación por energía eléctrica consumida en la sede principal de empresa prestadora de servicios Ilo S.A. 2022*. [Tesis de pregrado, UCV].

https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/UCVV_9561c43fcdea00fe6dc7651a992db
887

MINEM. (2025, June 20). *Terminología en electricidad de símbolos gráficos en electricidad.*

https://intranet2.minem.gob.pe/web/electricidad/normas_nortersimbo.asp

Morales, L. M. A., & Rinaldi, M. (2015). *El fondo de inclusión social energética – FISE:*

influencia en la mejora de la calidad de vida de los beneficiarios del programa en el distrito de Carabayllo, durante el 2015. [Tesis de maestría, PUCP]. Repositorio PUCP.

<https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/9120>

NYU. (2025, June 3). *Betas by Sector (US) Data Used: Multiple data services.*

https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

Ordóñez, Á., Sánchez, E., Rozas, L., García, R., & Parra-Domínguez, J. (2022). Net-metering and net-billing in photovoltaic self-consumption: The cases of Ecuador and Spain.

Sustainable Energy Technologies and Assessments, 53.

<https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102434>

OSINERGMIN. (2019). *Energías renovables experiencia y perspectivas en la ruta del Perú*

hacia la transición energética. <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/483400-energias-renovables-experiencia-y-perspectivas-en-la-ruta-del-peru-hacia-la-transicion-energetica>

OSINERGMIN. (2025). *Informe Técnico que sustenta la Fijación de Precios en Barra.*

chrome-

extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/P

rocesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2025-2026/6/6.1.1%20Informe-Tecnico-136-

2025-GRT.pdf

Perpiñan, L. O. (2020). *Energía solar fotovoltaica.* (Libro en línea).

<https://blogs.upm.es/oscarperpinan/libros/esf/>

- PZEM. (2025). *PZEM - 003/017 DC communication module*.
<https://downloads.vodnici.net/uploads/wpforo/attachments/214/6221-Peacefair-PZEM-003-DC-elektromr.pdf>
- Ramos, E. (2020). La generación distribuida: El camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación. *Forseti: Revista de Derecho*, 8(11), 7–35. <https://doi.org/10.21678/forseti.v8i11.1255>
- Raspberry Pi. (2024). *DATASHEET Raspberry Pi 4 Model B*.
<https://datasheets.raspberrypi.com/rpi4/raspberry-pi-4-datasheet.pdf>
- RENEPV. (2025). *Monocrystalline PV Module RD150M6*.
https://webg.intrial.com.pe/2024/10/1441005_RD150M6.pdf
- Schmalensee, R., Head, J. C., & Johnson, H. W. (2015). *The Future of Solar Energy*. Massachusetts Institute of Technology.
- Schneider Electric. (2010). *Guía de diseño de instalaciones eléctricas*.
www.schneiderelectric.eswww.isefonline.es
- SENAMHI. (2024). *Banco de datos meteorológicos de la ciudad de Juliaca [D000121-2024-SENAMHI-DZ13-RHP]*. Lim: R. Hinostroza.
- Serna, L. A. (2021). *Análisis de impacto regulatorio del esquema tarifario óptimo para la implementación de la generación eléctrica distribuida en el Perú* [Tesis de maestría, PUCP]. <https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/19822>
- Solis Inverters. (2025). *SOLIS S6-GR1P (0,7-3,6)K-M*.
[https://www.solisinverters.com/uploads/file/Solis_Inverter_S6-GR1P\(0,7-3,6\)K-M_Datasheet_MEX_V1,6_202507.pdf](https://www.solisinverters.com/uploads/file/Solis_Inverter_S6-GR1P(0,7-3,6)K-M_Datasheet_MEX_V1,6_202507.pdf)
- SPR. (2022). *SPR presentó comentarios a norma que modifica la ley N° 28832 para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica*. <https://www.spr.pe/2022/09/02/spr->

presento-comentarios-a-norma-que-modifica-la-ley-n-28832-para-asegurar-el-
desarrollo-eficiente-de-la-generacion-electrica-%EF%BF%BC/

Vilca, M. (2020). *Diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCRs) de 2.16 kW con microinversor analizado en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca* [Tesis de pregrado, UNAJ].
https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/RUNJ_f8062db8253f564ca758db9dbb778b91/Details

ANEXOS

Anexo I. Matriz de consistencia

ANÁLISIS DE ESCENARIOS ECONÓMICOS DE UN MINISISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO ON GRID RESIDENCIAL DE 700 W EN UN ÁMBITO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA URBANIZACIÓN AMPLIACIÓN SAN SANTIAGO DE JULIACA							
PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPÓTESIS GENERAL	VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	U. DE MEDIDA	METODOLOGÍA
¿Cuáles son los posibles escenarios económicos para la implementación de un minisistema solar fotovoltaico on-grid residencial de 700 W en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca para un ámbito de generación distribuida?	Determinar el mejor escenario económico para un minisistema solar fotovoltaico on-grid de 700 W integrado a una edificación en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca para un ámbito de generación distribuida.	Al realizar un análisis detallado de los costos, beneficios y variables económicas involucradas se podrá determinar el escenario económico óptimo para la implementación de un minisistema solar fotovoltaico de 700 W on-grid integrado a una edificación en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca, monitoreado en un ámbito de generación distribuida.	Variable independiente				Tipo de investigación <ul style="list-style-type: none"> • Quasi experimental • Aplicada Nivel de investigación <ul style="list-style-type: none"> • Descriptivo • Comparativo • Causal Método <ul style="list-style-type: none"> • Inductivo • Deductivo • Comparativo Técnica de recolección de datos <ul style="list-style-type: none"> • Medición directa • Simulación con PVsyst Instrumentos de medición <ul style="list-style-type: none"> • Smart meter • Vatímetro
			Minisistema fotovoltaico on grid	Monitoreo Simulación PVsyst	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de energía • Cantidad de energía 	% %	
				Radiación solar	<ul style="list-style-type: none"> • Irradiancia 	W/m2	
				Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura Ambiente • Temperatura superficial del panel • Factor de temperatura 	°C °C	
PROBLEMAS ESPECÍFICOS	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	HIPÓTESIS ESPECÍFICAS	Variable dependiente				
¿Qué cantidad de energía produce un minisistema solar fotovoltaico on-grid residencial de 700 W en un ámbito de generación distribuida en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca?	Determinar la cantidad de energía que produce un minisistema solar fotovoltaico de 700 W on-grid integrado a una edificación en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca en un ámbito de generación distribuida.	El uso PVsyst, Raspberry Pi, medidores eléctricos y una programación en Python permitirán conocer la cantidad de energía que se genera en un minisistema solar fotovoltaico de 700 W instalado en una edificación de la urbanización Ampliación San Santiago de Juliaca para un ámbito de generación distribuida.	Escenarios económicos	Autoconsumo	<ul style="list-style-type: none"> • VAN • TIR • PRS 	S/ Años	Instrumentos de medición <ul style="list-style-type: none"> • Smart meter • Vatímetro
				net meterin	<ul style="list-style-type: none"> • VAN • TIR • PRS 	S/ % Años	
¿Cuál es la diferencia del valor actual neto VAN, la tasa interna de retorno TIR y el periodo de recuperación simple PRS en cuatro escenarios económicos de un minisistema solar fotovoltaico on-grid residencial de 700 W implementado para un ámbito de generación distribuida en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad Juliaca?	Determinar la diferencia del valor actual neto VAN, la tasa interna de retorno TIR y el periodo de recuperación simple PRS, al considerar un escenario de autoconsumo, alternativo amortizado con el programa FISE, de compensación net metering y net billing para la implementación de un minisistema solar fotovoltaico de 700 W on-grid integrado a una edificación en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca.	El valor actual neto VAN, la tasa interna de retorno TIR y el periodo de recuperación simple PRS, son fundamentales para determinar el mejor escenario económico entre autoconsumo, alternativo amortizado con el FISE, de compensación net metering y net billing de un minisistema solar fotovoltaico de 700 W on-grid integrado a una edificación residencial en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca.	Fnet billin	<ul style="list-style-type: none"> • VAN • TIR • PRS 	S/ % Años	Instrumentos de medición <ul style="list-style-type: none"> • Smart meter • Vatímetro 	
				Alternativo con subvención FISE	<ul style="list-style-type: none"> • VAN • TIR • PRS 		
¿En qué medida el programa FISE como alternativa de subvención permitirá la reducción del periodo de recuperación simple PRS de un minisistema solar fotovoltaico on-grid residencial de 700 W dentro de un ámbito de generación distribuida en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca?	Evaluar el impacto del programa FISE como alternativa de subvención sobre el periodo de recuperación simple PRS de un minisistema solar fotovoltaico de 700 W on-grid en un ámbito de generación distribuida.	La implementación del programa FISE tendrá un impacto significativo en la reducción del periodo de recuperación simple PRS de un minisistema solar fotovoltaico de 700 W on-grid en la urbanización Ampliación San Santiago de la ciudad de Juliaca.					

Anexo II. Script diseñado en Python para la medición de parámetros eléctricos

```
Thonny - /home/pi/... 18:26 31°
Thonny - /home/pi/Desktop/Meter/Codigo/Meter.py @ 49:19
New Load Save Run Debug Over Into Out Stop Zoom Quit Support
Switch to regular mode

Meter.py *
1 import serial #PARA COMUNICACION SERIAL
2 import datetime # FECHA Y HORA DE LA COMPUTADORA
3 import minimalmodbus # PROTOCOLO DEL MEDIDOR
4 import time # FECHA Y HORA
5 while True:
6     se=time.strftime("%S")
7     if se == "00":#or se=="15" or se=="30" or se=="45":
8
9         instrument1=minimalmodbus.Instrument('/dev/ttyUSB0',2)# PUERTO COM Y EL ID DEL MEDIDOR GRID...(1)
10        instrument1.serial.baudrate=9600
11        instrument1.serial.timeout=1
12
13        instrument2=minimalmodbus.Instrument('/dev/ttyUSB0',3)# PUERTO COM Y EL ID DEL MEDIDOR CARGA...(2)
14        instrument2.serial.baudrate=9600
15        instrument2.serial.timeout=1
16
17        instrument3=minimalmodbus.Instrument('/dev/ttyUSB1',1)# PUERTO COM Y EL ID DEL MEDIDOR FV...(3)
18        instrument3.serial.baudrate=9600
19        instrument3.serial.timeout=1
20        now=datetime.datetime.now(); #USANDO LIBRERIA FECHA Y HORA
21        try:
22            ## MEDIDOR ACREL DDSD1352 GRID...(1)
23            U1=instrument1.read_register(0x11,1, signed=True) #Voltage_1
24            I1=(instrument1.read_register(0x12,1, signed=True))/10#Current_1
25            P1=(instrument1.read_register(0x13,1, signed=True))/100 #Active power_1
26            Q1=(instrument1.read_register(0x14,1, signed=True))/100 #Reactive power_1
27            S1=(instrument1.read_register(0x15,1, signed=True))/100 #Apparent power_1
28            PF1=(instrument1.read_register(0x16,1, signed=True))/100 #Power factor_1
29            F1=instrument1.read_register(0x17,2, signed=True) #Frecuency_1
30        except:
31            U1="0"
32            I1="0"
33            P1="0"
34            Q1="0"
35            S1="0"
36            PF1="0"
37            F1="0"
38        try:
39            ## MEDIDOR ACREL DDSD1352 CARGA...(2)
40            U2=instrument2.read_register(0x11,1, signed=True) #Voltage_2
41            I2=instrument2.read_register(0x12,1, signed=True)/10 #Current_2
42            P2=instrument2.read_register(0x13,1, signed=True)/100 #Active power_2
43            Q2=instrument2.read_register(0x14,1, signed=True)/(-100) #Reactive power_2
44            S2=instrument2.read_register(0x15,1, signed=True)/100 #Apparent power_2
45            PF2=instrument2.read_register(0x16,1, signed=True)/100 #Power factor_2
46            F2=instrument2.read_register(0x17,2, signed=True) #Frecuency_2
47        except:
48            U2="0"
49            I2="0"
50            P2="0"
51            Q2="0"
52            S2="0"
53            PF2="0"
54            F2="0"
55        try:
56            ## MEDIDOR PZEM 003 FV...(3)
57            U3=instrument3.read_register(0x0,2, functioncode=4)#Voltage value (V)
58            I3=instrument3.read_register(0x1,2, functioncode=4)*2.36*1.06#Current value (A)
59            P3=instrument3.read_float(0x2, functioncode=4, number_of_registers=2)# Power value(W)
60            E3=instrument3.read_float(0x3, functioncode=4, number_of_registers=2)#Energy value
61        except:
62            U3="0"
63            I3="0"
64            P3="0"
65            E3="0"
66
67
68
69        ##MOSTRAR VALORES OBTENIDOS
70        print("=====")
71        print(str(now)+" >>> "+str(U1)+" "+str(I1)+" "+str(P1)+" "+str(Q1)+" "+str(S1)+" "+str(PF1)+" "+str(F1)
72              +" "+str(U2)+" "+str(I2)+" "+str(P2)+" "+str(Q2)+" "+str(S2)+" "+str(PF2)+" "+str(F2)
73              +" "+str(U3)+" "+str(I3)+" "+str(P3)+" "+str(E3))
74
75        ##GUARDAR ARCHIVO .TXT
76        try:
77            archivo=open("/home/pi/Desktop/Meter/Data/"+str(datetime.date.today())+".txt","a", encoding="utf-8")
78            archivo.write(str(now)+" "+str(U1)+" "+str(I1)+" "+str(P1)+" "+str(Q1)+" "+str(S1)+" "+str(PF1)+" "+str(F1)
79                          +" "+str(U2)+" "+str(I2)+" "+str(P2)+" "+str(Q2)+" "+str(S2)+" "+str(PF2)+" "+str(F2)
80                          +" "+str(U3)+" "+str(I3)+" "+str(P3)+" "+str(E3)+chr(10))
81            archivo.close()
82
83        except:
84            print('error')
85        time.sleep(0.5)
86
87 #
```

Anexo III. Medición de parámetros eléctricos durante los seis meses

FECHA	RED (kWh)	MSFV (kWh)	CARGA (kWh)	FECHA	RED (kWh)	MSFV (kWh)	CARGA (kWh)	FECHA	RED (kWh)	MSFV (kWh)	CARGA (kWh)
5/05/2024	0.903	0.822	1.651	1/07/2024	2.015	1.908	4	27/08/2024	1.514	0.956	2.475
6/05/2024	1.411	1.785	3.239	2/07/2024	2.093	1.815	3.981	28/08/2024	1.565	1.297	2.994
7/05/2024	1.576	2.146	3.767	3/07/2024	2.464	1.8	4.406	29/08/2024	1.212	0.696	1.869
8/05/2024	1.29	1.461	2.797	4/07/2024	1.992	1.431	3.438	30/08/2024	0.857	0.817	1.641
9/05/2024	1.455	1.846	3.335	5/07/2024	2.612	1.861	4.626	31/08/2024	1.336	0.953	2.286
10/05/2024	1.329	1.614	2.902	6/07/2024	0.511	0.215	0.534	1/09/2024	0.438	0.308	0.459
11/05/2024	2.294	1.823	4.285	7/07/2024	1.931	1.306	3.247	2/09/2024	1.147	1.082	2.231
12/05/2024	1.257	0.608	1.533	8/07/2024	1.583	1.117	2.623	3/09/2024	1.533	1.116	2.671
13/05/2024	2.103	2.16	4.471	9/07/2024	2.196	1.817	4.082	4/09/2024	1.08	1.047	2.082
14/05/2024	3.032	1.228	4.221	10/07/2024	2.128	1.306	3.448	5/09/2024	0.569	0.64	1.105
15/05/2024	1.781	1.73	3.547	11/07/2024	2.38	1.794	4.212	6/09/2024	1.497	0.977	2.462
16/05/2024	1.636	1.629	3.259	12/07/2024	2.612	1.861	4.626	7/09/2024	0.938	0.957	1.847
17/05/2024	1.674	1.127	2.715	13/07/2024	0.511	0.215	0.534	8/09/2024	1.009	1.088	2.101
18/05/2024	1.88	1.631	3.545	14/07/2024	0.507	0.282	0.534	9/09/2024	0.763	0.934	1.621
19/05/2024	0.404	0.256	0.507	15/07/2024	1.748	1.209	2.917	10/09/2024	0.939	0.885	1.784
20/05/2024	1.92	1.993	4.015	16/07/2024	1.303	1.017	2.318	11/09/2024	0.617	0.746	1.299
21/05/2024	1.293	1.972	3.338	17/07/2024	0.853	0.897	1.687	12/09/2024	0.703	0.644	1.223
22/05/2024	1.197	1.812	3.135	18/07/2024	1.38	1.023	2.405	13/09/2024	1.112	1.328	2.407
23/05/2024	2.303	2.192	4.715	19/07/2024	1.514	1.032	2.519	14/09/2024	1.167	1.088	2.267
24/05/2024	2.288	1.434	3.715	20/07/2024	1.544	1.044	2.573	15/09/2024	0.363	0.282	0.421
25/05/2024	1.543	1.876	3.481	21/07/2024	1.155	0.418	1.377	16/09/2024	0.462	0.267	0.495
26/05/2024	0.969	0.902	1.819	22/07/2024	1.716	1.036	2.735	17/09/2024	1.034	0.315	1.15
27/05/2024	1.657	1.935	3.648	23/07/2024	1.709	1.194	2.928	18/09/2024	2.005	1.044	2.98
28/05/2024	2.241	2.106	4.386	24/07/2024	1.007	1.094	2.135	19/09/2024	1.584	1.151	2.745
29/05/2024	1.827	1.898	3.736	25/07/2024	0.547	0.689	1.167	20/09/2024	1.171	1.304	2.541
30/05/2024	1.168	0.792	1.903	26/07/2024	1.321	1.049	2.388	21/09/2024	0.984	0.889	1.783
31/05/2024	2.629	2.167	4.862	27/07/2024	0.206	0.22	0.222	22/09/2024	0.304	0.253	0.395
1/06/2024	1.239	1.601	2.906	28/07/2024	0.507	0.282	0.534	23/09/2024	0.547	0.961	1.419
2/06/2024	0.434	0.247	0.474	29/07/2024	1.279	0.771	2.001	24/09/2024	0.706	0.891	1.496
3/06/2024	2.232	2.172	4.436	30/07/2024	1.094	0.622	1.613	25/09/2024	0.561	0.857	1.331
4/06/2024	1.756	1.944	3.851	31/07/2024	1.433	0.953	2.412	26/09/2024	0.585	0.878	1.359
5/06/2024	1.382	1.196	2.61	1/08/2024	0.605	0.885	1.5	27/09/2024	0.559	0.904	1.343
6/06/2024	1.378	2.033	3.477	2/08/2024	1.606	1.122	2.677	28/09/2024	0.724	0.914	1.511
7/06/2024	2.389	2.003	4.543	3/08/2024	1.019	0.972	1.938	29/09/2024	0.32	0.26	0.424
8/06/2024	0.771	0.981	1.701	4/08/2024	0.218	0.207	0.217	30/09/2024	0.989	0.885	1.85
9/06/2024	0.299	0.262	0.375	5/08/2024	1.032	0.914	1.9	1/10/2024	0.66	0.903	1.453
10/06/2024	2.187	1.99	4.263	6/08/2024	1.013	1.096	2.05	2/10/2024	0.552	0.907	1.364
11/06/2024	2.603	1.904	4.575	7/08/2024	1.046	1.131	2.163	3/10/2024	0.277	0.283	0.401
12/06/2024	1.433	1.569	3.086	8/08/2024	0.908	1.031	1.947	4/10/2024	0.765	0.315	0.978
13/06/2024	1.461	1.864	3.333	9/08/2024	1.035	0.882	1.817	5/10/2024	0.231	0.253	0.342
14/06/2024	2.397	2.022	4.565	10/08/2024	1.033	1.137	2.156	6/10/2024	0.626	0.404	0.892
15/06/2024	1.945	1.883	3.899	11/08/2024	1.074	0.289	1.176	7/10/2024	0.311	0.266	0.422
16/06/2024	0.299	0.262	0.375	12/08/2024	1.041	0.747	1.727	8/10/2024	0.841	0.44	1.231
17/06/2024	2.129	1.479	3.698	13/08/2024	1.532	1.043	2.574	9/10/2024	0.511	0.299	0.655
18/06/2024	2.362	1.604	4.117	14/08/2024	0.756	0.893	1.572	10/10/2024	0.182	0.456	0.294
19/06/2024	1.932	1.213	3.092	15/08/2024	1.008	1.162	2.164	11/10/2024	0.765	0.315	0.978
20/06/2024	1.738	0.45	2.04	16/08/2024	1.112	1.328	2.407	12/10/2024	0.552	0.907	1.364
21/06/2024	2.326	1.442	3.795	17/08/2024	1.249	1.088	2.327	13/10/2024	0.626	0.404	0.892
22/06/2024	1.507	0.98	2.516	18/08/2024	0.636	0.411	0.739	14/10/2024	0.569	0.907	1.384
23/06/2024	0.634	0.333	0.816	19/08/2024	1.738	1.071	2.753	15/10/2024	0.63	0.881	1.429
24/06/2024	1.84	1.798	3.691	20/08/2024	0.824	0.891	1.625	16/10/2024	0.663	0.863	1.436
25/06/2024	2.197	2.149	4.382	21/08/2024	0.797	1.044	1.788	17/10/2024	0.575	0.899	1.36
26/06/2024	1.64	1.729	3.38	22/08/2024	0.783	0.93	1.685	18/10/2024	0.603	0.891	1.398
27/06/2024	0.821	1.057	1.812	23/08/2024	1.555	1.196	2.768	19/10/2024	1.17	1.05	2.204
28/06/2024	1.88	1.874	3.865	24/08/2024	0.807	0.898	1.684	20/10/2024	0.37	0.324	0.536
29/06/2024	0.799	0.242	0.876	25/08/2024	0.438	0.308	0.459	21/10/2024	0.63	0.881	1.429
30/06/2024	1.181	0.311	1.39	26/08/2024	1.649	1.116	2.819	22/10/2024	0.814	0.614	1.357

Anexo IV. Solicitud dirigida al SENAMHI

PROCEDIMIENTO PARA OTORGAR INFORMACIÓN HIDROMETEOROLÓGICA EN EL SENAMHI A ESTUDIANTES, TESISTAS, MAESTRISTAS, DOCTORADO E INVESTIGADORES

Señor(a)
DIRECTOR (A) ZONAL DEL SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGÍA E HIDROLOGÍA DEL PERU-SENAMHI

Presente. -

Henry Josué Condori Quilla

(Nombre y Apellidos)

Jirón Cabana M - 3 A

(Dirección)

Con No. DNI: *46576282* Teléfono: *960274089* E-mail: *henry.josue.c@gmail.com*

Universidad/Instituto: *Universidad Nacional de Juliaca*

Carrera/Profesión: *Ingeniería en Energías Renovables*

Ante usted me presento y expongo;

Que, en el marco de mi trabajo de investigación titulado "ANÁLISIS DE ESCENARIOS ECONÓMICOS DE UN MINISISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO ON GRID RESIDENCIAL DE 700 W EN UN ÁMBITO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA URBANIZACIÓN AMPLIACIÓN SAN SANTIAGO DE JULIACA", solicito amablemente que me proporcionen los datos diarios de radiación solar de la ciudad de Juliaca, desglosados por hora, desde el 01 de enero de 2023 hasta la fecha 09 de octubre de 2024. Dichos datos me permitirán obtener los valores de generación eléctrica del sistema fotovoltaico en mención.

Solicito la siguiente información:

ESTACIÓN/ZONA	PARÁMETROS	PERÍODOS
<i>Juliaca MET EMA</i>	<i>Radiación solar, horas sol, temperatura ambiente diario</i>	<i>01-01-2023 a 09-10-2024</i>
<i>Juliaca MET CO</i>	<i>Radiación solar, horas sol, temperatura ambiente diario</i>	<i>01-01-2023 a 09-10-2024</i>
<i>Puente Unocolla Coata HID HLG</i>	<i>Radiación solar, horas sola, temperatura ambiente diario</i>	<i>01-01-2023 a 09-10-2024</i>

La información solicitada deberá ser remitida al correo electrónico.....
henry.josue.c@gmail.com

Por lo expuesto, agradeceré a usted atender lo solicitado.



Puno, *10* de *octubre* del 2024

Firma del Usuario

DIRECCION ZONAL 13

PROVEIDO N° D000121-2024-SENAMHI-DZ13-RHP

FECHA

EXPEDIENTE : **2024-0010029**

21/10/2024

ASUNTO: Solicita datos para tesis HORAS SOL, TEMPERATURA - 2023-2024- Juliaca

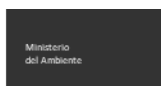
Atender en 0 días

REFERENCIA : PROVEIDO N° 002474-2024-DZ13 Solicita datos para tesis HORAS SOL, TEMPERATURA - 2023-2024- Juliaca

DEPENDENCIA DESTINO	TRAMITE	PRIORIDAD	INDICACIONES
DIRECCION ZONAL 13 ORTEGA DIAZ LISBETH	ATENDER	NORMAL	Estimada, remito la información solicitada según disponibilidad. Nota: La estación HLG Coata solo cuenta con datos de niveles del río.

**HINOSTROZA PAREDES RICARDO
 ASISTENTE HIDROMETEOROLOGICO**

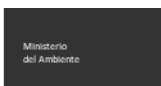
Anexo VI. Datos radiación solar mensual - SENAMHI



Nº	FECHA	TEMPERATURA DE AIRE (°C)	RADIACION SOLAR MENSUAL (kWh/m2)
1	Ene-23	6.9	224.329
2	Feb-23	6.8	177.192
3	Mar-23	4.7	202.86
4	Abr-23	7.7	192.58
5	May-23	1.3	167.291
6	Jun-23	-2.2	176.934
7	Jul-23	-1.5	182.088
8	Ago-23	-0.3	201.519
9	Set-23	5	217.229
10	Oct-23	7.9	227.544
11	Nov-23	7.5	212.968
12	Dic-23	8.1	208.071

Nota: El presente resumen se elaboró a partir de 8002 datos horarios de radiación solar correspondientes a los 12 meses del año 2023, los cuales fueron proporcionados por el SENAMHI. La información fue procesada y sistematizada para fines de análisis. El documento original cuenta con la firma digital del Ing. Ricardo Hinostraza Paredes.

Anexo VII. Datos temperatura mensual - SENAMHI



MES	TEMPERATURA MEDIA MENSUAL (°C)	TEMPERATURA MAXIMA MENSUAL (°C)	TEMPERATURA MINIMA MENSUAL (°C)
Ene	11.743	18.777	3.517
Feb	10.096	18.552	-0.248
Mar	9.996	18.676	-0.707
Abr	9.904	18.848	-1.275
May	9.937	18.977	-1.42
Jun	10.161	19.267	-1.411
Jul	10.922	19.65	-0.169
Ago	11.728	19.841	1.278
Sep	10.983	19.977	-1.733
Oct	13.568	20.848	3.143
Nov	13.704	20.507	4.397
Dic	13.4	19.574	6.097

Nota: El presente resumen se elaboró a partir de 365 datos diarios de radiación solar correspondientes a los 12 meses del año 2023, los cuales fueron proporcionados por el SENAMHI. La información fue procesada y sistematizada para fines de análisis. El documento original cuenta con la firma digital del Ing. Ricardo Hinostraza Paredes.

Anexo VIII. Hoja de datos del inversor SOLIS Mini S6 - GR1P 0.7 kW

www.solisinverters.com

Hoja de datos

S6-GR1P(0.7-3.6)K-M

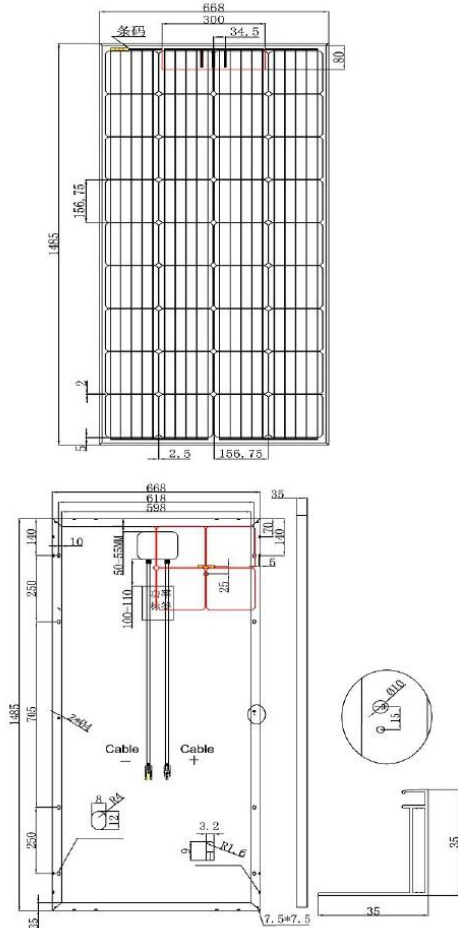
Modelo	0.7K	1K	1.5K	2K	2.5K	3K	3.6K
Entrada (DC)							
Potencia FV máxima de entrada recomendada	1.1 kW	1.5 kW	2.3 kW	3 kW	3.8 kW	4.5 kW	5.4 kW
Voltaje máximo de entrada	550 V						
Voltaje nominal	200 V			330 V			
Voltaje de arranque	60 V			90 V			
Rango de voltaje MPPT	50 - 500 V			80 - 500 V			
Corriente máxima de entrada				14 A			19 A
Corriente máxima de cortocircuito				22 A			24 A
Número de MPPT / Número máximo de cadenas de entrada				1 / 1			1 / 2
Salida (AC)							
Potencia nominal de salida	0.7 kW	1 kW	1.5 kW	2 kW	2.5 kW	3 kW	3.6 kW
Potencia aparente máxima de salida	0.77 kVA	1.1 kVA	1.65 kVA	2.2 kVA	2.75 kVA	3.3 kVA	3.6 kVA
Potencia máxima de salida	0.77 kW	1.1 kW	1.65 kW	2.2 kW	2.75 kW	3.3 kW	3.6 kW
Voltaje nominal de la red	1/N/PE, 220V / 230V						
Frecuencia nominal de la red	50 Hz / 60 Hz						
Corriente nominal de salida de red	3.2 A / 3.0 A	4.5 A / 4.3 A	6.8 A / 6.5 A	9.1 A / 8.7 A	11.4 A / 10.9 A	13.6 A / 13 A	16 A
Corriente máxima de salida	4.4 A	5.2 A	8.1 A	10.5 A	13.3 A	15.7 A	16 A
Factor de potencia	> 0.99 (0.8 capacitivo a 0.8 inductivo)						
THDi	< 3%						
Eficiencia							
Eficiencia máxima	96.6%		96.6%	97.1%		97.1%	97.3%
Eficiencia EU	95.3%		95.4%	96.4%		96.7%	96.8%
Protección							
Protección contra polaridad inversa DC				Sí			
Protección contra cortocircuito				Sí			
Protección de sobrecorriente de salida				Sí			
Protección contra sobretensiones				Sí			
Monitoreo de red				Sí			
Protección Anti-isla				Sí			
Protección de temperatura				Sí			
AFCI 2.0 integrado				Opcional			
Interruptor de DC integrado				Sí			
Datos generales							
Dimensiones (longitud × altura × ancho)				310 × 373 × 160 mm			
Peso	7.4 kg			7.7 kg			
Topología	Sin Transformador						
Consumo propio (noche)	< 1 W						
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 ~ +60°C						
Humedad relativa	0 - 100%						
Nivel de protección	IP66						
Emisión de ruido (típica)	< 20 dB(A)						
Enfriamiento	Convección natural						
Altitud máxima de funcionamiento	4000 m						
Estándar de conexión de red	G98 o 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, MEA, PEA						
Estándar de seguridad / EMC	IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-1/-2/-3/-4						
Características							
Conexión de DC	Conector MC4						
Conexión de AC	Enchufe de conexión rápida						
Pantalla	LCD						
Comunicación	RS485, Opcional: Wi-Fi, GPRS						



IGNITE THE POWER OF NATURE

Monocrystalline PV Module

MODULE DIMENSION DETAILS

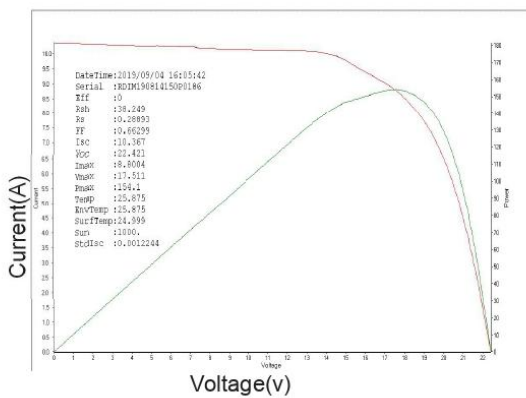


ELECTRICAL SPECIFICATIONS

AT STC(AM1.5,Temp 25°C,E 1000W/m²)		
Module Type	150W	
Power output	Pmax	150W
Production Tolerance	ΔPmax	0~+3%
Module efficiency	ηm	15.12%
Voltage at Pmax	Vmp	18.99V
Current at Pmax	Imp	7.90A
Open circuit voltage	Voc	22.42V
Short circuit current	Isc	8.45A

Mechanical Data	
Module Demision (mm)	1485×668×35
Cells Type	156.75*156.75mm 36 (4×9)
Weight (kg)	11.6
Glass	High transmission glass 3.2mm
Front Material	Anodized aluminium alloy
Junction box IP rating	IP67 1500VDC
Frame(Material Corners,etc.)	35*35#
Bypass Diode Rating(A)	12
Fire performance	Class C
Certifications	IEC 61215, IEC 61730

I-V Curves



Working Conditions & Temperature	
Temperature coefficient (P mpp)	-0.39%/°C
Temperature coefficient (I sc)	+0.05%/°C
Temperature coefficient (V oc)	-0.29%/°C
NOCT	45°C±2°C
Maximum system voltage (IEC)	1500V DC
Maximum series fuse rating	10A

Packing	
packing unit	Wooden box
40HQ	50pcs/Pallets



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Tesis Home 0.7 kW

Variant: Nueva variante de simulación

Building system

System power: 750 Wp

Proyecto Solar - Juliaca - Perú

| Author



PVsyst V7.4.0
 VC0, Simulation date:
 27/11/24 18:31
 with v7.4.0

Project: Tesis Home 0.7 kW
Variant: Nueva variante de simulación

Project summary

Geographical Site Proyecto Solar - Juliaca Perú	Situation Latitude -15.49 °S Longitude -70.12 °W Altitude 3832 m Time zone UTC-5	Project settings Albedo 0.20
Meteo data DATOS SENAMHI - Juliaca SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Sintético		

System summary

Grid-Connected System	Building system	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 25 / 20 °	Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 5 units	Nb. of units 1 unit	
Pnom total 750 Wp	Pnom total 700 W	
	Pnom ratio 1.071	

Results summary

Produced Energy 1509.42 kWh/year	Specific production 2013 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 80.78 %
----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
 27/11/24 18:31
 with v7.4.0

General parameters

Grid-Connected System		Building system	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation			Models used
Fixed plane			Transposition Perez
Tilt/Azimuth	25 / 20 °		Diffuse Perez, Meteonorm
			Circumsolar separate
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		Linear shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Renepv	Manufacturer	Solis
Model	RD150M6	Model	S6-GR1P 0.7 K-M
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	150 Wp	Unit Nom. Power	0.70 kWac
Number of PV modules	5 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	750 Wp	Total power	0.70 kWac
Modules	1 String x 5 In series	Operating voltage	50-500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>20°C)	0.77 kWac
Pmpp	678 Wp	Pnom ratio (DC:AC)	1.07
U mpp	84 V		
I mpp	8.1 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	0.750 kWp	Total power	0.7 kWac
Total	5 modules	Max. power	0.8 kWac
Module area	5.0 m ²	Number of inverters	1 unit
Cell area	4.4 m ²	Pnom ratio	1.07

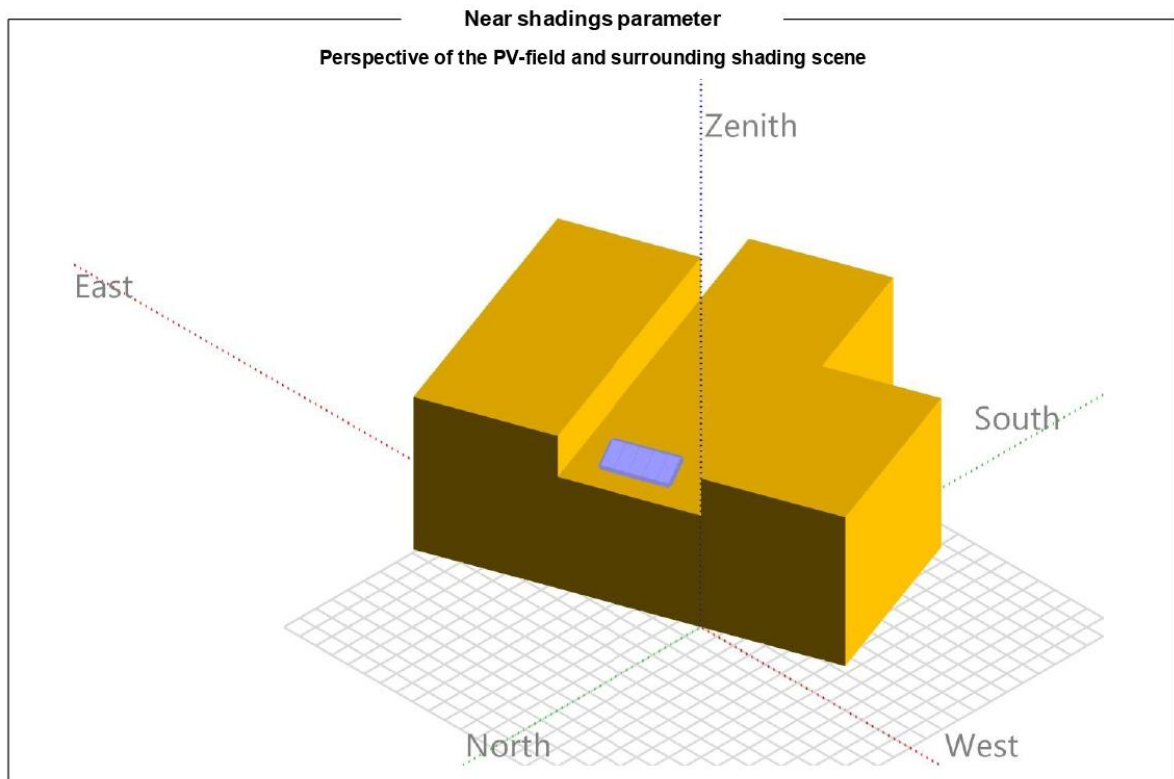
Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	174 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



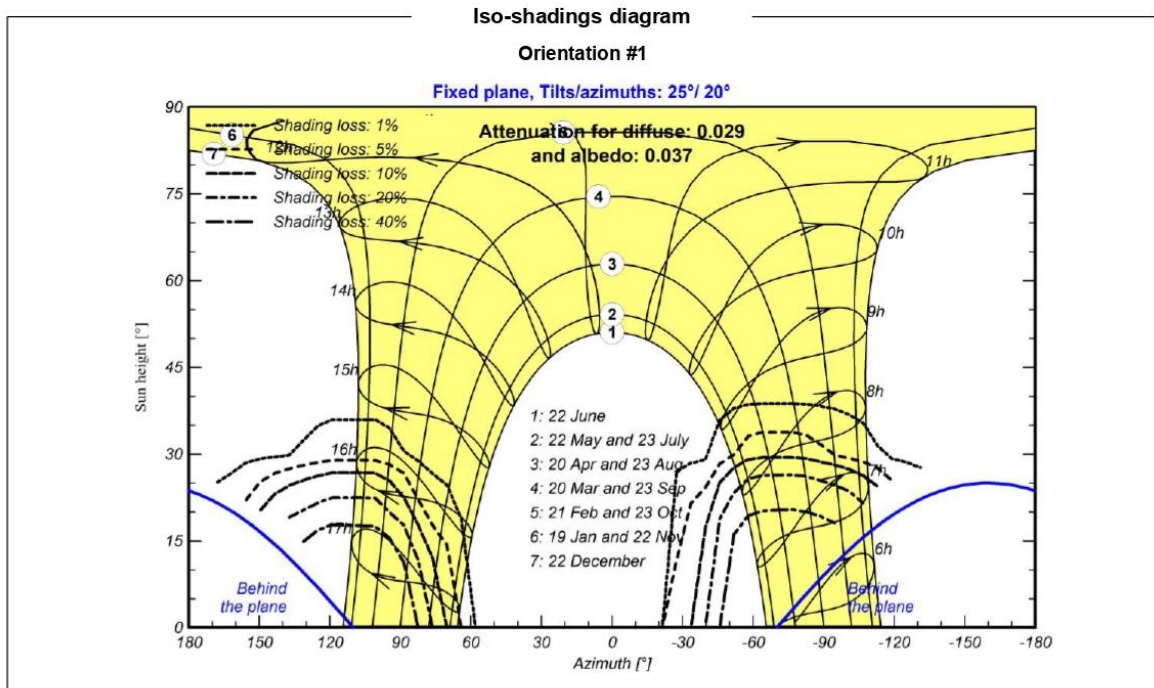
PVsyst V7.4.0
VC0, Simulation date:
27/11/24 18:31
with v7.4.0

Project: Tesis Home 0.7 kW
Variant: Nueva variante de simulación





PVsyst V7.4.0
VC0, Simulation date:
27/11/24 18:31
with v7.4.0





Project: Tesis Home 0.7 kW

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
27/11/24 18:31
with v7.4.0

Main results

System Production

Produced Energy 1509.42 kWh/year

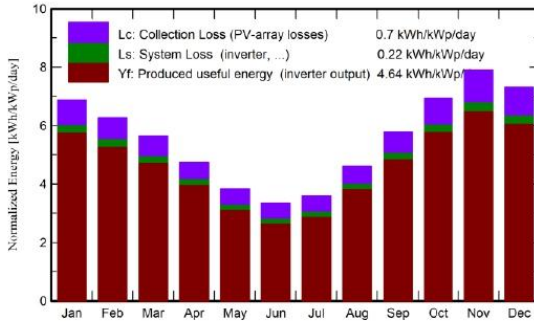
Specific production

2013 kWh/kWp/year

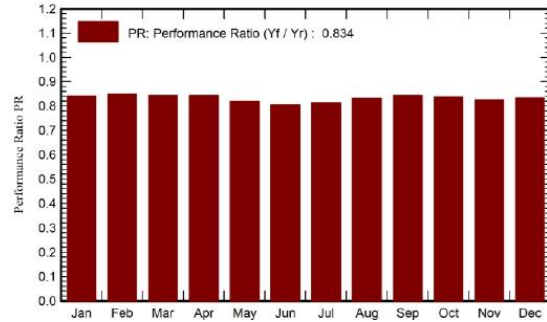
Perf. Ratio PR

80.78 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	224.3	77.90	11.74	191.8	180.9	122.6	117.0	0.813
February	177.2	69.20	10.10	163.9	154.4	105.2	100.3	0.816
March	202.9	66.30	10.00	201.7	193.0	129.7	123.8	0.818
April	192.6	47.60	9.90	215.7	206.3	136.6	130.4	0.806
May	167.3	33.10	9.94	207.3	197.1	132.0	126.2	0.812
June	176.9	27.60	10.16	231.6	222.1	146.7	140.3	0.808
July	182.1	31.80	10.92	232.5	222.8	147.1	140.7	0.807
August	201.5	37.70	11.73	237.6	228.2	150.0	143.4	0.805
September	217.2	49.90	10.98	228.5	218.6	144.2	137.8	0.804
October	227.5	59.70	13.57	217.0	206.2	136.1	130.0	0.799
November	213.0	59.80	13.70	186.7	177.3	117.8	112.3	0.802
December	208.1	75.20	13.39	177.2	167.4	112.7	107.4	0.808
Year	2390.6	635.80	11.36	2491.5	2374.4	1580.6	1509.4	0.808

Legends

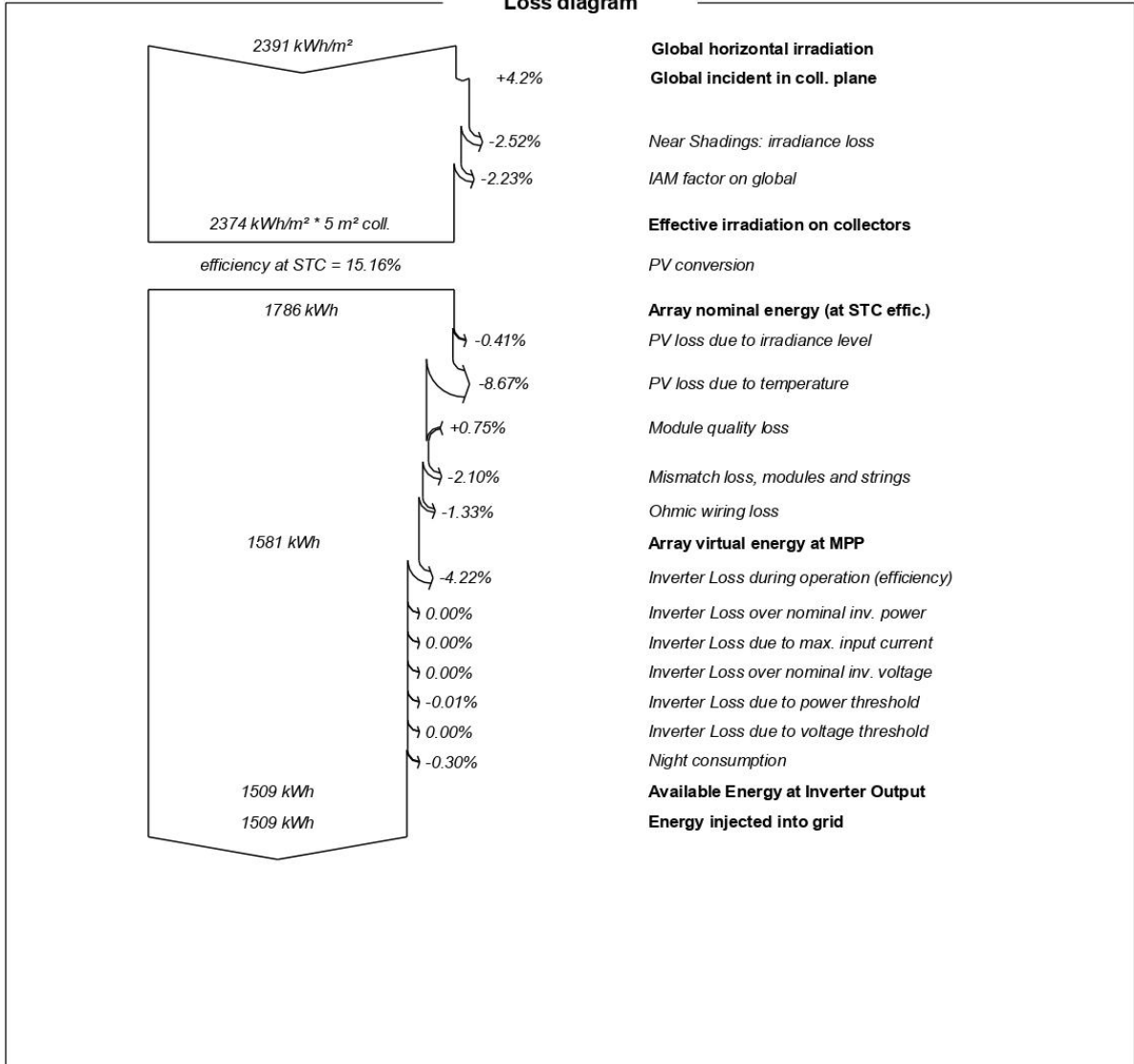
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
27/11/24 18:31
with v7.4.0

Loss diagram

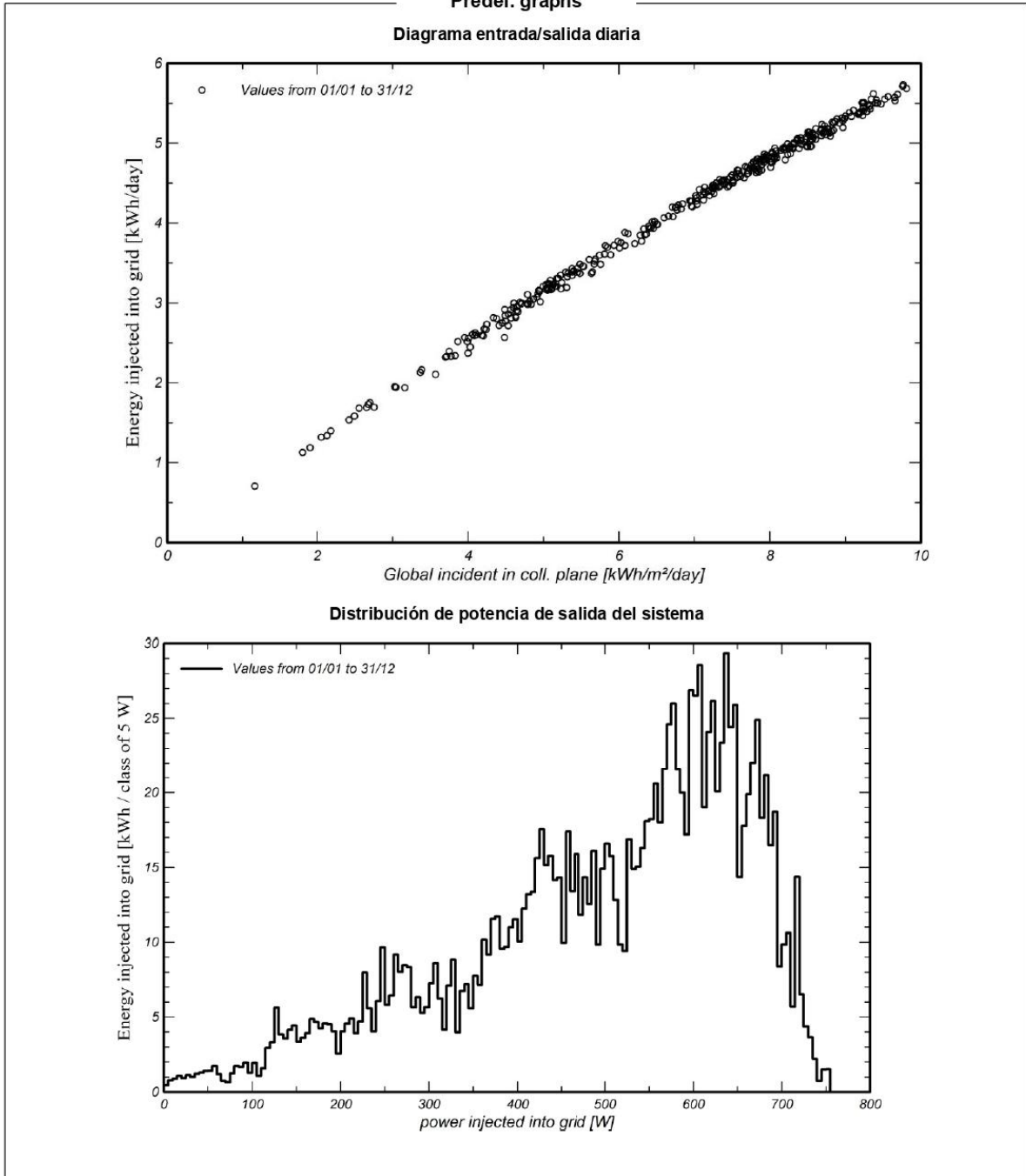




PVsyst V7.4.0
VC0, Simulation date:
27/11/24 18:31
with v7.4.0

Project: Tesis Home 0.7 kW
Variant: Nueva variante de simulación

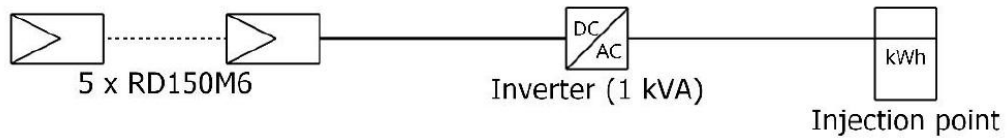
Predef. graphs





PVsyst V7.4.0
VC0, Simulation date:
27/11/24 18:31
with v7.4.0

Single-line diagram



PV module	RD150M6
Inverter	S6-GR1P 0.7 K-M
String	5 x RD150M6

Tesis Home 0

VC0 : Nueva variante de simulación

27/11/24



FICHA TÉCNICA

Código: USB/RS485

CONVERTIDOR **USB/RS485**

El convertidor USB/RS485 permite conectar un ordenador PC a los dispositivos controlados mediante el bus RS-485.
¡NOTA! En los sistemas con múltiples puertos COM puede ser necesario comprobar el puerto COM asignado en el Administrador de dispositivos->Puertos (COM y LPT). El número de puerto COM asignado puede modificarse en el Administrador de dispositivos, en opciones avanzadas del puerto.



Entrada:	USB
Número de entradas:	1 uds.
Salida:	RS-485
Número de salidas:	1 uds.
Comunicación:	<ul style="list-style-type: none"> • transmisión bidireccional fuente (semidúplex) • transmisión unidireccional fuente
Conectores:	USB Terminales de cables
Rango de transmisión:	1200 m (9600 b/s)
Velocidad de transmisión:	max. 115 kbps
Requisitos del sistema:	Windows XP/Vista/7/8/10, Linux
Conector de alimentación:	USB
Alimentación:	desde el puerto USB
Garantía:	2 años



DELTA-OPTI Monika Matysiak; <https://www.delta.poznan.pl>
 POL; 60-713 Poznań; Graniczna 10
 e-mail: delta-opti@delta.poznan.pl; tel: +(48) 61 864 69 60

Anexo XII. Panel fotográfico





