



UNIVERSIDAD NACIONAL DE CHIMBORAZO
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

Diseño de un sistema de bombeo fotovoltaico para mejorar la eficiencia
energética en el barrio Olte San Pedro-Guano

Trabajo de Titulación para optar al título de Ingeniero Industrial

Autor:

Iguasnia Guala, Jordy Fabricio

Tutor:

Ing. Fidel Ernesto Vallejo Gallardo PhD.

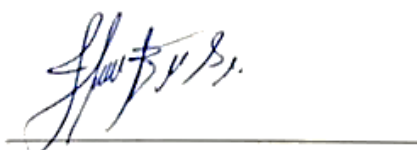
Riobamba, Ecuador. 2026

DECLARATORIA DE AUTORÍA

Yo, Jordy Fabricio Iguasnia Guala, con cédula de ciudadanía 0650288491, autor (a) (s) del trabajo de investigación titulado: DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL BARRIO OLTE SAN PEDRO-GUANO, certifico que la producción, ideas, opiniones, criterios, contenidos y conclusiones expuestas son de mi exclusiva responsabilidad.

Asimismo, cedo a la Universidad Nacional de Chimborazo, en forma no exclusiva, los derechos para su uso, comunicación pública, distribución, divulgación y/o reproducción total o parcial, por medio físico o digital; en esta cesión se entiende que el cesionario no podrá obtener beneficios económicos. La posible reclamación de terceros respecto de los derechos de autor (a) de la obra referida, será de mi entera responsabilidad; librando a la Universidad Nacional de Chimborazo de posibles obligaciones.

En Riobamba, a la fecha 24 de junio de 2026.



Jordy Fabricio Iguasnia Guala

C.I: 0650288491

DICTAMEN FAVORABLE DEL PROFESOR TUTOR

Quien suscribe, PhD. Fidel Vallejo Gallardo, catedrático adscrito a la Facultad de Ingeniería, por medio del presente documento certifico haber asesorado y revisado el desarrollo del trabajo de investigación titulado **DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL BARRIO OLTE SAN PEDRO-GUANO**, bajo la autoría de Jordy Fabricio Iguasnia Guala; por lo que se autoriza ejecutar los trámites legales para su sustentación.

Es todo cuanto informar en honor a la verdad; en Riobamba, a los 13 días del mes de abril de 2026



PhD. Fidel Vallejo Gallardo

C.I: 1715890644

CERTIFICADO DE LOS MIEMBROS DEL TRIBUNAL


Quienes suscribimos, catedráticos designados Miembros del Tribunal de Grado para la evaluación del trabajo de investigación **DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL BARRIO OLTE SAN PEDRO-GUANO**, presentado por Jordy Fabricio Iguasnia Guala, con cédula de identidad número 0650288491, bajo la tutoría de PhD. Fidel Ernesto Vallejo Gallardo; certificamos que recomendamos la **APROBACIÓN** de este con fines de titulación. Previamente se ha evaluado el trabajo de investigación y escuchada la sustentación por parte de su autor; no teniendo más nada que observar.

De conformidad a la normativa aplicable firmamos, en Riobamba a la fecha 24 de junio de 2026

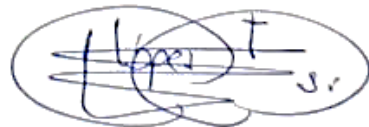
Ing. Gabriela Joseth Serrano Torres, Mgs.
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL DE GRADO



Ing. Darío Fernando Guamán Lozada, Mgs.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL DE GRADO



Ing. Luis Stalin López Telenchana, Mgs.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL DE GRADO





CERTIFICACIÓN

Que, **Iguasnia Guala Jordy Fabricio** con CC: **0650288491**, estudiante de la Carrera **Ingeniería Industrial**, Facultad de **Ingeniería**; ha trabajado bajo mi tutoría el trabajo de investigación titulado " **DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL BARRIO OLTE SAN PEDRO-GUANO**", cumple con el 5 %, de acuerdo al reporte del sistema Anti plagio **Compilatio Magister**, porcentaje aceptado de acuerdo a la reglamentación institucional, por consiguiente autorizo continuar con el proceso.

Riobamba, 03 de junio de 2026



Validar únicamente en Firmad2.
Firmado digitalmente por:
**FIDEL ERNESTO
VALLEJO GALLARDO**

PhD. Fidel Vallejo
TUTOR(A)

DEDICATORIA

Dedico este logro académico, con profunda gratitud y orgullo:

A mis padres, quienes con un amor incalculable decidieron pausar sus propios sueños y ponerlos en la sombra, para que los míos pudieran florecer bajo el sol. Gracias por cada jornada de trabajo incansable, por ser el motor silencioso y el sacrificio vivo que hizo posible este logro. Este título lleva sus nombres grabados en el esfuerzo.

A mis hermanos, por haber sido mis guías y mis luces en los momentos de incertidumbre; su ejemplo caminó conmigo en cada paso.

A mis seres queridos que hoy nos cuidan desde el cielo; ustedes fueron las raíces profundas de este árbol que hoy da sus frutos. Su memoria sigue siendo mi base más sólida.

Y con orgullo, a mí mismo. Por el valor de resistir, por la terquedad sana de avanzar siempre frente a cualquier adversidad y por haber entregado cada gota de esfuerzo para ver este objetivo cumplido.

AGRADECIMIENTO

Culminar este proceso de investigación invita a reflexionar sobre el camino recorrido y los pilares que lo sostuvieron. Agradezco a la Universidad Nacional de Chimborazo por haber sido el escenario de mi formación y el espacio donde consolidé mi criterio profesional.

Expreso mi reconocimiento a aquellos docentes de la carrera que ejercieron la docencia con verdadera ética, rectitud y desprendimiento, convirtiéndose en guías legítimos de nuestro aprendizaje. De igual manera, agradezco a la academia en su conjunto por enseñarme a identificar el valor real de la autoría, el esfuerzo propio y el rigor intelectual; una lección invaluable que me permitió comprender que el verdadero conocimiento se defiende desde la honestidad y pertenece a quien lo trabaja desde sus cimientos.

Mi gratitud se extiende a la comunidad de Olte San Pedro, en el cantón Guano, por su valiosa apertura y por permitir que este diseño sea un reflejo genuino de trabajo de campo e iniciativa propia.

Finalmente, a mi familia, cuyo respaldo incondicional fue el único motor constante que financió y sostuvo cada hora de dedicación invertida en estas páginas.

ÍNDICE GENERAL

DECLARATORIA DE AUTORÍA.....	
DICTAMEN FAVORABLE DEL PROFESOR TUTOR.....	
CERTIFICADO DE LOS MIEMBROS DEL TRIBUNAL.....	
DEDICATORIA.....	
AGRADECIMIENTO	
ÍNDICE GENERAL	
ÍNDICE DE TABLAS.....	
ÍNDICE DE FIGURAS	
RESUMEN	
ABSTRACT	
CAPÍTULO I. INTRODUCCION.....	15
1.1. ANTECEDENTES	16
1.2. PROBLEMA.....	18
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	20
1.4. OBJETIVOS	21
1.4.1. Objetivo general.....	21
1.4.2. Objetivos específicos	21
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	23
2.1. GLOSARIO DE TÉRMINOS	23
2.2. ESTADO DEL ARTE	24
2.2.1. Avances en la tecnología fotovoltaica aplicada al bombeo de agua	27
2.2.2. Impacto energético, económico y ambiental.....	30
Eficiencia energética: comparación con sistemas convencionales	30
2.2.3. Ahorros operativos y análisis de ciclo de vida económico	31

2.2.4.	Reducción de emisiones de CO ₂ y evaluación ambiental	31
2.2.5.	Casos de éxito y de fallo	32
2.2.6.	Balance entre beneficio y riesgo	32
2.2.7.	Factores socioeconómicos y técnicos que influyen en la adopción	33
2.2.8.	Modelos de gestión comunitaria del agua y su sostenibilidad	34
2.3.	Marco Conceptual.....	35
2.3.1.	Energía Solar Fotovoltaica.....	35
2.3.2.	Componentes de un Sistema de Bombeo Fotovoltaico.....	35
c)	Caja de Conexiones y Diodos.....	36
2.3.3.	Controlador MPPT	37
2.3.4.	Dimensionamiento del Sistema.....	37
2.3.5.	Configuración serie y paralelo del arreglo fotovoltaico.....	38
2.3.6.	Herramientas de Simulación: PVSol	38
2.3.7.	Normativa relacionada	39
	CAPÍTULO III. METODOLOGIA.....	40
3.1.	Tipo de Investigación.....	40
3.2.	Diseño de Investigación.....	40
3.3.	Técnicas de recolección de Datos.....	40
3.4.	Población de estudio y tamaño de muestra	41
3.5.	Hipótesis	42
3.6.	Métodos de análisis.....	43
3.7.	Procesamiento de datos.....	43
	CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	45
4.1.	Resultados.....	45
4.1.1.	Contexto Actual de la Población.....	45
4.1.2.	Infraestructura Actual del Sistema de Bombeo.....	45

4.1.3.	Determinación de la demanda hídrica diaria.....	47
4.1.4.	Parámetros Hídricos de Diseño.....	50
4.1.5.	Determinación de la radiación solar.....	54
4.1.6.	Dimensionamiento del Sistema Solar	57
4.1.7.	Análisis Económico	66
4.1.8.	Simulación del Sistema.....	70
4.1.9.	Resolución de Hipótesis.....	80
4.2.	Discusión	82
4.2.1.	Cobertura de la demanda hídrica y comportamiento estacional del sistema	82
4.2.2.	Desempeño energético y eficiencia del sistema.....	83
4.2.3.	Desempeño del sistema de baterías y autonomía.....	83
4.2.4.	Análisis económico y viabilidad financiera	84
4.2.5.	Impacto ambiental: emisiones de CO ₂ evitadas	85
4.2.6.	Comparación de los Estudios.....	86
	CAPÍTULO V. CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES	88
5.1.	Conclusiones	88
5.2.	Recomendaciones.....	89
	BIBLIOGRAFÍA.....	90
	ANEXOS.....	95
	Diagrama de Conexión del Sistema Diseñado	95
	Ubicación de los Paneles en la Superficie.....	95
	Conexión de los Paneles Solares.....	96
	Cotización del Sistema Fotovoltaico.....	97
	Pago de planillas, sistema convencional EERSA.....	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. <i>Consumo de agua por estrato socioeconómico</i>	45
Tabla 2. <i>Componentes de Infraestructura Actual para Abastecimiento de agua</i>	46
Tabla 3. <i>Radiación Solar Mensual en la estación de bombeo en el año 2025</i>	55
Tabla 4. <i>Resumen de Radiación Mínima, Máxima y Media durante el Periodo Analizado</i>	56
Tabla 5. <i>Hora Solar Pico para los Casos de Estudio planteado</i>	57
Tabla 6. <i>Características Técnicas de Panel XPOWER 540 W</i>	58
Tabla 7. <i>Cantidad de Paneles para cada caso de radiación</i>	60
Tabla 8. <i>Comparación de paneles y área según la radiación en la ubicación, 2023.</i>	61
Tabla 9. <i>Características de Batería GreenSun OPZS2-1000</i>	62
Tabla 10. <i>Características del Inversor GROWATT SPF8000TL-LVM 8kW</i>	64
Tabla 11. <i>Datos para Dimensionamiento de Cableado</i>	65
Tabla 12. <i>Valores de Obtenidos de Cableado y Protecciones</i>	66
Tabla 13. <i>Costos de Inversión Inicial del Sistema</i>	67
Tabla 14. <i>Costos de Inversiones para cada Sistema Previsto</i>	67
Tabla 15. <i>Costo de Mantenimiento Anual del Sistema</i>	68
Tabla 16. <i>Estimación de Viabilidad Económica del Proyecto</i>	69
Tabla 17. <i>Resultados de VAN, TIR, B/C</i>	70
Tabla 18. <i>Comparación de indicadores técnicos y económicos con estudios similares</i>	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. <i>Bombas solares fotovoltaicas</i>	26
Figura 2. <i>Sistemas directos sin baterías</i>	27
Figura 3. <i>Sistemas directos con baterías</i>	28
Figura 4. <i>Sistemas híbridos</i>	28
Figura 5. <i>Puesto de Instalación de la zona de estudio</i>	42
Figura 6. <i>Planilla de Consumo Energético del Sistema de Bombeo</i>	47
Figura 7. <i>Extracción de Datos de la Plataforma NASA POWER</i>	54

Figura 8. Resultados de Radiación obtenidos en NasaPower	56
Figura 9. <i>Solar Power Supply de 400 W</i>	58
Figura 10. <i>Inversor GROWATT SPF8000TL-LVM 8kW</i>	64
Figura 11. <i>Esquema de Conexión del Sistema de Bombeo</i>	65
Figura 12. Configuración de Tipo de Instalación y Zona en PVSOL	70
Figura 13. Definición del Consumo Total del Sistema	71
Figura 14. Ubicación del Arreglo de los Paneles en la Superficie	71
Figura 15. Conexión de Equipos Seleccionados.....	72
Figura 16. Resumen de Energía Generada por el Sistema Diseñado	73
Figura 17. Resultados de Consumo Total del Sistema Implementado	73
Figura 18. Resultados de carga de la batería.	74
Figura 19. Pronóstico de Rendimiento del Sistema Planteado	75
Figura 20. Balance Energético Obtenido.....	75
Figura 21. Utilización de la Energía FV	76
Figura 22. Resultados de Cobertura del Consumo	76
Figura 23. Cobertura de Consumo Total	77
Figura 24. Pronóstico de Rendimiento del Sistema Durante el Año.....	77
Figura 25. Coeficiente de Rendimiento del Sistema Implementado	78
Figura 26. Irradiación por Superficie de Módulo	78
Figura 27. Temperatura por Superficie de Módulo	79
Figura 28. SOC de la Batería	80
Figura 29. Flujo de Caja del Sistema Propuesto	80

RESUMEN

El presente estudio realiza el diseño de un sistema fotovoltaico de bombeo para el mejoramiento de la eficiencia energética en el barrio Olte San Pedro-Guano, Ecuador, cuya población es de 296 habitantes quienes sufren de manera constante interrupciones en el suministro de agua por la dependencia del sistema eléctrico convencional. El estudio tiene un enfoque cuantitativo con diseño no experimental y nivel descriptivo-exploratorio. Se determinó la demanda hídrica diaria de 154,15 *L/persona/día*, una irradiación solar promedio anual de 980,8 kWh/m²/año y Horas Solares Pico entre 3,004 y 3,834 *h/día* de acuerdo con el mes de análisis. Se consideró un voltaje de operación de 48V y dos días de autonomía, seleccionando paneles monocristalinos y un banco de baterías 125 *Ah*. Se realizaron simulaciones en el software PV*SOL en donde se evidenció que durante los meses de mayor irradiación como abril a septiembre el Estado de Carga supera el 70%, mientras que en los meses críticos que son octubre y noviembre decae aproximadamente al 15%, pero sin comprometer el servicio debido al sobredimensionamiento del sistema. Se determinó un *TIR* del 17% y un VAN de \$807,26 en un horizonte de 10 años, con retorno positivo después del quinto año.

Palabras clave: sistema fotovoltaico, bombeo solar, eficiencia energética, PV*SOL, demanda hídrica, VAN, TIR.

ABSTRACT

This study presents the design of a photovoltaic pumping system to improve energy efficiency in the Olte San Pedro neighborhood in the canton of Guano, Ecuador. The locality has a population of 296, who constantly experience water supply interruptions due to their reliance on the conventional electricity system. The research follows a quantitative approach with a non-experimental design and a descriptive-exploratory scope. The daily water demand was determined at , while the average annual solar irradiation reaches 980.8 kWh/m²/year, with Peak Sun Hours ranging between 3.004 and 3.834 h/day depending on the month of analysis. An operating voltage of 48 V and two days of autonomy were selected; monocrystalline panels and a 125-Ah battery bank were selected. Simulations were carried out using PV*SOL software; results showed that during the months with the highest irradiation from April to September the State of Charge remains above 70%, whereas in the critical months of October and November it drops to approximately 15%. Even so, service continuity is not compromised thanks to the system's oversizing. An (IRR) of 17% and a (NPV) of USD 807.26 over a 10-year horizon, with positive returns starting from the fifth year.

Keywords: photovoltaic system, solar pumping, energy efficiency, PV*SOL, water demand, Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR).



Reviewed by:
Ms.C. Ana Maldonado León
ENGLISH PROFESSOR
C.I.0601975980

CAPÍTULO I. INTRODUCCION

El acceso al agua potable en comunidades rurales como el barrio Olte San Pedro Guano, en Ecuador, sigue siendo un reto persistente que afecta la vida diaria de sus habitantes. Este proyecto de tesis se enfocó en el diseño de un sistema fotovoltaico de bombeo para mejorar la eficiencia energética, utilizando el simulador PV*SOL para modelar y optimizar el rendimiento bajo condiciones locales reales de irradiación solar y demanda hídrica. La relevancia de la presente investigación se consideró en la problemática observada en donde los sistemas de bombeo tradicionales dependen de energía eléctrica convencional, con costos que van en aumento y están expuestos a vulnerabilidad por interrupciones debido a sequías o fallos en la red, como las que se presentaron recientemente en el país. La implementación y aprovechamiento de energía solar permite resolver estas deficiencias y garantiza un suministro de bombeo estable disminuyendo la dependencia de sistemas convencionales. El objetivo general de esta investigación se basó en el diseño de un sistema fotovoltaico para optimizar la eficiencia energética y garantizar un abastecimiento constante de agua en el barrio Olte San Pedro-Guano. Para ello, se plantea la ejecución de actividades como analizar las necesidades hídricas, energéticas y climáticas locales para evaluar la viabilidad del proyecto; el dimensionamiento de componentes tales como paneles solares, bombas y almacenamientos, además de la realización de un análisis costo-beneficio que justifique la implementación del proyecto a largo plazo. El cumplimiento de estos objetivos permite observar que soluciones en zonas específicas inspiran cambios más amplios, atrayendo el interés de distintas comunidades y entidades gubernamentales, demostrando que la tecnología renovable cierra brechas de desigualdad y fomenta autonomía en entornos vulnerables. La metodología adoptada es de carácter cuantitativa y caracterizada como proyecto aplicado, ideal para recopilar datos medibles sobre variables como radiación solar y consumo hídrico, permitiendo análisis estadísticos precisos y simulaciones en PV*SOL que integran teoría con práctica adaptada al contexto local. Este enfoque facilita decisiones informadas sobre la viabilidad técnica y económica, sin extenderse a la implementación física, sino limitándose al diseño y modelado para un impacto directo en unos 200 habitantes, con potencial replicabilidad en otras zonas rurales de Ecuador. De esta forma, el proyecto no solo resuelve una necesidad inmediata, sino que subraya la urgencia de innovaciones accesibles para un futuro más sostenible.

1.1. ANTECEDENTES

Existen diversos estudios relacionados con sistemas de bombeo solar, un ejemplo de ello es el de Velasquez (2023) en donde se identificó la influencia del diseño de un bombeo fotovoltaico en la optimización en cuanto respecta al abastecimiento de agua potable en Huancan Perú. Para esto se consideró a la población total como beneficiaria de la zona de estudio en la provincia de Huancayo, obteniendo como resultados una correcta identificación de las características hidráulicas de la fuente de captación, parámetros y una correcta selección de componentes de diseño hidráulico de la capacidad instalada llevan a una optimización de abastecimiento de agua en la localidad planteada. Se demostró que efectivamente hay una factibilidad energética e hidráulica en el diseño de dicho sistema de bombeo mediante el uso de paneles solares que técnicamente es el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica, esto para abastecer de manera satisfactoria agua de consumo a la población debido a que los recursos a utilizar son de fácil acceso para la población de Huancan-Perú.

Por otro lado, Pérez (2024), realiza un análisis de la prefactibilidad energética que genere reducción de costes, todo esto mediante la implementación de sistemas fotovoltaicos para estaciones de bombeo, buscando exponer una vía alterna de generación eléctrica que sea económica y técnicamente viable para la alimentación de estaciones de bombeo en lugares aislados o rurales. Se realizó un análisis de los parámetros climatológicos y de carga que podrían afectar al sistema fotovoltaico, además de la localización que se identifica mediante evaluaciones de factibilidad geográfica, esto debido a irradiaciones solares que deben ser las adecuadas para la correcta implementación de paneles solares. Se determinaron las cantidades exactas de paneles solares para la satisfacción idónea de electricidad y de igual manera se definió los componentes para el sistema. Se pudo observar que en Piura-Perú al poseer condiciones climáticas favorables no necesitan de un sobredimensionamiento del sistema ya que se puede lograr una satisfacción del 100% las necesidades eléctricas que posee dicha localidad para la alimentación de subestaciones de bombeo.

Por su parte, Salazar Castro (2025) en su trabajo realizado con la tematica planteada de Diseño de un sistema de bombeo solar fotovoltaico para el riego de plantaciones de banano en el cantón La Troncal provincia del Cañar. Con su objetivo de diseñar un sistema de generación fotovoltaica aislado enfocado en optimizar el suministro de agua y sustituir el uso de combustibles fósiles/redes tradicionales en el bombeo de agua agrícola, demostró que la implementación del bombeo fotovoltaico reduce de forma drástica la dependencia del

suministro energético externo. Mediante el análisis técnico, el autor concluye que la energía solar ofrece un flujo continuo, estable y económicamente rentable para los acueductos, mejorando la eficiencia energética global del sistema de bombeo (Salazar Castro, 2025).

Macas (2023) en la revista *Sapiens Discoveries International Journal Ecuador* con su tema planteado: *Design of the electrical generation system using photovoltaic panels to enhance the operation of a water suction pump*, y cuyo objetivo era desarrollar el diseño de un sistema de generación eléctrica fotovoltaica para optimizar la eficiencia y operatividad de una bomba de succión de agua limpia, pudo concluir que las tecnologías limpias y, específicamente, la energía solar fotovoltaica, se posicionan como la alternativa más viable para mitigar las restricciones energéticas y la inestabilidad de las redes eléctricas convencionales. Además, el modelado demuestra una mejora sustancial en el consumo energético del acueducto básico (Macas, 2023, págs. 11-24).

Asimismo, Peralta (2018) realizó un análisis experimental que mediante la implementación de sistemas solares fotovoltaicos en corriente continua generan electricidad para lograr bombear agua y así evitar cambios climáticos ocasionados por las emisiones de contaminantes de carácter gaseoso que se producen al usar los sistemas tradicionales. Se recolectaron datos de carácter numéricos de irradiación solar mediante uso de instrumentos meteorológicos que determinen el potencial de irradiación de la zona. Se pudo determinar que este tipo de sistemas son muy confiables que poseen un uso seguro que no requiere de tecnologías muy complejas y necesitan de mantenimientos programados más no de mantenimientos correctivos o inesperados. Se pudo definir que el sistema por corriente continua presenta mayor eficacia debido a que no es necesario el uso de convertidores corriente continua/corriente alterna, permitiendo un uso directo que en parte genera ahorro de recursos.

En el ámbito internacional, Alata Rey et al. (2023) España con su temática trabajada: *La energía solar fotovoltaica en los sistemas de bombeo para acueductos: una revisión sistemática*, cuyo objetivo fue evaluar el estado del arte y la viabilidad técnica internacional de los sistemas de bombeo fotovoltaico orientados al suministro de agua en acueductos municipales, logró concluir que la integración de inversores y variadores de frecuencia en acueductos fotovoltaicos maximiza la eficiencia energética global, aislando por completo al sistema de bombeo de las fluctuaciones de las redes convencionales. El modelado digital previo es el factor de éxito crítico antes de la compra de componentes comerciales (Alata Rey et al., 2023).

Otro trabajo interesante es el de Ramirez Quispe (2024) del país vecino Perú, en donde en cambio se nos presenta un Diseño de un sistema de generación fotovoltaico para el proceso productivo de bombeo de agua, con el objetivo de dimensionar un sistema fotovoltaico óptimo tomando como base las Horas Solar Pico (HSP) del mes más bajo para garantizar la continuidad y autonomía de un sistema de electrobombas, en donde el investigador concluyó que dimensionar los paneles solares y el inversor comercial bajo el criterio de la época de menor radiación anual garantiza que el sistema cubra el 100% de la demanda hídrica calculada sin interrupciones, mejorando la sostenibilidad técnica y la rentabilidad del proyecto a largo plazo (Ramirez Quispe, 2023).

De igual manera, Martínez (2020) de la Universidad Veracruzana en México nos habla de un Diseño de sistema de bombeo a base de energía solar para suministro de agua municipal, en donde tuvo como objetivo primordial el de desarrollar una propuesta metodológica y un diseño de ingeniería para la transición de un sistema de bombeo fósil/red comercial a un sistema sustentable e independiente alimentado por energía solar, en donde determinó que el diseño fotovoltaico es altamente rentable y reduce drásticamente los gastos por mantenimiento electromecánico correctivo. El estudio demostró que el uso de modelados energéticos previos mitiga los riesgos de sobredimensionamiento, reduciendo la inversión inicial (Martínez Farias, 2020).

Por último, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) con su Guía metodológica: diseño de acciones con enfoque del Nexo entre agua, energía y alimentación para países de América Latina y el Caribe y su objetivo claro de establecer lineamientos técnicos intersectoriales para el diseño de infraestructuras sostenibles que integren el uso eficiente de la energía solar con el suministro de agua potable, logró consolidar el informe internacional concluye que la descentralización de los sistemas hídricos mediante energías renovables locales (como la fotovoltaica) es la única estrategia con altas tasas de retorno capaz de blindar a las comunidades rurales de los cortes del servicio energético comercial, garantizando la eficiencia en el uso de los recursos (Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2022).

1.2. PROBLEMA

En el ámbito global, la intersección entre la seguridad hídrica y la eficiencia energética se ha convertido en uno de los desafíos más críticos del siglo XXI. Según la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y la Agencia Internacional de la Energía (AIE), los sistemas de bombeo de agua tradicionales representan una fracción significativa del

consumo eléctrico municipal, lo que incrementa la huella de carbono y vulnera la continuidad del servicio ante crisis energéticas (Alata Rey et al., 2023). En América Latina y el Caribe, las zonas rurales y periféricas enfrentan una marcada inestabilidad en sus redes eléctricas debido a la falta de inversión en infraestructura y la alta dependencia de factores climáticos para la generación, lo que afecta directamente la continuidad del suministro de agua potable (Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2020). Esta dependencia de fuentes convencionales, cuyos costos operativos se encuentran en aumento constante a nivel global, exige la transición hacia tecnologías descentralizadas y sostenibles.

El contexto de Ecuador replica y agudiza esta problemática global. En los últimos años (particularmente entre 2023 y 2026), el país ha enfrentado severas crisis energéticas y periodos de sequía prolongados que derivaron en racionamientos eléctricos programados y no programados a nivel nacional, afectando gravemente a los sistemas de bombeo de las empresas públicas y comunitarias de agua (Operador Nacional de Electricidad (CENACE), 2025). En la provincia de Chimborazo, y específicamente en el cantón Guano, las interrupciones frecuentes en el servicio de la red eléctrica convencional interrumpen de manera directa los ciclos de llenado y distribución de los tanques de reserva. Esto no solo genera fluctuaciones de voltaje que ponen en riesgo la vida útil de los equipos electromecánicos de las juntas de agua, sino que deja desabastecidas a las poblaciones locales durante horas o días, evidenciando la vulnerabilidad del sistema actual ante la crisis del sector eléctrico ecuatoriano (Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 2024).

A nivel local, el barrio Olte San Pedro, ubicado en el cantón Guano, experimenta de forma directa las consecuencias de esta vulnerabilidad energética y operativa. El sistema de bombeo existente en la localidad presenta severas deficiencias en su eficiencia energética, operando con un alto consumo específico de electricidad proveniente de la red pública. Durante el levantamiento de información y diagnóstico de campo realizado en la estación de bombeo del sector, se evidenció que los cortes de energía sufridos en primera persona por la comunidad paralizan por completo el suministro hídrico, provocando el desabastecimiento inmediato de los hogares. Asimismo, las mediciones técnicas preliminares y el registro de la planilla eléctrica del sistema demuestran un incremento constante en los costos de facturación por kW/h y un bajo factor de potencia en los arranques del motor. Esto compromete la sostenibilidad económica de la administración local del agua y restringe la continuidad de un servicio óptimo y eficiente para los habitantes del sector.

1.3. JUSTIFICACIÓN

La propuesta planteada del diseño de un sistema fotovoltaico de bombeo de agua para mejorar la eficiencia energética del barrio Olte San Pedro Guano y sus objetivos abordan la problemática observada anteriormente, y también consideran que soluciones locales como la presentada en esta investigación pueden inspirar cambios más amplios, lo que atrae el interés de ingenieros, comunidades y decisores políticos ya que demuestra que la tecnología renovable disminuye las brechas de desigualdad y fomenta la autonomía en entornos vulnerables. La metodología planteada para la ejecución es cuantitativa y de carácter aplicado, lo que ayuda a la recopilación de datos medibles de variables tales como radiación solar y consumo hídrico, lo que permite analizar estadísticamente y ejecutar simulaciones en PvSol que integran teoría y práctica adaptada al contexto de estudio. Esto mejora la toma de decisiones informadas con respecto a la viabilidad técnica y económica, sin pretender la implementación física, sino limitándose únicamente a desarrollar el diseño y modelado para el impacto directo en la población de estudio, pudiendo ser replicable a otras zonas rurales ecuatorianas.

Aunque en la presente investigación la temática planteada se limita al diseño y modelado técnico en el programa Pv*sol sin llegar a la ejecución física, la propuesta de la misma se justifica en el ámbito económico al demostrar la viabilidad de la reducción drástica en los costos operativos recurrentes de la estación de bombeo. El uso de energía convencional de la red pública implica un gasto constante y creciente por facturación de kilovatios-hora (kW/h). El diseño fotovoltaico plantea un escenario de rentabilidad a largo plazo, donde el costo de inversión inicial se amortiza mediante el ahorro total del consumo eléctrico diurno. Al sustituir la dependencia de energía eléctrica convencional por una fuente de autogeneración gratuita como lo es el sol, se disminuyen los costos fijos de la junta administradora de agua y por ende el pago de planillas de luz, permitiendo una tarifa más justa para los usuarios y garantizando la sostenibilidad financiera del sistema en el tiempo.

En cuanto a la gestión de residuos y sostenibilidad, los sistemas fotovoltaicos operan de forma limpia, a diferencia de los generadores a diésel los que usualmente se utilizan como respaldo ante apagones, no generan residuos de aceites, combustibles ni contaminación acústica en el entorno del barrio Olte San Pedro. Asimismo, el mantenimiento de un campo fotovoltaico es mínimo comparado con los sistemas electromecánicos tradicionales, disminuyendo los tiempos muertos por fallas operativas.

El diseño incorpora criterios de seguridad técnica y de suministro. Las fluctuaciones drásticas de voltaje y los apagones repentinos de la red pública comercial representan un peligro crítico para la vida útil de las bombas y tableros eléctricos existentes. El sistema propuesto a nivel de diseño actúa como un escudo de confiabilidad, asegurando que los arranques del motor se realicen bajo parámetros eléctricos controlados y estables de corriente continua/alterna purificada por el inversor solar. Esto reduce los costos imprevistos por reparación o quema de componentes, protegiendo los activos de la comunidad.

La propuesta aborda directamente la brecha de desigualdad en zonas rurales. Soluciones locales descentralizadas como la presentada en esta investigación demuestran que la tecnología renovable fomenta la autonomía y resiliencia en entornos vulnerables ante las crisis energéticas nacionales. El proyecto sirve como un modelo técnico que puede inspirar cambios más amplios, atrayendo el interés de ingenieros, comunidades vecinas del cantón Guano y autoridades locales.

La metodología planteada es cuantitativa y de carácter aplicado, fundamentada en la recopilación de datos medibles de variables climáticas como la radiación solar y operativas como el consumo hídrico. Esto permite analizar estadísticamente y ejecutar simulaciones de alta precisión en el software PVSOL. Este enfoque científico eleva la calidad de la toma de decisiones informadas sobre la viabilidad técnica antes de arriesgar capital económico en obras civiles, resultando en un modelo de diseño técnico completamente replicable en otras zonas rurales del callejón interandino ecuatoriano con características topográficas y climáticas similares.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo general

- Diseñar un sistema de bombeo de agua alimentado por energía solar fotovoltaica mediante la simulación en el software especializado PV*SOL, para optimizar la eficiencia energética y garantizar el suministro hídrico en el barrio Olte San Pedro-Guano

1.4.2. Objetivos específicos

- Analizar las necesidades hídricas y energéticas del barrio Olte San Pedro a través de la revisión bibliográfica de tasas de consumo estándar y el estudio de variables

meteorológicas y parámetros de radiación de bases de datos climatológicas locales, para determinar la viabilidad técnica inicial del sistema de bombeo fotovoltaico.

- Dimensionar los componentes del sistema (paneles solares, inversores/controladores, bombas y almacenamiento) mediante el modelado energético y la selección de componentes comerciales dentro del aplicativo PV*SOL, para garantizar un diseño óptimo que cubra la demanda calculada.
- Evaluar la viabilidad económica y el impacto social del sistema propuesto mediante el cálculo de indicadores financieros (VAN, TIR) y un análisis de costo-beneficio, incluyendo el tiempo de retorno de la inversión para justificar la sostenibilidad del proyecto a largo plazo.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.

2.1. GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **Irradiación solar.** – es la cantidad de energía solar que llega a un área por una unidad de tiempo, esta medida está dada en vatios por metro cuadrado (W/m^2). esta medida es única y autónoma debido a que varía respecto a características como la ubicación y el clima (Constante Segura & Palacios Chacón, 2014).
- **Caudal.** – en el presente contexto este término hace referencia al volumen de agua que fluye a través de un conducto o es extraído por la bomba en un período de tiempo específico. Usualmente medido en metros cúbicos por hora (m^3/h) o litros por segundo (L/s), además, en esta oportunidad nos servirá como indicador clave de la capacidad y eficiencia de nuestro sistema. Se puede obtener mediante la fórmula de: velocidad dividida entre el tiempo o puede ser obtenida de la multiplicación del área de la sección transversal por la velocidad del fluido (Chele Chilán, 2024).
- **Necesidad hídrica.** – en términos simples, es la necesidad de agua que requiere un proceso, en este caso en particular, se hace referencia a la necesidad de agua que se requiere en el barrio Olte San Pedro.
- **Sistema fotovoltaico.** – como tal un sistema es un conjunto de instalaciones que en este caso utiliza paneles solares para la generación de electricidad y el accionamiento de bombas para el respectivo bombeo de agua de consumo para la zona rural como lo es el barrio estudiado (García, 2007).
- **PV.** – acrónimo de la palabra fotovoltaico
- **Eficiencia.** – término utilizado para medir que tan efectivo es el sistema, en sistemas fotovoltaicos hace referencia a lo que se obtiene de la implementación de dicho sistema y lo que se ha invertido en el mismo, es decir es una unidad porcentual (Romero Paguay, et al., 2025).
- **Energías renovables.** – aquellas energías obtenidas de recursos naturales que se pueden regeneran de manera continua y de cierta manera son inagotables, ejemplos claros de esto son: el sol, el viento, el agua, la biomasa y el calor remanente. La diferencia que tienen este tipo de energías con la de los combustibles fósiles, radica en que estas fuentes generan un impacto ambiental menor y de igual manera generan emisiones de gases de efecto invernadero (Perino, et al., 2021).

2.2. ESTADO DEL ARTE

En América Latina las zonas rurales aisladas enfrentan desafíos críticos en el acceso tanto a la energía como al agua potable. La electrificación rural es aún incompleta y según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2022), constituye un reto global (no sólo por extender el servicio eléctrico, sino por hacerlo de forma sostenible). Una planificación energética adecuada en dichas regiones no sólo provee electricidad, sino que mejora la disponibilidad de agua y la productividad agrícola. El enfoque integral del nexo agua-energía-alimento (WEF Nexus) tiene gran importancia en la región, ya que reconoce que la falta de servicios básicos tales como la electricidad es un limitante para el bombeo y la purificación del agua de consumo humano y riego (Márquez, Carvajal, & López, 2025).

En este contexto, la búsqueda de fuentes renovables y soluciones eficientes energéticamente son importantes para la reducción de la dependencia de combustibles fósiles y de esta manera garantizar la sostenibilidad hídrica en comunidades rurales. Los sistemas de bombeo solar fotovoltaico se presentan como una alternativa viable y sostenible para comunidades de zonas rurales que no posee conexión a la red eléctrica, pudiendo estas tecnologías aprovechar la radiación solar para accionar bombas de agua de corriente continua o alterna, lo que entrega el suministro de agua a poblados lejanos, y a bajo costo operativo (Alata, Zingg, Orellana, & Altamirano, 2023).

Estudios muestran que el bombeo fotovoltaico aparte de utilizar energía limpia, también disminuyen de manera significativamente los costos de mantenimiento en comparación con sistemas tradicionales. En Argentina existe un proyecto denominado “Programa Energía Limpia” el cual promueve la instalación de bombas solares para uso agropecuario, familiar, reemplazando el uso de combustibles fósiles para el bombeo de agua el ámbito productivo (Secretaría de Energía, 2023).

Así también, la disminución global de costos de la tecnología fotovoltaica favorece su adopción, ya que el costo de instalación de plantas solares se redujo en un 80 % en la última década (IRENA, 2022). A nivel técnico, la eficiencia energética del sistema de bombeo depende en gran medida de la selección adecuada de la bomba y componentes; una gestión energética eficiente puede minimizar el tamaño del sistema y los costos de inversión y operación (Jiménez & Enríquez, 2022).

Este tipo de sistemas fotovoltaicos representan una alternativa “renovable y económica” que mejoran el acceso al riego en áreas aisladas. En base a ello se puede observar

que el bombeo solar fotovoltaico ofrece independencia energética e hídrica en zonas rurales, disminuyendo emisiones y favoreciendo la productividad agrícola (Bayton, Carbajal, Gómez, & Zeballos, 2025).

La implementación exitosa de sistemas fotovoltaicos de bombeo necesita tomar en cuenta factores técnicos, económicos y sociales específicos. De esta forma, la sostenibilidad a largo plazo de este tipo de proyectos depende de la calidad del diseño técnico, así como del dimensionamiento de los paneles y bombas, integración con sistemas de almacenamiento, y en cierta parte de la participación comunitaria y capacitación de operadores locales (Brown, Gutiérrez, Macías, & López, 2025). En regiones de Latinoamérica con alta irradiación solar, como Ecuador, se reconoce que la energía fotovoltaica es “limpia, no contaminante de bajo impacto ambiental” y cada vez más accesible debido a la caída de precios de los módulos (Mendez, 2023).

Sin embargo, persisten brechas en la adopción generalizada: por ello es imprescindible revisar el estado actual del arte y sistematizar experiencias regionales. Esta revisión permitirá identificar buenas prácticas y limitaciones en la electrificación rural con bombeo solar, aportando conocimientos para potenciar la eficiencia energética y la sostenibilidad hídrica en las comunidades más vulnerables de América Latina (Mendez, 2023)

La crisis mundial del agua acentúa la importancia de tecnologías sostenibles para el abastecimiento hídrico rural. Se estima que en 2022 aún 2200 millones de personas carecían de acceso a agua potable segura, de las cuales 4 de cada 5 vivían en zonas rurales. En ese contexto, el bombeo solar fotovoltaico surge como una solución viable: convierte directamente la radiación solar en electricidad para accionar bombas de agua, reduciendo costos operativos y evitando emisiones de CO₂ (Bischofberger, 2024).

Esta tecnología puede mejorar la disponibilidad de agua en comunidades aisladas, aumentando la seguridad alimentaria y la calidad de vida. La instalación de sistemas de bombeo solar en aldeas remotas ayuda a poblaciones sin red eléctrica a acceder a agua limpia con bajo costo de operación, además la evolución tecnológica ha impulsado el reemplazo de las tradicionales bombas diésel por sistemas solares (Fondo Verde, 2024).

Las comunidades rurales dependieron de bombas manuales, de tracción animal o motobombas diésel para extraer agua, estos equipos convencionales requerían suministro constante de combustible y mantenimiento frecuente, limitando el acceso al agua en zonas

aisladas. Sin embargo, en los últimos años las bombas solares fotovoltaicas han ganado terreno a velocidad sorprendente, especialmente en regiones soleadas con difícil acceso al agua y a la red eléctrica (Bischofberger, 2024). En la **Figura 1** siguiente muestra un ejemplo de bombas sumergibles de alta eficiencia diseñadas para sistemas fotovoltaicos modernos



Figura 1. Bombas solares fotovoltaicas

Fuente: (Fondo Verde, 2024)

Estas bombas especializadas, junto con controladores de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), optimizan la captación de energía solar y elevan la eficiencia global del sistema. Como resultado, los sistemas solares actuales son más fiables y duraderos con vidas útiles superiores a 20 años y requieren menos mantenimiento que las bombas de combustión. Además, operan sin ruido ni emisiones contaminantes, cumpliendo con objetivos de energía limpia y mitigando el cambio climático (Aguay, 2024)

Los avances en paneles fotovoltaicos y electrónica de potencia han sido hitos clave. En las últimas dos décadas, la eficiencia de los módulos solares comerciales ha superado el 20%, y los sistemas de bombeo incorporan variadores de frecuencia y regulación inteligente para adaptarse a las condiciones lumínicas. Estos desarrollos permiten bombear más agua por vatio instalado y mantener bajos los costos energéticos (Brown, Gutiérrez, Macías, & López, 2025).

Un sistema de bombeo solar bien dimensionado puede tener costos de ciclo de vida hasta tres veces menores que su equivalente diésel. En suma, la combinación de paneles de alta eficiencia, motores de corriente continua avanzados y controladores MPPT constituye un hito tecnológico que ha hecho viable el bombeo solar a gran escala en el campo (Mollepaza & Condori, 2024).

El contexto latinoamericano refuerza la adopción de esta tecnología, ya que países del sector poseen irradiación solar alta en áreas rurales, pero carecen de infraestructura

eléctrica extendida. En este escenario, el bombeo solar fotovoltaico permite independencia energética, siendo las comunidades las encargadas de gestionar el suministro de agua sin depender de la red eléctrica o del precio de los combustibles (Molleapaza & Condori, 2024)..

Se ha observado que estas soluciones mejoran la eficiencia en el uso del agua y aumentan la productividad agrícola. Según la FAO se informa que la introducción de sistemas de riego alimentados con energía solar en el Caribe mejoró la eficiencia hídrica y la resiliencia climática de las granjas locales (FAO, 2023). En América Latina se espera que la expansión de estas tecnologías aún incipiente frente a Asia o África contribuya a cerrar la brecha de acceso al agua potable en zonas rurales y a promover un uso energético más eficiente en el sector agropecuario (Pomares, Carrillo, & Patiño, 2022)

2.2.1. Avances en la tecnología fotovoltaica aplicada al bombeo de agua

Se definen tres configuraciones principales de sistemas fotovoltaicos de bombeo: sistemas directos sin baterías, sistemas con baterías generalmente de ion-litio y sistemas híbridos que combinan energía solar con la red eléctrica o un generador diésel (ALETHEIA Energy SRL, 2025).

Sistemas directos / sin baterías: Usan paneles solares y un variador de frecuencia (inversor) para alimentar la bomba en tiempo real, evitando baterías. Esta configuración simplifica el equipo y disminuye costos, lo que genera una mayor viabilidad en zonas con alta irradiación. Los convertidores de frecuencia pueden adaptar automáticamente la tensión y frecuencia al voltaje del arreglo e incluyen control MPPT integrado. Este tipo de sistemas han demostrado rendimientos competitivos con respecto a bombas diésel, aunque únicamente funcionan cuando el recurso solar es suficiente (Pascaris, Schelly, Burnham, & Pearce, 2021).



Figura 2. Sistemas directos sin baterías

Fuente: ALETHEIA Energy SRL (2025)

Sistemas con baterías: Incorporan un banco de baterías normalmente Li-Ion entre los paneles PV y la bomba. Esto permite almacenar energía para operar de noche o en días nublados, aumentando el volumen total bombeado. Se ha demostrado que incluir baterías reduce los ciclos de arranque/parada y mejora el desempeño en días con nubosidad. Pese a estos, los sistemas añaden complejidad y pérdidas energéticas extra. La eficiencia global baja por las ineficiencias de carga/descarga, el sistema resulta más costoso y requiere mayor mantenimiento en baterías, reguladores de carga, controladores, etc.

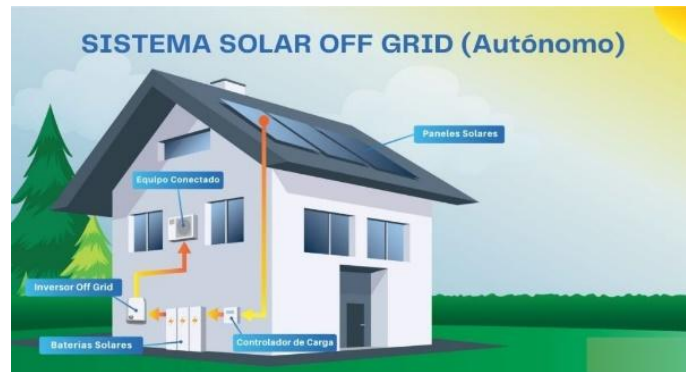


Figura 3. Sistemas directos con baterías

Fuente: ALETHEIA Energy SRL (2025)

Sistemas híbridos (PV + red/diésel): Combina la energía solar con una fuente auxiliar (red eléctrica, generador diésel o eólico). Cuando el sol no es suficiente, la bomba puede ser alimentada por la red o el generador, asegurando bombeo continuo. En estos esquemas se emplean gestiones de energía inteligentes para decidir automáticamente cuándo usar la PV o la fuente de respaldo. La ventaja es la máxima disponibilidad del servicio, aunque aumenta el costo y la complejidad del control. En zonas rurales de Latinoamérica, los estudios recomiendan soluciones híbridas para garantizar el suministro de agua 24/7, especialmente donde las condiciones meteorológicas son variables (Pascaris, Schelly, Burnham, & Pearce, 2021).

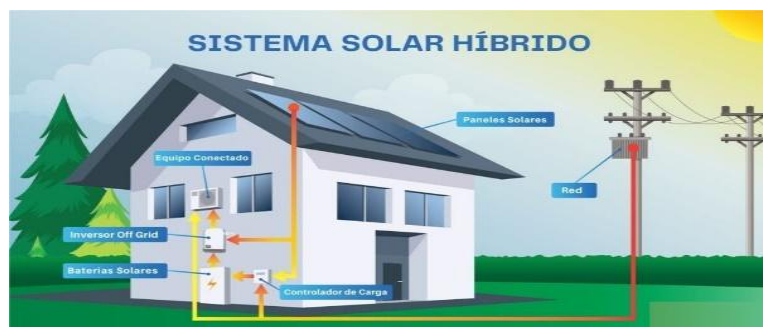


Figura 4. Sistemas híbridos

Fuente: ALETHEIA Energy SRL (2025)

Además de la configuración del sistema, se han observado mejoras sustanciales en los componentes tecnológicos:

Paneles solares: En la última década la eficiencia de los módulos fotovoltaicos ha crecido notablemente gracias a nuevos materiales y diseños. El Fraunhofer ISE posee eficiencias récord de laboratorio de ~27.4 % para células de silicio monocristalino, mientras que los módulos comerciales han pasado de ~16 % en 2014 a más del 22 % en la actualidad.

Tecnologías emergentes (células de silicio de hetero unión, PERC, bifaciales o células multifunción e híbridas con perovskita) superan el 25 % en laboratorio. Estos avances generan mayores rendimientos por superficie de panel y más horas útiles de operación para el bombeo. Debido a esto, se ha podido conseguir que módulos comerciales de silicio posean eficiencia cercana al 25 % en laboratorio, esperando en el futuro obtener mejoras adicionales mientras se desarrollan las celdas tandem (silicio–perovskita, etc.) (Bayton, Carbajal, Gómez, & Zeballos, 2025).

Controladores y electrónica de potencia (MPPT, variadores): Los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) se han optimizado con métodos híbridos e inteligentes que alcanzan eficiencias de seguimiento cercanas al 99 %. Por ejemplo, Ali et al. (2025) implementaron un MPPT de voltaje en circuito abierto fraccionario combinado con control escalar del motor y obtuvieron ~99 % de eficiencia de seguimiento sin necesidad de sensores adicionales.

Por su parte, los variadores de frecuencia específicos para bombeo solar que suelen conocerse como controladores solares-pump drive tienen integrado en su interior el MPPT y controlan la velocidad del motor dependiendo del recurso solar. Este tipo de dispositivos mejoran la estabilidad de la bomba cuando existen cambios de irradiancia lo que garantiza que la bomba trabaje siempre en el rango óptimo del arreglo fotovoltaico (Ali, et al., 2025).

Estos avances en convertidores DC–AC y VFD inteligentes permiten aprovechar de mejor manera la energía del arreglo solar, disminuyendo pérdidas de conversión y oscilaciones de tensión.

Motores eléctricos: El uso de motores de alto rendimiento en bombeo solar ha incrementado, especialmente los motores brushless DC (BLDC) de imanes permanentes los cuales se han popularizado a nivel mundial. Este tipo de motores ofrecen una mejor eficiencia, alta densidad de potencia, larga vida útil y prácticamente un mantenimiento nulo, lo cual menora los costos asociados al sistema. Al ser ligeros y con menos pérdidas

magnéticas, se los dimensiona considerando que entregan más potencia hidráulica por vatio solar captado. De igual forma, se mantiene el uso de motores de inducción (AC) optimizados por medio de variadores PWM/VFD los cuales funcionan de manera adecuada con la alimentación de un arreglo PV. La combinación de convertidores avanzados y motores BLDC o de alta eficiencia AC permiten que las bombas solares sean más confiables y compactas (Ali, et al., 2025).

Estos avances tecnológicos han mejorado el rendimiento y viabilidad de los sistemas de bombeo solar en entornos rurales. La integración de la energía solar busca mayor eficiencia energética, menor dependencia de combustibles fósiles y autonomía con costos reducidos. Los componentes nuevos en paneles que resultan más eficientes, MPPT inteligentes, variadores especializados y motores de mayor capacidad aumentan las posibilidades de diseño, dando factibilidad del bombeo de agua en zonas aisladas con que poseen condiciones solares adecuadas (Lefore, Closas, & Schmitter, 2021).

Se ha comprobado que los sistemas de bombeo solar directo compiten de manera favorablemente con bombas diésel convencionales en zonas rurales, siempre que se posea una buena irradiación. Pese a esto, tienen sensibilidad a variaciones climáticas ya que se puede interrumpir con nubes o en la noche, y requieren un control para aprovechar al máximo la energía instantánea (Lefore, Closas, & Schmitter, 2021).

2.2.2. Impacto energético, económico y ambiental

Eficiencia energética: comparación con sistemas convencionales

Numerosos trabajos comparativos muestran que los sistemas de bombeo fotovoltaico (PV) presentan una mayor eficiencia energética operacional frente a bombas diésel en contextos rurales, especialmente cuando se evalúa el uso de energía primaria y los costos de operación a mediano-largo plazo. En condiciones de buena radiación solar, el PV puede competir o superar a la motobomba diésel en el costo por volumen de agua bombeado, debido a que el combustible fósil incrementa los gastos operativos recurrentes y es sujeto a volatilidad de precio. Esta comparativa se ha analizado en modelos multicriterio que simulan escenarios de bombeo y comprueban ventajas evidentes del PV en zonas soleadas y con elevados precios del combustible (Romero, Sancho, Loján, & Basantes, 2025).

Pese a esto, la eficiencia real del bombeo solar depende en gran medida de un dimensionamiento correcto de paneles, bomba, tubería, del uso o no de almacenamiento y del tipo de bomba y controlador. Ciertos ensayos experimentales en zonas rurales muestran

que un diseño inadecuado menora el rendimiento que se espera y puede hacer que el sistema PV entregue menos volumen de agua por unidad instalada de lo proyectado, lo que subraya la importancia de estudios de factibilidad locales y dimensionamiento correcto (Romero, Sancho, Loján, & Basantes, 2025).

2.2.3. Ahorros operativos y análisis de ciclo de vida económico

Desde la perspectiva económica, las investigaciones muestran que, aunque la inversión inicial en sistemas PV de bombeo suele ser mayor que la de una motobomba diésel básica, los costos operativos y de mantenimiento a 10–20 años suelen ser inferiores para las soluciones solares. Se ha reportado que el costo nivelado del agua (USD/m³ bombeado) reducen con PV cuando se consideran aspectos como ausencia de gasto en combustible, costos menores de mantenimiento mecánico y vida útil prolongada de los módulos PV (Espinales, 2025).

También se ha demostrado que la incorporación de baterías incrementa los CAPEX y disminuye la tasa de retorno, siendo el sistema directo una opción económicamente más atractiva para usos diurnos tales como riego diario o abrevaderos, mientras que soluciones híbridas o con almacenamiento se justifican cuando se requiere de un suministro nocturno o buffer para días nublados (Espinales, 2025).

De igual manera, existen reportes de mercado en los cuales se señala que la reducción de costos de módulos PV y de inversores en la última década ha mejorado de manera significativa la competitividad de este tipo de sistemas frente a combustibles importados, lo que favorece la expansión en América Latina. Por otro lado, se ha generado el crecimiento del mercado de bombas solares, así como la reducción en los costos totales de propiedad (Espinales, 2025).

2.2.4. Reducción de emisiones de CO₂ y evaluación ambiental

Desde un enfoque de emisiones, la sustitución de motobombas diésel por bombeo fotovoltaico conlleva reducciones sustantivas de CO₂ y contaminantes locales (NO_x, PM). Estudios de evaluación del ciclo de vida (LCA) muestran que, aun considerando las emisiones embebidas en la fabricación de módulos, inversores y tuberías, los sistemas PV suelen alcanzar la amortización de sus emisiones (break-even) en pocos años de operación y ofrecen una huella de carbono significativamente menor durante su vida útil en comparación con soluciones diésel (Flores, Mérida, Fernández, & Rodríguez, 2024).

De igual forma, se ha verificado que la mayor parte de las emisiones asociadas al bombeo PV está concentrada en las fases de producción y transporte de componentes, mientras que la fase de operación es totalmente libre de emisiones directas (Flores, Mérida, Fernández, & Rodríguez, 2024).

En evaluaciones ambientales se ha advertido que la huella neta y la sostenibilidad tienen dependencia de prácticas responsables como lo es la gestión de baterías al final de su vida, reciclaje de paneles, entre otros; y del contexto de producción como en el caso de la fabricación de componentes basada de redes eléctricas intensivas en carbón donde las emisiones embebidas aumentan. Herramientas y guías de LCA (NREL y otros) son útiles para cuantificar estos impactos por proyecto (Flores, Mérida, Fernández, & Rodríguez, 2024).

2.2.5. Casos de éxito y de fallo

Casos de éxito (América Latina): proyectos de bombeo solar implementados por programas gubernamentales y ONG en regiones agrícolas de Perú, Argentina y México muestran mejoras en la disponibilidad de agua para riego y en la capacidad productiva de pequeños agricultores cuando el proyecto incluye capacitación, mantenimiento y modelos de gestión comunitaria. Se ha verificado el aumento en la eficiencia del riego, así como la satisfacción de usuarios cuando los sistemas son correctamente dimensionados y gestionados (Peralta, Del Carpio, Zúñiga, Milón, & Leal, 2020).

Casos de fallo y riesgos observados: la falta de diagnóstico hidrogeológico, un diseño técnico mal realizado, mantenimiento nulo o modelos de gestión mal ejecutados han generado proyectos fracasados. De igual forma, la disponibilidad de bombeo solar ha provocado en ciertos casos el incremento evidente de extracciones de agua en casos de sobreexplotación de acuíferos, cuando no hay mecanismos de gobernanza y límites de extracción, lo cual agravaba la degradación de recursos hídricos (Pearce, 2024).

Por su parte, el acceso a bombeo barato ha incrementado la extracción de agua subterránea a niveles insostenibles, principalmente en zonas agrícolas donde la recarga es limitada. Por esta razón, la adopción de estos sistemas de forma masiva sin políticas de gestión y monitoreo puede generar impactos ambientales negativos (Pearce, 2024).

2.2.6. Balance entre beneficio y riesgo

Se puede demostrar que los sistemas solares fotovoltaicos de bombeo aportan mejoras energéticas, reducen costos operativos y bajan emisiones en la mayoría de los

escenarios rurales con buena irradiación solar, siempre que: (i) exista un buen diseño técnico, (ii) se incorpore un modelo de mantenimiento y financiamiento sostenible y (iii) se gestione la extracción de agua para evitar sobreexplotación. Las políticas públicas y los programas de apoyo técnico-financiero se han comprobado que son determinantes para la sostenibilidad y escalamiento, mientras que la carencia de gobernanza hídrica es el principal factor de riesgo ambiental (Pascaris, Schelly, Burnham, & Pearce, 2021).

2.2.7. Factores socioeconómicos y técnicos que influyen en la adopción

La adopción de sistemas solares fotovoltaicos de bombeo en áreas rurales está condicionada por una combinación de factores técnicos y socioeconómicos que interactúan:

Mantenimiento y capacidad operativa local. La sostenibilidad operativa depende en gran parte de la capacidad técnica local para ejecutar el mantenimiento preventivo y correctivo del sistema con actividades tales como la limpieza de módulos, verificación de conexiones, lubricación/sustitución de piezas de bombas, control de fugas. Se puede incorporar en un proyecto planes de mantenimiento programado y formación de técnicos comunitarios verifican tasas de funcionamiento superiores a cinco años. Por el contrario, la no ejecución de mantenimiento se convierte en la causa más frecuente de fallo temprano en sistemas PV de bombeo. Esto implica que la inversión en formación técnica y en repuestos locales debe considerarse parte del diseño del proyecto (Bayton, Carbajal, Gómez, & Zeballos, 2025).

Costo inicial y estructuras de financiación. El elevado CAPEX relativo (paneles, controladores MPPT o variadores, bombas de calidad y, si procede, baterías) sigue siendo una barrera importante para pequeñas comunidades o productores familiares. Sin embargo, los modelos financieros innovadores de microcréditos, arrendamiento operativo, subvenciones dirigidas combinadas con contribución local y los programas de apoyo público/externo han probado ser eficaces para reducir la barrera de entrada. El sector off-Grid señala que la caída global de precios de módulos e inversores ha incrementado la relación costo-beneficio, aunque el acceso a financiación local no es asequible debido a la desigualdad en la región (Brown, Gutiérrez, Macías, & López, 2025).

Capacitación y apropiación social. La capacitación en gobernanza y administración como para gestionar caja de mantenimiento, registro de horas de bombeo o reglas de uso, es indispensable para la apropiación de la comunidad. Las iniciativas con componentes de formación y acompañamiento técnico han verificado que otorgan niveles de aceptación y

continuidad operativa. La escasa capacitación incrementa el riesgo de que los sistemas queden inoperativos por problemas que pueden ser evitables (Alata, Zingg, Orellana, & Altamirano, 2023).

Contexto hidrogeológico y planificación de la demanda. El diagnóstico hidrológico y un estudio de demanda esenciales para determinar la disponibilidad del recurso y la demanda real de agua lo que determina el dimensionamiento correcto. Cuando se ignora la recarga del acuífero o se sobredimensiona el bombeo causa el agotamiento de fuentes y fallos en sostenibilidad ambiental. Por esta razón, la evaluación hidrogeológica es un requisito técnico indispensable dentro de un proyecto de bombeo (Molleapaza & Condori, 2024).

Modelos de negocio y beneficios económicos locales. La viabilidad económica depende del uso final del agua ya sea para riego comercial o consumo doméstico, así como de la existencia de mercados para el aumento de producción. Modelos de kioscos de agua o de prestación de servicios de riego tienen el potencial para generar ingresos que cubran la operación y mantenimiento, aunque esto requiere de una administración transparente y tarifas aceptables socialmente (Espinales, 2025).

2.2.8. Modelos de gestión comunitaria del agua y su sostenibilidad

Los modelos de gestión comunitaria varían desde comités voluntarios hasta cooperativas formales o concesionarios privados locales evidencian que no existe un único “mejor modelo”, sino condiciones que aumentan la probabilidad de sostenibilidad:

- **Comités comunitarios con fondos de mantenimiento.** Los comités de agua que recaudan cuotas periódicas específicas para la operación y mantenimiento que suelen presentar mayor capacidad para cubrir reparaciones y repuestos que los arreglos informales sin ingresos recurrentes. Es indispensable que las cuotas sean asequibles y que se establezcan lineamientos claros con respecto a la administración y rendición de cuentas para evitar conflictos.
- **Modelos de kioscos y pago por servicio.** El modelo de kiosco ha demostrado ser económicamente sostenible en situaciones donde existe demanda pagadora; pese a esto, se necesita tener buena gobernanza para evitar inequidades. En países como África y Asia se verificó que los kioscos bien gestionados pueden generar ingresos lo suficiente para cubrir los costos de operación y mantenimiento, y así garantizar la continuidad del

servicio. La replicabilidad de estos proyectos en América Latina depende de factores socioeconómicos y regulatorios locales.

- **Cooperativas y alianzas público-privadas.** En ciertos contextos, las cooperativas agrícolas o alianzas público-privadas permiten escalar instalaciones y mantener la cadena de repuestos y servicios. El engagement del sector privado local como lo son los técnicos o distribuidores, disminuyen los tiempos de respuesta frente a fallos y mantiene los costos de mantenimiento en valores asequibles.
- **Sostenibilidad institucional y supervisión técnica.** Independientemente del modelo, los proyectos sostenibles incorporan mecanismos de supervisión técnica externa periódica como las auditorías de rendimiento, verificación de horas de bombeo y consumos, así como apoyo a la gestión financiera local y capacitación continua. La evidencia sugiere que los proyectos con vínculos institucionales de municipios, agencias de agua, ONG y con planes de contingencia para repuestos tienen mayores tasas de operación a medio plazo (Secretaría de Energía, 2023).

2.3. Marco Conceptual

Los sistemas de bombeo fotovoltaico representan una solución tecnológica alineada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 6 (Agua limpia y saneamiento) y 13 (Acción por el clima) de las Naciones Unidas. Según ONU (2022), más del 30% de la población rural en Latinoamérica carece de acceso sostenible a agua potable, situación que puede mejorarse mediante tecnologías renovables.

2.3.1. Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se basa en la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico en celdas de silicio. La eficiencia de un panel solar depende de factores como la irradiación solar, la temperatura ambiente y las pérdidas por sombreado (Lomascolo et al., 2015). En regiones con alta radiación, como Ecuador, los sistemas fotovoltaicos pueden alcanzar rendimientos superiores al 20% en tecnologías de paneles monocristalinos.

2.3.2. Componentes de un Sistema de Bombeo Fotovoltaico

Un sistema típico de bombeo fotovoltaico consta de:

- **Paneles solares:** Encargados de generar energía en corriente continua (CC).

Los paneles solares, también conocidos como módulos fotovoltaicos (FV), son dispositivos que convierten la energía solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Este fenómeno fue descubierto por Edmond Becquerel en 1839 y posteriormente desarrollado con la creación de las primeras celdas solares de silicio en los años 1950 (Green, 2009).

El principio básico de funcionamiento se basa en la generación de pares electrón-hueco cuando los fotones de la luz solar impactan sobre un material semiconductor, generalmente silicio(Shockley & Queisser, 1961).

Componentes de un Panel Solar:

Los paneles solares están compuestos por múltiples capas y elementos que garantizan su funcionalidad, durabilidad y eficiencia en la conversión de energía solar a eléctrica; a continuación, se detallan dichas capas:

a) Celdas Fotovoltaicas

Son el núcleo del panel y están fabricadas principalmente de silicio (monocristalino, policristalino o amorfo). Las celdas fotovoltaicas funcionan por medio del efecto fotoeléctrico, en donde los fotones de la luz solar producen pares electrón-hueco en el material semiconductor (Luque & Hegedus, 2003).

b) Cubiertas Protectores (Vidrio y Láminas Posteriores)

El panel está protegido en su parte frontal por una lámina de vidrio templado, que permite el paso de la luz y protege las celdas de impactos y condiciones ambientales adversas. En la parte posterior, se utiliza una lámina de polímero, como Tedlar (polivinilfluoruro), que proporciona aislamiento y protección adicional

c) Caja de Conexiones y Diodos

La caja de conexiones se encuentra en la parte posterior del panel y permite la conexión eléctrica segura del módulo al sistema. Incluye diodos de derivación (bypass) que protegen las celdas frente a sombreados parciales y sobrecalentamientos, mejorando la fiabilidad del sistema

d) Estructura de Soporte

El marco, que suele ser de aluminio, le da al panel solar la rigidez necesaria y hace que sea más fácil instalarlo en diferentes tipos de superficies. Además, los paneles a menudo vienen con dispositivos de fijación y soportes que ayudan a mantenerlos estables, incluso en condiciones climáticas difíciles. Esto es importante para asegurar que los paneles funcionen correctamente y no se dañen con el tiempo.

- **Controlador de carga:** Regula la potencia entregada a la bomba, optimizando el punto de máxima potencia (MPPT) para mejorar la eficiencia (Müller et al., 2009).
- **Bomba de agua:** Puede ser de CC (para sistemas pequeños) o de CA (requiere inversor). Las bombas sumergibles son comunes en pozos profundos.
- **Estructura de almacenamiento:** En lugar de baterías, se suelen usar tanques elevados para almacenar agua y reducir costos (Meah et al., 2008).

2.3.3. Controlador MPPT

El controlador de seguimiento del punto de máxima potencia MPPT (Maximum Power Point Tracker), es un dispositivo electrónico de conversión de potencia que maximiza la energía extraída de un arreglo de paneles fotovoltaicos en tiempo real. Su principio de operación se fundamenta en la curva característica corriente-voltaje (I-V) de los módulos fotovoltaicos, la cual presenta un punto de Máxima potencia (PMP) en el que el producto de la corriente y el voltaje entrega el máximo valor de energía disponible para unas condiciones determinadas de irradiancia y temperatura (Mazumdar, Sain, Biswas, Sanjeevikumar, & Khan, 2024).

2.3.4. Dimensionamiento del Sistema

El diseño de un PVPS requiere calcular:

- **La demanda diaria de agua** (en m³/día).
- **La altura dinámica total (ADT)**, que incluye la profundidad del pozo y las pérdidas por fricción en tuberías.
- **La radiación solar disponible**, obtenida de bases de datos como NASA SSE o el INAMHI.

Un correcto dimensionamiento evita sobredimensionar los paneles o la bomba, optimizando costos (Pande et al., 2003).

2.3.5. Configuración serie y paralelo del arreglo fotovoltaico

La configuración del arreglo de paneles fotovoltaicos se determina en función del voltaje de entrada del controlador MPPT, el voltaje nominal del sistema y la demanda energética diaria. La conexión en serie de los módulos incrementa el voltaje del arreglo en “N” veces, manteniendo la corriente igual a la de un solo módulo. La conexión en paralelo por su parte, de “Np” ramas eleva la corriente del arreglo en “Np” veces, manteniendo el voltaje igual al de una sola rama.

2.3.6. Herramientas de Simulación: PVSol

El software PVSol es una herramienta clave para el diseño y simulación de sistemas fotovoltaicos, el mismo que permite:

- **Modelar el arreglo fotovoltaico en 3D**, considerando sombras y orientación.
- **Simular la producción energética anual** basada en datos meteorológicos reales.
- **Analizar la viabilidad económica**, calculando el tiempo de retorno de la inversión (TIR) y el ahorro energético (PVSol, 2023).

3. Metodología Propuesta

Para el diseño del sistema en Olte San Pedro-Guano, se seguirán las siguientes etapas:

1. **Evaluación de la demanda hídrica:** Mediante mediciones de consumo actual.
2. **Análisis de radiación solar:** Usando datos satelitales o estaciones meteorológicas locales.
3. **Selección de componentes:**
 - Paneles solares de alta eficiencia (ej. monocristalinos).
 - Bomba sumergible de CC o CA, según la ADT.
 - Controlador MPPT para maximizar la eficiencia.
4. **Simulación en PVSol:** Para validar el diseño y optimizar la configuración.
5. **Análisis económico:** Comparando el costo inicial con el ahorro a largo plazo.

2.3.7. Normativa relacionada

La norma internacional IEC 61215 define los procedimientos de prueba para la calificación de diseño de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino, evaluando su desempeño bajo condiciones ambientales extremas como radiación solar, humedad, ciclos térmicos y cargas mecánicas. Esta norma es fundamental para asegurar la confiabilidad y la vida útil de los paneles solares, ya que los módulos certificados bajo IEC 61215 han demostrado resistencia a la degradación y a fallas prematuras, lo que es crucial para aplicaciones de bombeo solar donde la continuidad del servicio es prioritaria (*Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules: Design Qualification and Type Approval. Part 2, Test Procedures*, 2016).

Por otro lado, La IEC 60364-7-712 establece los requisitos específicos para la instalación eléctrica de sistemas fotovoltaicos, incluyendo la protección contra sobrecorrientes, la desconexión segura, la puesta a tierra y la integración con otros sistemas eléctricos. Esta norma es clave para garantizar la seguridad de las personas y la protección de los equipos en sistemas de bombeo fotovoltaico, ya que define las mejores prácticas para la conexión de módulos, inversores y dispositivos de protección, minimizando riesgos de incendio, descargas eléctricas y fallos operativos (*Low-Voltage Electrical Installations. Part 7-712, Requirements for Special Installations or Locations: Solar Photovoltaic (PV) Power Supply Systems*, 2017).

CAPÍTULO III. METODOLOGIA

3.1. Tipo de Investigación

La presente investigación se considera de tipo aplicada, dado que emplea conocimientos teóricos y metodológicos de la ingeniería fotovoltaica e hidráulica para dar solución a un problema concreto. De igual forma está planteada dentro de un enfoque investigativo cuantitativo. Este aspecto, está conformado por el análisis de datos climáticos de la zona considerando la radiación solar mínima, media y máxima durante todos los meses durante un periodo del 2024 – 2025, a través de la base de datos meteorológicos como NASA-POWER y variables técnicas referentes al consumo de agua de tal forma que se dimensionen de forma adecuada los módulos fotovoltaicos, la bomba solar y sistemas de almacenamiento respectivos. Con esta combinación metodológica se facilita la definición de los aspectos necesarios para contextualizar la viabilidad e impacto del sistema propuesto.

3.2. Diseño de Investigación

Con respecto al diseño de investigación, el estudio realizado se define en un enfoque no experimental, el cual está basado en la no manipulación de las variables de manera controlada, por el contrario, se realiza la recolección de datos bajo las condiciones nominales, como en el caso de registros de radiación solar, necesidades del barrio, condiciones geográficas y climáticas. En cuanto a los niveles de investigación, se utilizan el, descriptivo y exploratorio. El nivel descriptivo, se encarga de describir las condiciones actuales de radiación y necesidades energéticas de la zona, mientras que el nivel exploratorio aborda la integración de tecnologías fotovoltaicas para bombeo de agua en la comunidad analizada.

3.3. Técnicas de recolección de Datos

Para cumplir con cada uno de los objetivos planteados en el presente estudio, se aplicarán las siguientes técnicas de recolección de datos:

- **Consulta de bases climáticas**, se utiliza el sistema NASA POWER para obtener datos mensuales de radiación solar, temperatura ambiente y otros parámetros necesarios para el dimensionamiento técnico del sistema fotovoltaico.
- **Revisión documental**, conforme a la búsqueda de fuentes oficiales sobre la demografía, economía y condiciones geográficas del cantón Guano y la parroquia San Gerardo, haciendo especial atención en la zona de Olte San Pedro.

- **Encuestas y entrevistas**, dentro de la zona de estudio con habitantes del barrio Olte San Pedro para identificar las necesidades hídricas actuales, patrones de consumo, lugar de implementación y accesibilidad para la instalación.
- **Trabajo de campo** se realizará la verificación de infraestructura disponible donde se ubicará el sistema solar.

3.4. Población de estudio y tamaño de muestra

La población de estudio está conformada por los datos de consumo de los residentes del barrio Olte San Pedro, el cual se encuentra ubicado en la parroquia San Gerardo del cantón Guano, en la provincia de Chimborazo, Ecuador. La selección del cantón Guano, y específicamente el barrio San Pedro, se basó en un análisis relacionado con la viabilidad técnica, necesidad socioeconómica y el impacto potencial de la eficiencia energética. A nivel técnico, la zona posee niveles óptimos de radiación solar global diaria media mensual, lo cual permite garantizar que el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico propuesto trabaje a niveles de rendimiento térmico y eléctrico eficientes en comparación con cantones con mayor índice de nubosidad o menor heliofaní (Orna, 2012). Por otro lado, a diferencia de otros cantones que posee sistemas de distribución por gravedad o redes interconectadas estables, el barrio San Pedro padece de un evidente déficit hídrico, así como una alta dependencia del bombeo eléctrico convencional. Las deficiencias en el caudal disponible y los altos costos operativos de la energía eléctrica producen interrupciones del servicio (Rivera, 2025). Estas características identificadas convierten a esta zona en un escenario ideal para evaluar la instalación de un sistema de bombeo fotovoltaico.

Con respecto a estadísticas del cantón Guano, el cantón posee cerca del 80% de población rural cuyo consumo de agua promedio es de 175 litros/día que lo que muestra una necesidad indispensable de abastecer de este servicio a toda la población que conforma la zona analizada.



Figura 5. Puesto de Instalación de la zona de estudio

Fuente: (Maps, 2026)

De acuerdo con datos obtenidos en la población de estudio, se tiene aproximadamente un total de 296 personas que requieren un total de 74 puntos de agua. Dado que el sistema de bombeo diseñado debe abastecer a la totalidad de los usuarios del barrio, por lo que la población es la totalidad de la muestra se establece igual a la población con un total de 296 habitantes y 74 puntos de agua. Al tratarse de una población finita, que no supera los 300 habitantes, no se justifica metodológicamente la extracción de una muestra representativa, ya que se perdería precisión estadística. Con este criterio el diseño cubre el 100% de la demanda hídrica del barrio. La muestra se establece en base al total de la población, ya que el diseño es requerido para poder abastecer a la totalidad de la zona de estudio, sin excluir aspectos como género, edad o uso del agua, para garantizar un dimensionamiento efectivo.

3.5. Hipótesis

Pese a que el estudio tiene un enfoque exploratorio en su mayoría, se plantea la siguiente hipótesis general:

- **H₁:** La implementación de un sistema de bombeo de agua basado en energía fotovoltaica dentro del barrio Olte San Pedro mejorará la eficiencia energética y el acceso al recurso hídrico con respecto al sistema convencional.

Esta hipótesis se la evaluará por medio del análisis de datos de radiación solar, cálculos de dimensionamiento técnico, estimaciones de producción energética y comparaciones de costos/beneficio entre el sistema convencional y el fotovoltaicas.

3.6. Métodos de análisis

El análisis de la información recopilada se lo realiza por medio de la integración de métodos técnicos, estadísticos y económicos, con el objetivo de evaluar de manera integral la viabilidad del sistema de bombeo fotovoltaico dimensionada como propuesta para el abastecimiento del servicio de agua en el barrio Olte San Pedro.

En primer lugar, se realizará un análisis de los datos climáticos, principalmente de la radiación solar global horizontal que se obtiene desde la base de datos NASA POWER. Con esto se podrá determinar los valores mínimos, máximos y promedios mensuales y anuales del recurso solar, así como la variabilidad estacional lo que definirán los escenarios de diseño óptimos para el sistema fotovoltaico. Este análisis empleará herramientas de procesamiento numérico como Excel para facilitar la identificación de tendencias y patrones relevantes.

Posteriormente, se efectúa un análisis técnico del sistema de bombeo fotovoltaico, donde se busca evaluar las necesidades hídricas del barrio considerando el número de usuarios, consumo promedio por habitante y condiciones de operación del sistema. Con esta información se realizará el dimensionamiento de los componentes principales, tales como módulos fotovoltaicos, inversores, bomba hidráulica y sistemas de almacenamiento energético. Este análisis estará complementado por varias simulaciones computacionales que se realizarán dentro del software PV*Sol, en donde se evaluará el desempeño del sistema considerando condiciones reales de radiación, pérdidas, inclinación de paneles y demandas energéticas específicas.

Por otro lado, se efectúa un análisis económico-financiero, el cual está destinado a comparar la solución fotovoltaica con respecto a alternativas convencionales de bombeo como la que se usa actualmente que es mediante el consumo de red eléctrica. Finalmente se incluirán estimaciones de costos de inversión inicial, operación y mantenimiento, así como indicadores financieros como el retorno de la inversión (ROI), período de recuperación y ahorro energético proyectado.

3.7. Procesamiento de datos

El procesamiento de los datos se lo realiza de forma estructurada para asegurar la confiabilidad y coherencia de la información que se utiliza en cada etapa del estudio. Como primer punto, los datos climáticos de radiación solar y variables atmosféricas se descargarán desde la plataforma NASA POWER en formato digital como CSV o Excel. Esta información se organizará de forma cronológica clasificándola por meses facilitando el análisis. Dentro

de esta etapa se realizará la depuración de los datos, incluyendo la comprobación y eliminación de valores atípicos, inconsistencias temporales o registros incompletos que puedan afectar a los resultados del análisis.

Una vez realizado este proceso, se realizará el análisis para obtener los indicadores de radiación solar requeridos para el diseño del sistema fotovoltaico. Con esta información se ingresará como datos de entrada dentro del software de simulación PV*Sol, en donde se configurarán varios escenarios operativos considerando variaciones en la radiación solar, orientación e inclinación de los módulos, así como pérdidas del sistema. El procesamiento en esta etapa generará los resultados para determinar la viabilidad técnica del proyecto como producción energética anual, eficiencia del sistema y cobertura de la demanda de bombeo.

Finalmente, se integrarán los resultados técnicos y económicos, por medio de tablas comparativas y gráficos, de tal forma que se facilite la interpretación de los resultados y sean respaldados de manera científica determinar la solución más viable para el servicio de bombeo de agua en la comunidad.

CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Resultados

4.1.1. Contexto Actual de la Población

Como primer punto, se realiza un diagnóstico de la situación de la demanda de agua que actualmente posee el barrio, considerando el número de puntos de agua o conocidos como socios, que, por medio de una entrevista realizada a la directiva del barrio, se logró obtener que esta cantidad son 74 puntos. Por su parte, se estima que el consumo hídrico residencial está basado en estudios previos, como el realizado por Arellano et al. (2018), en donde se analizan las dotaciones de agua potable en poblaciones pequeñas, mostrando datos de consumo reales que permiten en base a los estratos de las zonas de estudio como se muestra en la **Tabla 1**, incluyendo varios Cantones de la Provincia de Chimborazo.

Tabla 1.

Consumo de agua por estrato socioeconómico

Ciudad	CPC/est.s. Estrato A	CPC/est.s. Estrato B	CPC/est.s. Estrato C	CPC/est.s. Estrato D
Riobamba	271.86	244.11	142.53	146.65
Guaranda	213.40	209.68	168.28	
Chambo		280.76	256.70	259.30
Guano		175	167.8	196.56
Quimiag		159.62	153.09	157.23

Fuente: (Arellano, Bayas , Meneses, & Castillo, 2018)

De acuerdo con información adicional obtenida a partir de las autoridades del barrio, el número total de habitantes es de 296 personas (Arellano, Bayas , Meneses, & Castillo, 2018).

4.1.2. Infraestructura Actual del Sistema de Bombeo

Con respecto a la infraestructura actual, los principales componentes que existen para el abastecimiento de agua se los aprecia en la **Tabla 2**, destacando que existe una altura de

bombeo de 16 metros, con un reservorio de 25m³ que son llenados por medio de una bomba Pedrollo de 7.5 Hp, siendo este equipo suficiente para transportar el agua a la altura del reservorio y dar abastecimiento a la totalidad de la población.

Tabla 2.

Componentes de Infraestructura Actual para Abastecimiento de agua

N°	Identificación				Observaciones
1	Bomba Pedrollo	Pedrollo	7.5 HP	Bombeo de agua de consumo	Vida útil consumida de 4 años y 11 meses
2	Distancia de bombeo	Altura	14 metros	Bombeo de agua de consumo	
3	Distancia de bombeo ramal	Ramal	980 m		
4	Nro de usuarios	74	Puntos de conexión	Socios directos	No de conexiones de bombeo de agua
5	Ubicación del barrio	Olte San Pedro Guano	Cantón Guano	Ubicación	1°38'01.1"S 78°37'45.5"W

Fuente: Elaboración Propia

Otro aspecto importante, es observar el consumo neto que realiza la planta de bombeo actual como se muestra en la **Figura 6**, en donde se muestra que el mes de septiembre de 2025 se obtuvo un consumo total de 1448 kWh el cual corresponde a la factura del mes de diciembre del 2025 que fue entregado por parte de la directiva del barrio.

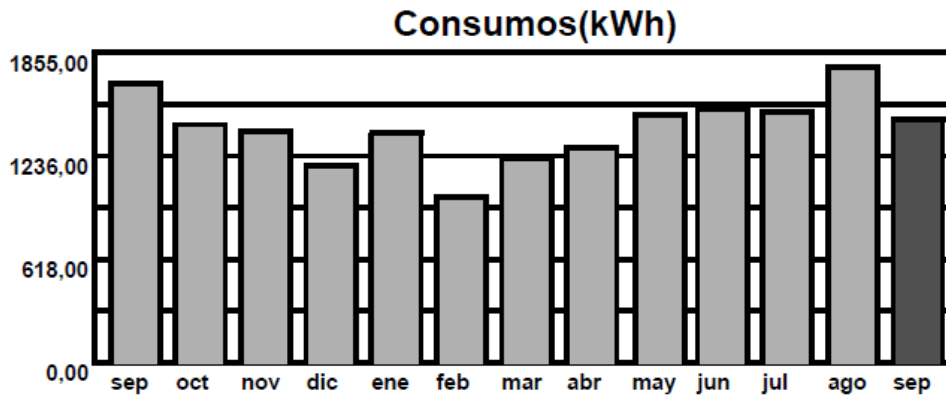


Figura 6. Planilla de Consumo Energético del Sistema de Bombeo

Fuente: Elaboración Propia

4.1.3. Determinación de la demanda hídrica diaria

La demanda hídrica diaria requerida para satisfacer con el sistema FV se determinó por medio del consumo unitario por habitante, el cual se considera como un criterio ampliamente utilizado dentro del diseño de sistemas de abastecimiento de agua potable en zonas rurales. Para esto se consideró los principales usos domésticos del agua en este tipo de comunidades, tales como higiene personal, preparación de alimentos, limpieza del hogar y consumo directo (Guano, 2020). Al no existir mediciones históricas específicas del barrio Olte San Pedro, se aplicó una estimación basada en la desagregación del consumo por tipo de uso, el cual es un enfoque bastante utilizado en estudios de diseño hidráulico y planificación de sistemas de abastecimiento de agua potable.

El consumo total diario por habitante se obtiene como la suma de los consumos asociados a cada actividad doméstica:

$$C_{pc} = \sum_{i=1}^n C_i \quad (1)$$

Donde:

- C_{pc} = consumo per cápita diario (L/persona·día)
- C_i = consumo asociado a la actividad i

La estimación del consumo está basada en los valores promedio establecidos dentro de las guías técnicas internacionales de abastecimiento y saneamiento. De acuerdo con lo

que menciona la Organización Mundial de la Salud (OMS), el requerimiento mínimo para cubrir necesidades básicas de consumo, higiene y saneamiento oscila entre 50 y 100 litros por persona por día, dependiendo del nivel de servicio y condiciones climáticas del sector (ONU, 2025). De igual forma, el manual conocido como “*Domestic Water Quantity, Service Level and Health*” establece que el uso de sanitarios representa aproximadamente el 30–40 % del consumo doméstico total, mientras que la higiene personal (ducha y lavado de manos) puede representar entre 20–30 % (Howard & Bartram, 2003). Por lo tanto, en base a los datos sugeridos para comunidades rurales con acceso domiciliario al agua, se toman en cuenta los siguientes usos y valores:

- a) Consumo directo y preparación de alimentos incluyendo agua para beber.

$$C_1 = 10 \text{ L/persona} \cdot \text{día} \quad (2)$$

- b) Higiene personal (baño y lavado de manos)

$$C_2 = n_b \cdot q_b \quad (3)$$

Donde:

- $n_b = 1 \text{ baño/persona} - \text{día}$
- $q_b = 60 \text{ L/baño}$

$$C_2 = 60 \text{ L/persona} \cdot \text{día}$$

- c) Uso sanitario (inodoros)

$$C_3 = n_d \cdot q_d \quad (4)$$

Donde:

- $n_d = 4 \text{ descargas/persona día}$
- $q_d = 8 \text{ L/descarga}$

$$C_3 = 32 \text{ L/persona} \cdot \text{día}$$

- d) Lavado de Ropa

$$C_4 = \frac{q_1 \cdot f_1}{N} \quad (5)$$

Donde:

- $q_1 = 100 \text{ L/Lavado}$

- $f_1 = 3$ lavados/semana
- $N = 7$ días

$$C_4 = \frac{100 \cdot 3}{7} \approx 42.9 \text{ L/persona} \cdot \text{dia}$$

e) Limpieza del hogar y otros usos

$$C_5 = 20 \text{ L/persona} \cdot \text{dia} \quad (6)$$

Se realiza el cálculo del consumo per cápita diario total sumando cada uno de los componentes:

$$C_{pc} = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 \quad (7)$$

$$C_{pc} = 10 + 60 + 32 + 42.9 + 20$$

$$C_{pc} = 164.9 \text{ L/persona} \cdot \text{dia}$$

Posteriormente se aplica un ajuste por eficiencia y hábitos de consumo que dependen de varios factores como las condiciones estacionales, equipamiento por consumo y uso moderado del agua. Para esto se aplica un factor de corrección de 0.95 obteniendo:

$$C_{pc-ajus} = 164.9 \cdot 0.95 = 156.6 \text{ L/persona} \cdot \text{dia} \quad (8)$$

Se considera un margen de seguridad del 12% para establecer incrementos ocasionales del consumo, crecimiento poblacional a corto plazo y pérdidas menores de la red domiciliaria, lo cual se estimada mediante:

$$C_{total} = C_{pc-ajus} \cdot (1 + f_s) \quad (9)$$

$$C_{total} = 156.6 \cdot 1.12 = 175.4 \text{ L/persona} \cdot \text{dia}$$

Para el caso específico del barrio Olte San Pedro, como ya se mencionó anteriormente, se considera una población total de 296 personas y un consumo promedio diario el cual se estimada promediando el valor referencial del estudio de Arellano y Datos provistos por el Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal del Cantón Guano en donde se indica que el consumo promedio mensual de agua por persona es de 4m³ equivalente a 133.3 litros por persona, valor asignado en base a recomendaciones técnicas para comunidades rurales con acceso limitado al recurso hídrico (Guano, 2024).

Lo anteriormente mencionado en base a la Ordenanza Municipal N° 013 - 2020 “DE REGULACIÓN Y FIJACIÓN DE LAS TARIFAS POR CONSUMO POR LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO EN EL CANTÓN GUANO.” Ordenanza que regula la estructura tarifaria y el cobro de tasas por la prestación de los servicios de agua potable en las parroquias La Matriz y El rosario.

$$promedio\ consumo = \frac{\frac{175\ Litros}{día} + \frac{133,3\ Litros}{día}}{2} \quad (10)$$

$$promedio\ consumo = \frac{154,15\ Litros}{día}$$

Con esto se obtiene un consumo promedio diario de 154,15 litros por persona, que permite calcular el caudal total diario requerido por parte del sistema:

$$Q_d = 296 \times 154.15 \quad (11)$$

$$Q_d = \frac{45648.4\ L}{día} = 45.65 \frac{m^3}{día}$$

4.1.4. Parámetros Hídricos de Diseño

Posteriormente, el caudal de diseño necesario se obtiene dividiendo la demanda hídrica diaria entre el número de horas efectivas de operación del sistema de bombeo. Para este caso, se asume un tiempo de bombeo de 6 horas diarias, lo cual se relaciona con la disponibilidad de radiación solar. Con estas consideraciones se podrá disminuir la potencia requerida de la bomba y así optimizar el uso de la energía generada. Para esto se calcula:

$$Q = \frac{Q_d}{h_{bombeo}}$$

Donde: (12)

- Q_d : Consumo promedio diario
- h_{bombeo} : Horas de Bombeo Solar Diario

$$Q = \frac{45.65}{6} = 7.61 \frac{m^3}{h}$$

$$Q = 0.00211 \frac{m^3}{s}$$

Posteriormente, se procede a calcular la altura geométrica de elevación, la cual corresponde al desnivel vertical entre el nivel del agua en la fuente de captación que en este caso es la quebrada, con respecto al nivel máximo del reservorio de almacenamiento. Este parámetro indica la energía mínima que requiere el sistema para elevar el agua desde la captación hasta el reservorio, el cual es calculado mediante:

$$Hg = | H_S - H_{reser} | \quad (13)$$

Donde:

- H_S : Altura desde la fuente de agua
- H_{reser} : Altura del Reservorio

$$Hg = | 26 - 6 | = 20 \text{ m}$$

Por otro lado, se consideran las pérdidas por fricción, las cuales se calculan por medio de la ecuación de Darcy–Weisbach, misma que permite realizar la estimación de la pérdida de carga relacionada con el rozamiento del flujo con las paredes internas de la tubería. Esta ecuación se consideró para poder calcular las pérdidas de carga en la red hidráulica considerando cualquier régimen de flujo, pudiendo analizar de forma directa mediante los principios de conservación de la energía, lo que la hace adecuada para su uso en régimen laminar como turbulento por la incorporación del factor de fricción (f) (White, 2011).

Esta ecuación proporciona mayor precisión cuando se necesita exactitud en el cálculo de pérdidas distribuidas y evaluación energética del sistema. Al requerir optimizar la eficiencia energética del bombeo fotovoltaico, la utilización de Darcy–Weisbach asegura que el análisis hidráulico tenga mayor confiabilidad y robustez. Para este caso se considera una tubería de PVC de 2 pulgadas de diámetro equivalente a 0.052 m, con una longitud total de 980 m y el caudal de diseño calculado anteriormente.

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad (14)$$

Donde:

- D : Diámetro de la Tubería

$$A = \frac{\pi \cdot 0.052}{4} = 0.00212 \text{ m}^2$$

Se calcula la velocidad del flujo:

$$V = \frac{Q}{A} \quad (15)$$

Donde:

- Q : Caudal de Diseño
- A : Área de la sección transversal de la Tubería

$$V = \frac{0.00211}{0.00212} = 0.99 \frac{m}{s}$$

La velocidad del flujo obtenida está dentro de los rangos recomendados para sistemas de impulsión, lo cual evitará posibles problemas de erosión o pérdidas excesivas.

Se considera un factor de fricción para el material PVC equivalente a 0.02, para lo cual se calcula la pérdida por fricción mediante:

$$H_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} \quad (16)$$

Donde:

- f : factor de fricción
- L : Longitud de la Tubería
- D : Diámetro de la Tubería
- V : Velocidad de Flujo
- g : Gravedad de la Tierra

$$H_f = 0.02 \cdot \frac{980}{0.052} \cdot \frac{(0.99)^2}{2 \cdot 9.81}$$

$$H_f = 18.8 \text{ m}$$

Por su parte, las pérdidas singulares son la energía disipada por la presencia de accesorios hidráulicos como válvulas, codos, uniones y cambios de sección. Debido a que no existe un detalle específico del inventario de estos elementos, se considera un valor equivalente al 10% de las pérdidas por fricción, obteniendo:

$$H_s = 0.10 \times 18.8 = 1.88 \text{ m} \quad (17)$$

Se realiza el cálculo de la altura manométrica total del sistema la cual se obtiene sumando la altura geométrica, las pérdidas por fricción y las pérdidas singulares. Este valor

indica la carga total contra la cual debe trabajar la bomba, y es el parámetro más importante para la selección correcta del equipo de bombeo.

$$HMT = H_g + H_f + H_s \quad (18)$$

Donde:

- H_g : Altura Geométrica
- H_f : Pérdidas por Fricción
- H_s : Pérdidas Singulares

$$HMT = 20 + 18.8 + 1.88 = 40.68 \text{ m}$$

Posteriormente, se procede a calcular la potencia hidráulica, la cual corresponde a la energía útil requerida para elevar el caudal de agua a la altura manométrica total del sistema. Este valor es calculado tomando en cuenta las propiedades físicas del agua y las condiciones hidráulicas calculadas con anterioridad, estimando la energía mínima necesaria para el funcionamiento del sistema.

$$P_h = \rho \cdot g \cdot Q \cdot HMT \quad (19)$$

Donde:

- P_h : Potencia hidráulica
- ρ : Densidad del agua
- g : Aceleración de la gravedad
- Q : Caudal volumétrico
- HMT : Altura Manométrica Total

$$P_h = 1000 \cdot 9.81 \cdot 0.00211 \cdot 40.68$$

$$P_h = 842 \text{ W}$$

Con este valor, se procede a obtener la potencia eléctrica requerida, para lo cual se consideran los rendimientos del conjunto bomba-motor. Para este caso específico, se consideró un rendimiento global del 55%, valor en donde se contemplan las pérdidas mecánicas, eléctricas e hidráulicas.

$$P_{final} = 1531 \times 1.3 \quad (20)$$

$$P_{final} = 1990 W$$

$$P_{final} = 2.0 kW = 2.7 Hp$$

4.1.5. Determinación de la radiación solar

Para obtener los datos necesarios para el dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaica que alimenta la bomba de 2.5 HP, se necesita recopilar información relacionada con la radiación solar ($kW/m^2/mes$) en la zona de análisis. Para ello se utilizó información de la entidad NASA, misma que integra un software gratuito que permite recopilar estos datos con respecto a la selección de las coordenadas.

La caseta de bombeo del barrio Olte San Pedro del cantón Guano se encuentra ubicada en las coordenadas Latitud: -1.633189 y Longitud: -78.6292 como se muestra en la **Figura 7**, obteniendo los datos de radiación que se observa en la **Tabla 3**.

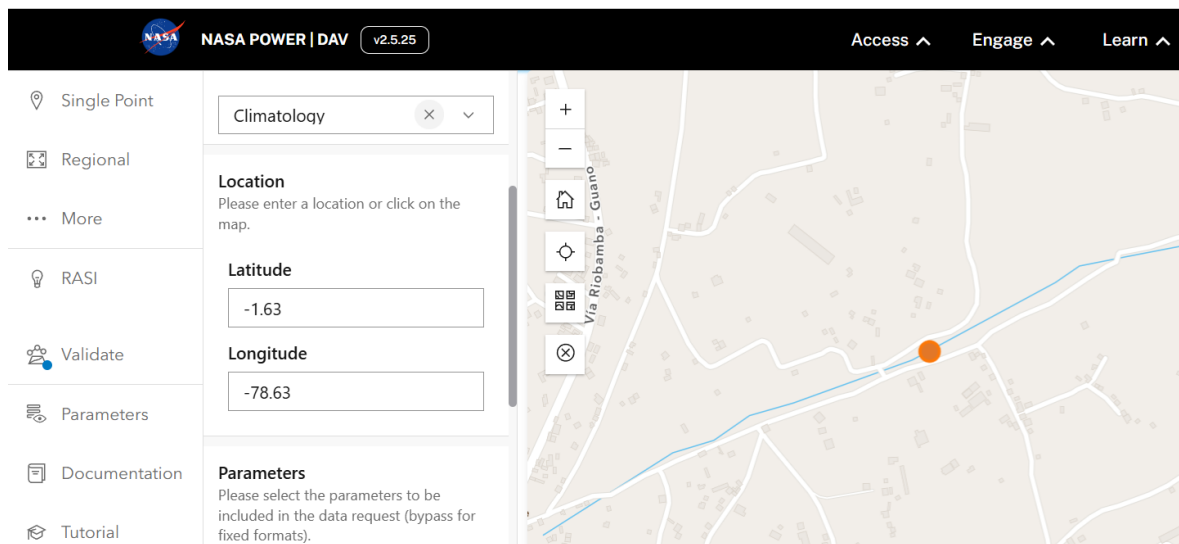


Figura 7. Extracción de Datos de la Plataforma NASA POWER

Fuente: Elaboración Propia

Se puede comprobar la radiación obtenida de la base de datos, la radiación en el mes de junio tiene un valor mínimo de $30.041 kW/m^2$, mientras que en el mes de diciembre se obtiene una radiación óptima de $38,329 kW/m^2$ y se determinó que la radiación promedio es de $34.219 kW/m^2$, con estos datos se obtiene los siguientes porcentajes considerando la radiación máxima como el 100% de radiación que se puede conseguir durante todo el mes.

A continuación, se presenta la **Tabla 3**, en donde se visualiza el resumen de los niveles de radiación encontrados en la zona.

Tabla 3.

Radiación Solar Mensual en la estación de bombeo en el año 2025

MES	RADIACION $kW/m^2/mes$
Enero	35,551
Febrero	31,130
Marzo	30,041
Abril	31,954
Mayo	32,098
Junio	31,699
Julio	33,494
Agosto	35,950
Setiembre	38,122
Octubre	38,347
Noviembre	37,666
Diciembre	34,577
Promedio	35,551

Fuente: (POWER, 2026).

Como se muestra en la **Figura 8**, los datos obtenidos dentro de la plataforma muestran uniformidad considerando los valores máximos, mínimos y promedio durante el mes de análisis de septiembre. Para el caso específico de este proyecto, se considera la radiación solar horizontal.

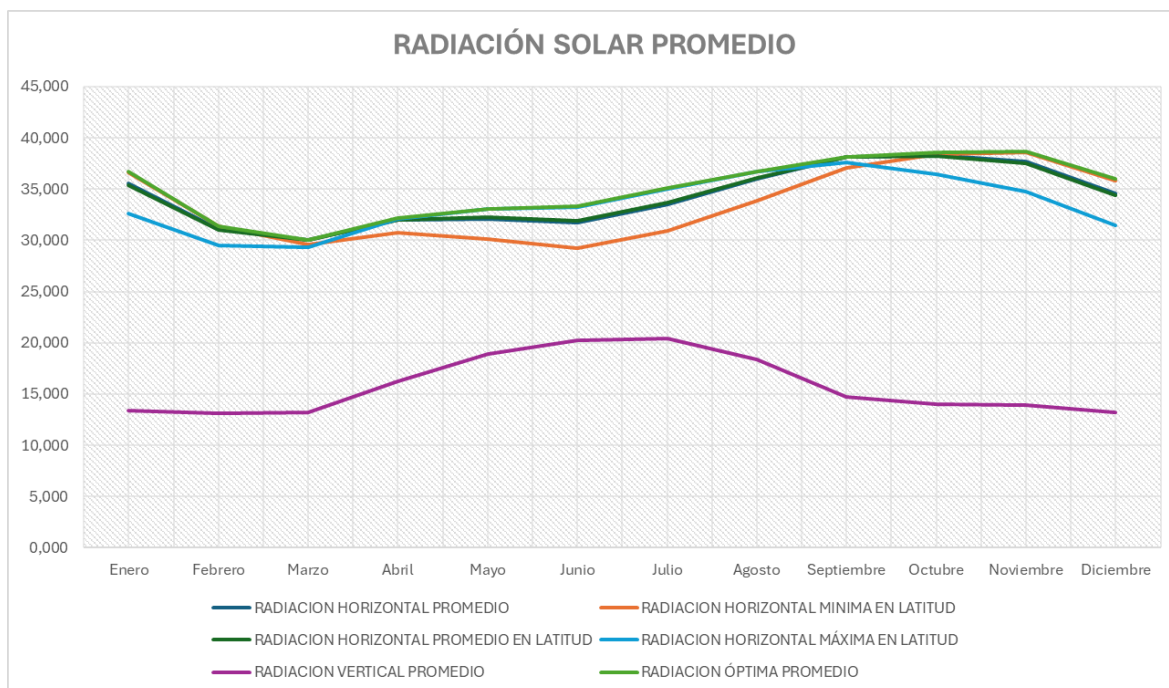


Figura 8. Resultados de Radiación obtenidos en NasaPower

Fuente: Elaboración Propia

En la **Tabla 4** se puede muestra la radiación obtenida de la base de datos, en donde la radiación mínima es de 30.041 kW/m^2 presentada durante el mes de marzo, mientras que la máxima corresponde a 38.347 kW/m^2 la cual se presentó durante el mes de octubre. La radiación promedio obtenida durante el periodo de tiempo analizado es de 34.321 kW/m^2

Tabla 4.

Resumen de Radiación Mínima, Máxima y Media durante el Periodo Analizado

	Radiación
Radiación Mínima	30.041 kW/m^2
Radiación Media	34.321 kW/m^2
Radiación Máxima	38.347 kW/m^2

Fuente: Elaboración Propia

4.1.5.1.Hora Solar Pico

La hora solar pico, es la cantidad de horas por día que se consigue una irradiancia solar máxima o la cual equivale a 1000 W/m^2 , recibiendo desde la superficie de cada uno

de los paneles que componen el sistema fotovoltaico. Para determinar la forma correcta la hora sola pico (HSP), se debe considerar la irradiación promedio mensual estimado mediante la expresión:

$$I_{mp} = \frac{I_{ene} + I_{feb} + I_{mar} + \dots + I_{dic}}{12 \text{ meses}} \quad (21)$$

$$I_{mp} = 34.3 \text{ kW/m}^2$$

Con los datos de irradiancia promedio mensual, se calcula la HSP :

$$HSP = \frac{I_{mp} \text{ kWh/m}^2}{1000 \text{ W/m}^2} \quad (22)$$

$$HSP = 3.432 \text{ horas}$$

Como se muestra en la **Tabla 5**, la hora solar pico para cada caso de estudio oscila entre 3.004 y 3.834 horas. Con estos valores se procede a dimensionar cada uno de los componentes del sistema fotovoltaico.

Tabla 5.

Hora Solar Pico para los Casos de Estudio planteado

Escenario	Radiación mensual	HSP promedio
Mínima	30.041 kWh/m ² /mes	3.004 Horas
Media	34.321 kWh/m ² /mes	3.432 Horas
Máxima	38.347 kWh/m ² /mes	3.834 Horas

Fuente: Elaboración Propia

4.1.6. Dimensionamiento del Sistema Solar

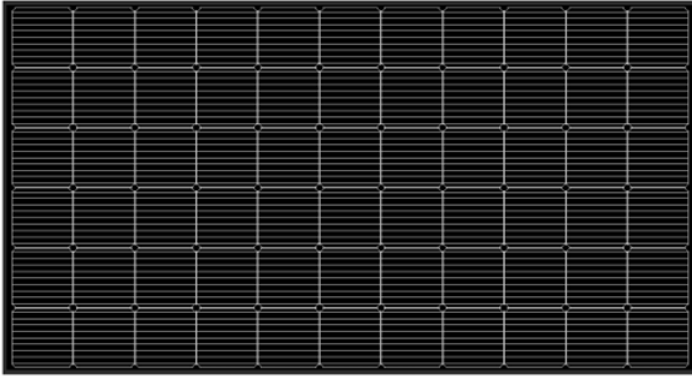
4.1.6.1. Estimación de la Cantidad de Paneles Solares

Se requiere de componentes que puedan ser encontrados dentro del mercado local, para esto se consideró el panel solar de 400 W Monocristalino de la empresa Solar Power Supply que se observa en la **Figura 9** y cuyas características principales se observan en la

Tabla 6.

Figura 9.

Solar Power Supply de 400 W



Fuente: (Suppy, 2025)

Tabla 6.

Características Técnicas de Panel XPOWER 540 W

Característica	Valor
Potencia Máxima	400 W
Voltaje en Circuito Abierto	45.52 V
Corriente de Corto Circuito	11.27 A
Corriente Máxima	10.64 A
Eficiencia del Módulo	20.12%
Voltaje Máximo del Sistema	1000 V
Temperatura de Operación	-40 °C a 85 °C

Fuente: (Suppy, 2025)

La cantidad de paneles requerida es:

$$N_p = \frac{E_{Nec}}{W_p \cdot HSP \cdot (\eta_d)} \quad (23)$$

Donde:

N_p : Cantidad de paneles necesarios

E_{Nec} : Energía necesaria para suplir la demanda energética

HSP : Horas de sol pico incidente sobre la superficie de los paneles [Horas]

W_p : Potencia pico por panel [W]

η_d : Factor global que indica las pérdidas producidas por cada uno de los elementos del sistema incluidos los paneles solares.

La energía diaria requerida para el funcionamiento de la bomba se calcula mediante:

$$E_{bomba} = P \cdot t \quad (24)$$

Donde:

- $P = 2$ kW
- $t = 6$ h/día (horas de operación promedio)

$$E_{bomba} = 2 \text{ kW} \times 6 \text{ h} = 12 \text{ kWh/día}$$

Se reemplazan los datos:

$$N_p = \frac{12000 \text{ Wh/día}}{(400 \text{ W}) \cdot (3.004) \cdot (0,77)}$$

$$N_{pmin} = 12.98 \approx 13$$

$$N_{pmed} = 12$$

$$N_{pmax} = 11$$

Para determinar la configuración de los paneles serie o paralelo, se procede a aplicar las operaciones considerando un sistema con MPPT que trabaje a 48 V y un voltaje de batería de 12 V, aplicando para los tres casos de análisis.

$$N_{pserie} = \frac{V_{Panel}}{V_{batería}} \quad N_{pparalelo} = \frac{N_p}{N_{paneles \text{ en serie}}}$$

$$N_{pserie} = \frac{48 \text{ V}}{12 \text{ V}} = 4 \quad N_{pparalelomin} = \frac{13}{4} = 3.25 \approx 4$$

$$N_{pparalelomed} = \frac{12}{4} = 3$$

$$N_{pparalelmax} = \frac{11}{4} = 2.75 \approx 2$$

La cantidad obtenida el caso de radiación mínima es de 4 en serie y 4 en paralelo, para el caso de radiación media corresponde a 4 en serie y 3 en paralelo, finalmente para radiación máxima se requiere de 4 en serie y 2 en paralelo. Se calculando en cada caso la potencia total del arreglo fotovoltaico mediante la siguiente expresión:

$$P_T = N_p * P_{nominal} \quad (25)$$

$$P_T = 16 * 400 W$$

$$P_{Tmin} = 6400 W$$

$$P_{Tmed} = 4800 W$$

$$P_{Tmax} = 3200 W$$

En la **Tabla 7** se muestra la cantidad de paneles totales, en serie, paralelo, potencias correspondientes para cada caso de estudio.

Tabla 7.

Cantidad de Paneles para cada caso de radiación.

Radiación ($\frac{kW}{m^2}$)	# Paneles	# Paneles Serie	# Paneles Paralelo	Potencia (W)
3.834	8	4	2	3200
3.432	12	4	3	4800
3.004	16	4	4	6400

Fuente: Elaboración Propia

4.1.6.2. Área Necesaria para el Sistema

Se procede a calcular el área total requerida considerando que cada uno de los paneles tiene una medida de 2285 x 1151 mm, para lo cual se utiliza la siguiente ecuación:

$$A_{req} = N_p * \text{ÁreaPanel} \quad (26)$$

$$A_{panel} = 2.285 m * 1.151 m = 2.63 m^2$$

$$A_{req} = 16 * 2,63 \text{ m}^2$$

$$A_{minreq} = 42.08 \text{ m}^2$$

$$A_{medreq} = 31.56 \text{ m}^2$$

$$A_{maxreq} = 21.04 \text{ m}^2$$

Con el procedimiento del cálculo de los paneles y área requerida según la radiación solar a continuación se puede visualizar en la **Tabla 8** los cálculos para cada uno de los 3 casos.

Tabla 8.

Comparación de paneles y área según la radiación en la ubicación, 2023.

Radiación ($\frac{kW}{m^2}$)	# Paneles	Área Requerida (m2)
3.834	8	21.04
3.432	12	31.56
3.004	16	42.08

Fuente: Elaboración Propia

4.1.6.3. Estimación de los Acumuladores

Para el sistema propuesto, se definen acumuladores de ciclo profundo, ya que poseen una vida útil de mayor duración que otras tecnologías, para lo cual se define una profundidad de descarga de 0.8.

$$C_n(\text{Ah}) = E_t \cdot \frac{N_{dia.aut}}{P_d * V_{Bat}} \quad (27)$$

Donde:

C_n (Ah): Capacidad Nominal del acumulador (Ah)

V_{Bat} : Voltaje de la instalación Fotovoltaica

E_t : Demanda Máxima Diaria

P_d : Profundidad máxima de descarga de las baterías de tipo estacionario.

Ndia. aut: Número de días de Autonomía

Obteniendo:

$$C_n = 12000 \frac{Wh}{día} * \frac{3 día}{0.8 * 48V}$$
$$C_n = 93.75 Ah$$

Para esta propuesta se calculó que se requiere una capacidad dentro de los acumuladores de acumuladores de 93.75 Ah, para lo cual se seleccionó la batería Power Queen LiFePO4 125 Ah cuyas características se observan en la **Tabla 9**.

Tabla 9.

Características de Batería GreenSun OPZS2-1000

Características del Acumulador GreenSun OPZS2-1000	Valores
Capacidad Nominal (Ah)	125 Ah
Vida útil	20 Años
Voltaje Nominal	12 V
Tipo de Batería	Ciclo Profundo

Fuente: (Queen, 2025)

Una vez seleccionada la batería y comprobada la compatibilidad con el diseño planteado se estima la cantidad de acumuladores en paralelo y serie necesarias para cumplir con la demanda prevista.

$$T_{Bat-paralelo} = \frac{C_n(Ah)}{Amp_{Bat}} \quad (28)$$

$$T_{Bat-paralelo} = \frac{93.75 Ah}{125 Ah} = 0.74 \cong 1$$

$$T_{Bat-serie} = \frac{V_{Sistema}}{V_{Bat}} \quad (29)$$

$$T_{Bat-serie} = \frac{48 V}{12 V} = 4$$

$$N_{Bat} = T_{Bat-paralelo} * T_{Bat-serie} \quad (30)$$

$$N_{Bat} = 1 * 4 = 4 \text{ Acumuladores}$$

Con esta información se define una cantidad de 4 Acumuladores para la implementación del sistema y de esta forma cubrir la demanda establecida, con un total de 4 baterías en serie y un único arreglo en paralelo para obtener la capacidad máxima de la batería de 500 Ah.

4.1.6.4. Estimación del Inversor

Se determina las características necesarias del inversor mediante el cálculo de la Potencia Nominal Instalada P_0 que se obtuvo, siendo para el presente caso de estudio de 6400 W, a esto se debe incrementar un factor de conservación que es del 15% sobre la potencia de carga obteniendo:

$$P_{inv} = P_0 \cdot f_c \quad (31)$$

$$P_{inv} = 6400 W \cdot 1,15$$

$$P_{inv} = 7360 W$$

Al obtener un inversor de 7360 W se requiere la implementación de un inversor de 8kW seleccionando de la marca GROWATT SPF8000TL-LVM que se observa en la **Figura 10** y genera un voltaje de 110 V, siendo sus principales características las que se muestran en la **Tabla 10**. El sistema en su totalidad genera una potencia instalada de 8000 W para un consumo calculado de 7360 W lo que representa el 92% de la potencia total que soporta el sistema.

Figura 10.

Inversor GROWATT SPF8000TL-LVM 8kW



Fuente: (Provierto, 2026)

Tabla 10.

Características del Inversor GROWATT SPF8000TL-LVM 8kW

Característica	Valor
Corriente Máxima MPPT	80 A
Voltaje de Entrada Nominal	145 V
Rango de Voltaje de Operación	30 - 115 V
Máxima Potencia de Salida	8000 W
Frecuencia Nominal de Operación	60 Hz
Voltaje para Batería	24 – 48 VDC
Eficiencia	93 %

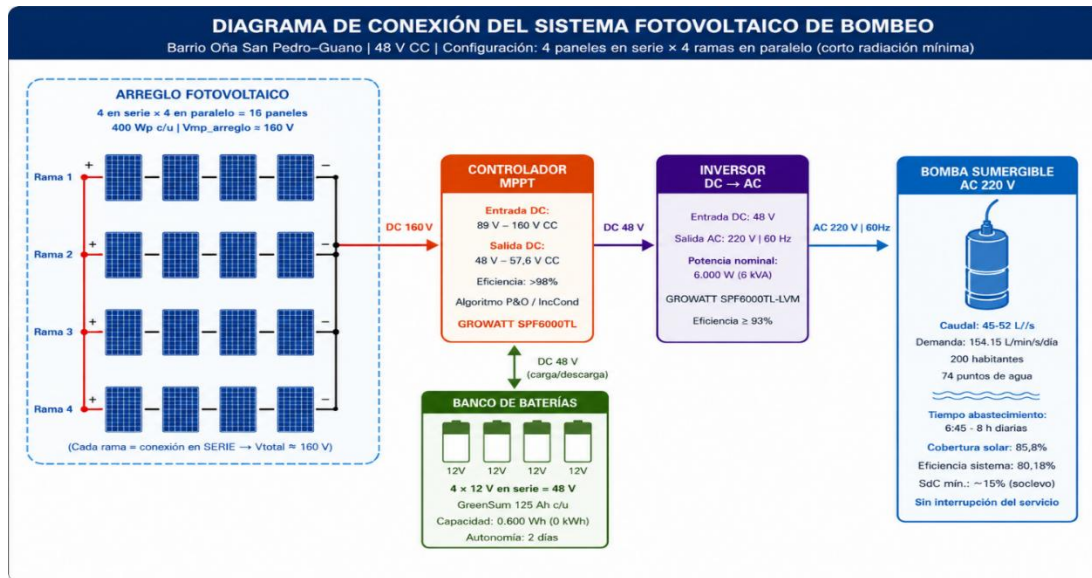
Fuente: (Provierto, 2026)

4.1.6.5. Esquema de Conexión

Como se observa en la **Figura 11**, el esquema de conexión genera un arreglo de 160 VDC con la configuración de 4 paneles en serie que se conecta al controlador MPPT del Inversor, al igual que las baterías que con el arreglo forman 48V que es el voltaje nominal del Carga para el Inversor. Finalmente, esta entrega una salida AC 220 V a 60 Hz para conectar la bomba diseñada.

Figura 11.

Esquema de Conexión del Sistema de Bombeo



4.1.6.6. Dimensionamiento del Cableado y Protecciones

Una vez seleccionados los componentes y características del diseño del sistema de bombeo solar, se procede a definir los parámetros para el dimensionamiento del cableado como se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11.

Datos para Dimensionamiento de Cableado

DATOS PARA CABLEADO	
Caída de Tensión AC	3,00%
Caída de Tensión DC	1,50%
Longitud del Conductor SFV - INVERSOR (m)	10
Longitud del Conductor INVERSOR - TABLERO PRINCIPAL (m)	15
Longitud del Conductor BATERIAS - INVERSOR (m)	5
Potencia del Sistema por Inversor	3
Conductividad del Cobre	56

Fuente: Elaboración Propia

Se selecciono el cable tipo THWN debido a que su aislamiento soporta temperaturas de hasta 75 °C en ambientes húmedos y 90 °C en ambientes secos, lo que lo hace adecuado para instalaciones fotovoltaicas en exteriores expuestas a humedad y variaciones de temperatura. La cubierta de nylon le da resistencia mecánica a la abrasión, fundamental en tendidos que requieren pasar por Conduit o atravesar terrenos irregulares como en el caso de estudio (Salazar, 2022). Con esto, en la Tabla 12 se obtienen los valores del cableado seleccionado para el sistema propuesto, considerando un cable de tipo THWN.

Tabla 12.

Valores de Obtenidos de Cableado y Protecciones

CONDUCTORES Y PROTECCIONES POR SECCIÓN					
	Caída de Tensión	Sección Transversal	Calibre	Tipo	Protección
SFV - Inversor	789,474	0,045238095	10	THNN	125
Inversor - Tablero	818,182	0,052380952	10	THNN	125
Baterías - Inversor	625,000	0,028571429	10	THNN	125

Fuente: Elaboración Propia

4.1.7. Análisis Económico

4.1.7.1. Inversión inicial (CAPEX)

Para analizar la inversión inicial, se considera el conjunto de elementos dimensionados con su respectivo valor unitario para calcular el costo total requerido. En la Tabla 13 se muestra el costo total de inversión del sistema tomando en cuenta el caso de radiación mínima de diseño con un total estimado de \$2.562,42 y de los cuales se puede observar en el **Anexo Cotización del Sistema Fotovoltaico** la cotización que evidencia estos valores.

Tabla 13.*Costos de Inversión Inicial del Sistema*

Item	Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Costo de Importación	Total
1	Paneles Solares 400 W	16	\$ 75,80	\$ 79,59	\$ 1.273,44
2	Inversor Híbrido Growat 8kW	1	\$ 510,00	\$ 535,50	\$ 535,50
3	Cable Eléctrico AWG 10	30	\$ 1,50	\$ 1,58	\$ 47,25
4	Protección 100 A	3	\$ 20,00	\$ 21,00	\$ 63,00
5	Estructura	1	\$ 200,00	\$ 210,00	\$ 210,00
6	Baterías	4	\$ 110,00	\$ 115,50	\$ 462,00
7	Mano de Obra	1	\$ 200,00	\$ 210,00	\$ 210,00
Total					\$ 2.801,19

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 14 se aprecian los costos totales considerando los 3 tipos de sistemas dimensionados, en donde el de radiación mínima tiene un costo de inversión de \$ 2.801,19, el de radiación media de \$ 2.482,83 y para radiación máxima un costo de \$ 2.403.

Tabla 14.

Costos de Inversiones para cada Sistema Previsto

Sistema	Costo Total de Inversión
Total Radiación Mínima	\$ 2.801,19
Total Radiación Media	\$ 2.482,83
Total Radiación Máxima	\$ 2.403,24

Fuente: Elaboración Propia

4.1.7.2. Costos de mantenimiento (OPEX)

Con respecto al costo de mantenimiento (OPEX) que se aprecia en la Tabla 15 se consideran los conceptos indispensables del sistema como la limpieza de paneles por 3 veces al año, el mantenimiento anual de los equipos y el seguro respectivo dando un total de \$240 anuales.

Tabla 15.

Costo de Mantenimiento Anual del Sistema

Concepto	Costo estimado (USD/año)	Comentario
Limpieza de paneles (3 veces/año)	\$80	Mano de obra y agua desmineralizada
Mantenimiento técnico anual	\$100	Revisión de conexiones, pruebas, termografía básica
Seguro (opcional)	\$60	Según empresa y nivel de cobertura
Total estimado OPEX anual	\$240	Para sistema de 3kWp

Fuente: Elaboración Propia

4.1.7.3. Tasa interna de retorno (TIR), Valor Actual neto (VAN) y Periodo de Recuperación

Para analizar la viabilidad económica del proyecto, se toma en cuenta la inversión, los ingresos generados por la empresa debido al ahorro en el gasto de facturación eléctrica. Con respecto a los egresos se considera un gasto anual de \$240 debido al mantenimiento, tal y como se muestra en la Tabla 16, indicando el flujo de caja y el periodo de retorno de inversión.

Tabla 16.*Estimación de Viabilidad Económica del Proyecto*

AÑOS	INVERSION	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	FLUJO ACUMULADO
0	\$ -2.562,42	0	0	\$ - 2.801,19	\$ -2.801,19
1	0	\$ 788,40	\$ 240,00	\$ 548,40	\$ -2.252,79
2	0	\$ 788,40	\$ 240,00	\$ 548,40	\$ -1.704,39
3	0	\$ 788,40	\$ 240,00	\$ 548,40	\$ -1.155,9
4	0	\$ 788,40	\$ 240,00	\$ 548,40	\$ -607,59
5	0	\$ 788,40	\$ 240,00	\$ 548,40	\$ -59,19
6	0	\$ 788,40	\$ 240,00	\$ 548,40	\$ 489,21
7	0	\$ 788,40	\$ 240,00	\$ 548,40	\$ 1.037,61
8	0	\$ 788,40	\$ 240,00	\$ 548,40	\$ 1.586,01
9	0	\$ 788,40	\$ 240,00	\$ 548,40	\$ 2.134,41
10	0	\$ 788,40	\$ 240,00	\$ 548,40	\$ 2.682,81

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 17 se aprecian los resultados del análisis económico obtenido para los 3 escenarios de diseño planteados siendo el de mayor viabilidad económica el de radiación máxima con un VAN de \$966.44, un TIR del 19% y un B/C de 1.40 recuperando la inversión al periodo de 5 años, sin embargo, debido a la capacidad y la mínima diferencia económica presentada el sistema de radiación mínima se considera el más adecuado, comprobando de esta forma la viabilidad financiera del proyecto.

Tabla 17.

Resultados de VAN, TIR, B/C

	Sistema Radiación Mínima	Sistema Radiación Media	Sistema Radiación Máxima
Inversión Total	\$ 2.801,19	\$ 2.482,83	\$ 2.403,24
VAN	\$ 820,36	\$ 886,85	\$ 966,44
TIR	17%	18%	19%
B/C	1,33	1,36	1,40
Periodo de Retorno	6 Años	5 Años	5 Años

Fuente: Elaboración Propia

4.1.8. Simulación del Sistema

4.1.8.1. Parámetros de Configuración

Para el desarrollo de la simulación, se considera el sistema diseñado en base a una Radiación Mínima, para lo cual se definen los parámetros básicos del tipo de instalación, clima y red. Como se muestra en la **Figura 12**, se define el país y la ubicación de la zona de estudio, la cual se encuentra en la provincia de Chimborazo accediendo a datos históricos de 2001 – 2010. De igual forma se define el tipo de instalación y los parámetros de Tensión y número de Fases para el sistema.



Figura 12. Configuración de Tipo de Instalación y Zona en PVSOL

Fuente: Elaboración Propia

Posteriormente se realiza la definición del consumo total del sistema de bombeo, para lo cual se define una carga constante equivalente a 4320 kWh durante todo el año, obteniendo el perfil de consumo que se muestra en la **Figura 13**.

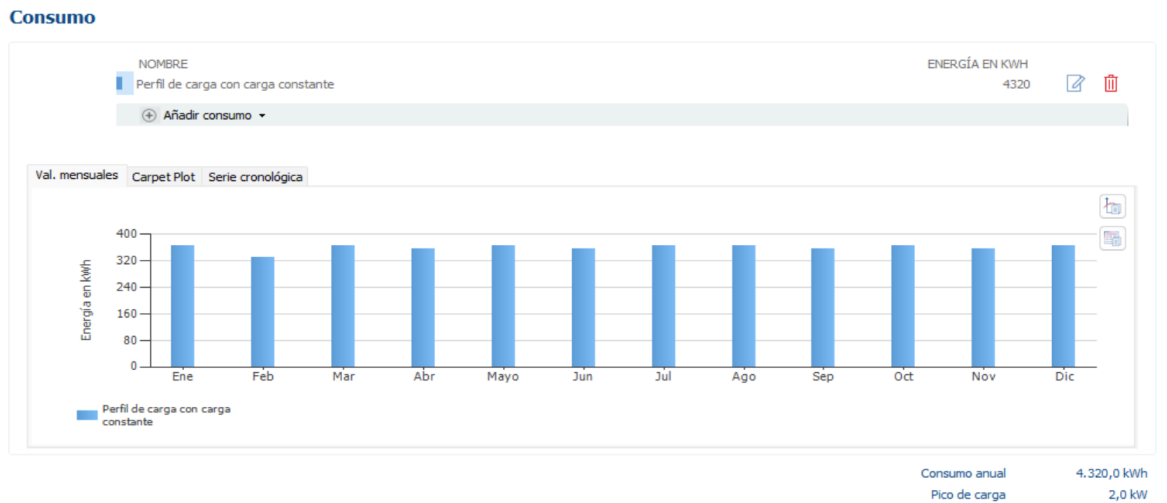


Figura 13. Definición del Consumo Total del Sistema

Fuente: Elaboración Propia

Se procede a ubicar el arreglo fotovoltaico de los 16 paneles en la superficie respectiva considerando un techo de tipo inclinado y con una estructura para darle una inclinación de 15° con vista hacia el norte generando una mínima cantidad de sombras como se muestra en la **Figura 14**. El ángulo de inclinación de 15° se seleccionó con base en la latitud geográfica del barrio Olte San Pedro, siguiendo la recomendación general de que para latitudes bajas (0 a 15 grados) el ángulo óptimo de inclinación se sitúa entre 10 y 15 grados, permitiendo maximizar la captación solar anual y facilitar el autolimpieza de los módulos por acción de la lluvia (Martin, 2022).

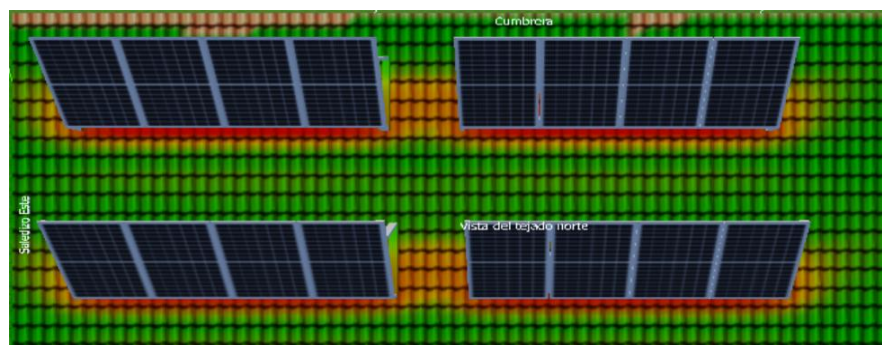


Figura 14. Ubicación del Arreglo de los Paneles en la Superficie

Fuente: Elaboración Propia

Se procede a seleccionar los equipos respectivos y realizar la conexión entre cada uno de los componentes. Como se muestra en la **Figura 15** se realiza la configuración de 1x8 módulos para las 2 entradas del inversor, definiendo cables de calibre 10 y protecciones de 40ª para la conexión con la carga.

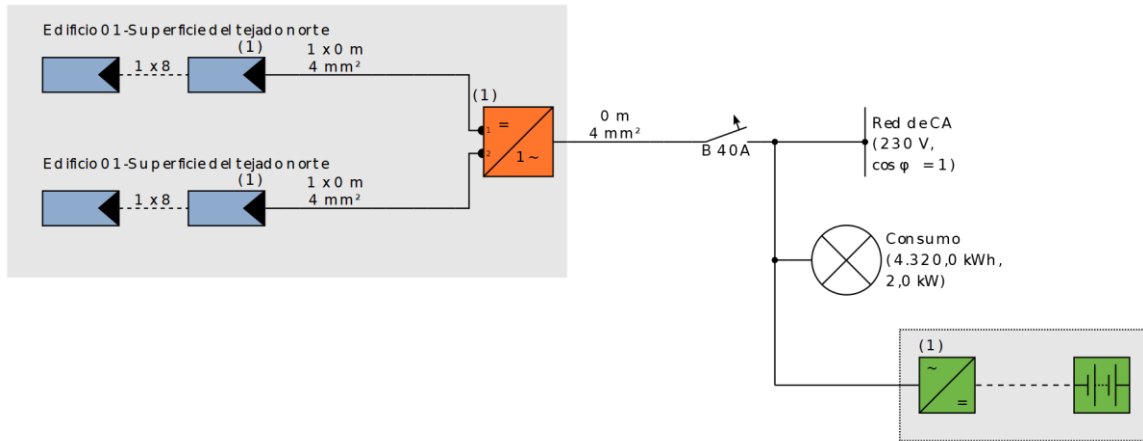


Figura 15. Conexión de Equipos Seleccionados

Fuente: Elaboración Propia

4.1.8.2. Resultados de la Simulación

Una vez implementado y configurado el sistema en PVSOL, se procede a realizar el análisis de los resultados obtenidos. Como se muestra en la

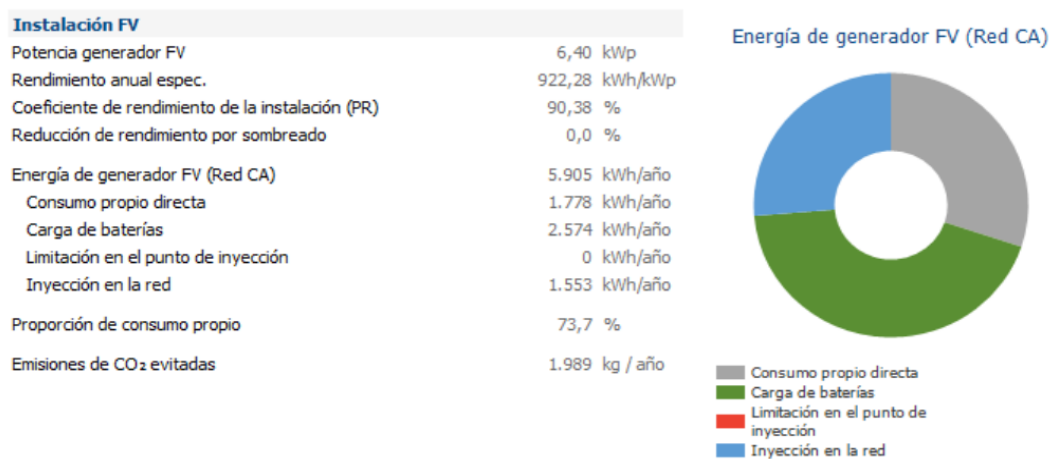


Figura 16, el sistema diseñado puede generar 6.40 kWp con un rendimiento del 90.38%. Se aprecia que se tiene un consumo propio de 1778 kWh/año, para la carga de baterías 2574 kWh/año y se puede inyectar a la red un total de 1553 kWh/año, considerando una proporción de consumo propio de 73.7%. También se muestra que con el sistema se puede evitar 1.989 kg/año de emisiones de CO₂.



Figura 16. Resumen de Energía Generada por el Sistema Diseñado

Fuente: Elaboración Propia

Con respecto al consumo total, como se muestra en la **Figura 17** se tiene un consumo total de 4322 kWh/año de los cuales se cubre 1778 kWh/año por parte de la energía fotovoltaica, 1920 kWh/año es cubierto por las baterías y se utiliza una fracción mínima de 625 kWh/año por parte de la red, obteniendo un 85.5% de cobertura solar.

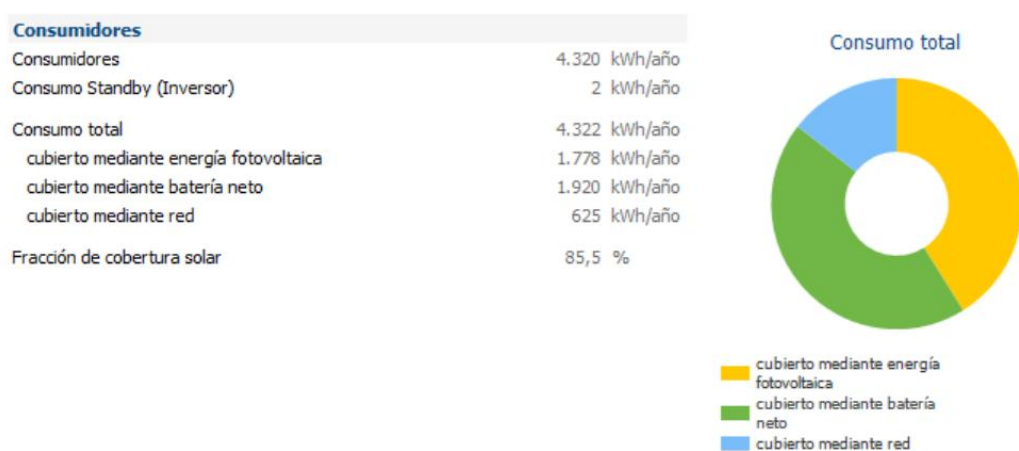


Figura 17. Resultados de Consumo Total del Sistema Implementado

Fuente: Elaboración Propia

Con respecto a la información del conjunto de baterías, se tiene una carga inicial de 14kWh para consumo de las cargas. Como se muestra en la **Figura 18** la carga total de las baterías tiene un consumo de 2616 kWh/año de los cuales el sistema fotovoltaico cubre esta demanda con un total de 2574 kWh/año, mientras que 42 kWh/año son obtenidos por medio de la red. Adicionalmente se observa que se tiene pérdidas en la batería de 301 kWh/año considerando una vida útil que puede ser mayor a 12 años. Sin embargo, se considera un

escenario conservador en donde influye la profundidad de descarga, la temperatura de la zona que puede acortarla entre un 20 a 30%, el mantenimiento adecuado y los ciclos de carga – descarga, para lo cual se recomienda evaluar el posible reemplazo únicamente finalizando el periodo analizado.



Figura 18. Resultados de carga de la batería.

Fuente: Elaboración Propia

El pronóstico de rendimiento obtenido se lo observa en la **Figura 19**

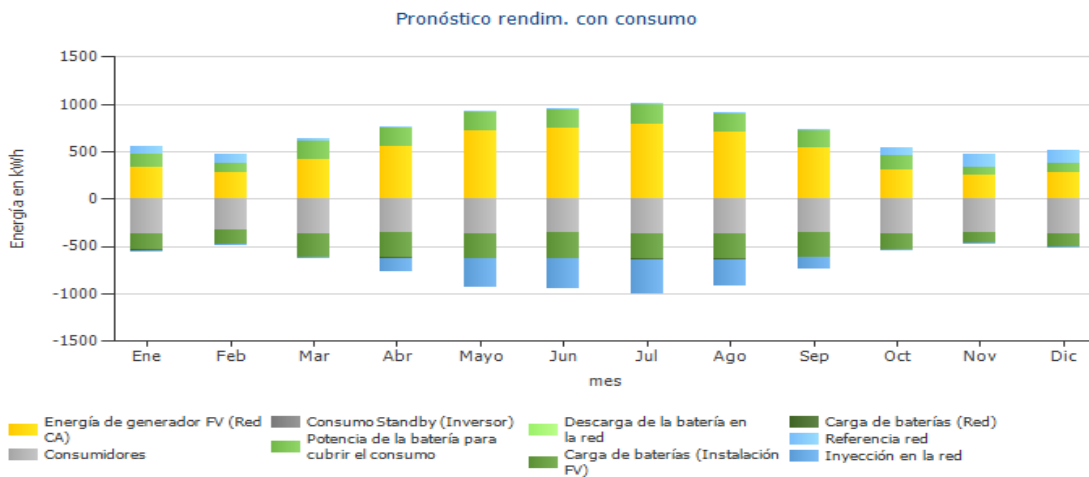


Figura 19, en donde los meses de febrero, octubre, noviembre y diciembre son los que menor cantidad de energía generan, siendo estos meses en donde no se tiene inyección a la red y en donde se solicita una mínima cantidad de energía para cubrir la demanda de la carga de las baterías. De igual forma se muestra que los meses desde abril hasta septiembre el sistema fotovoltaico genera excedentes que pueden ser inyectados a la red eléctrica, satisfaciendo el total de la demanda del sistema de bombeo.

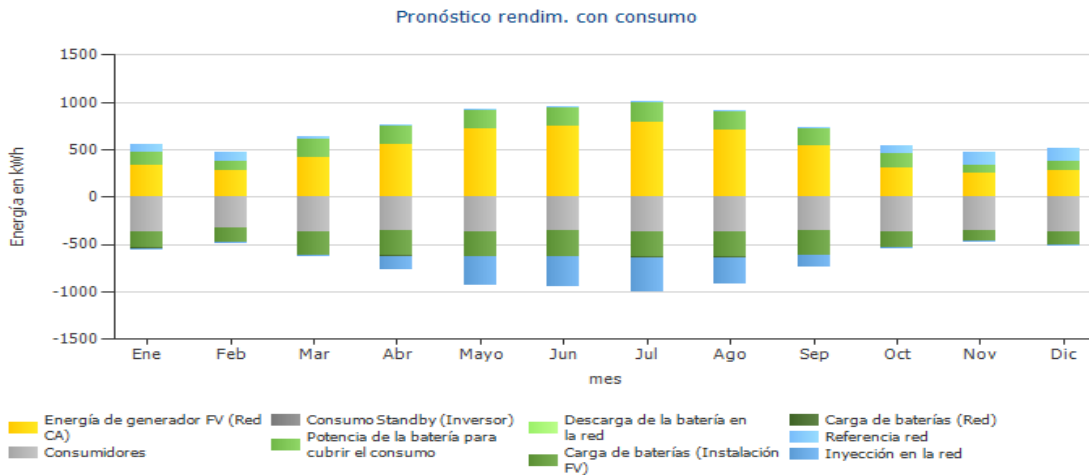


Figura 19. Pronóstico de Rendimiento del Sistema Planteado

Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, el balance energético obtenido se lo aprecia en la **Figura 20**, en donde durante los primeros meses del año la demanda en cubierta por la energía FV con ligeros faltantes en donde se solicita a la red eléctrica, sin embargo, a partir de abril, se tienen incrementos de generación los cuales permiten obtener durante todo el año un total de 1583 kWh.

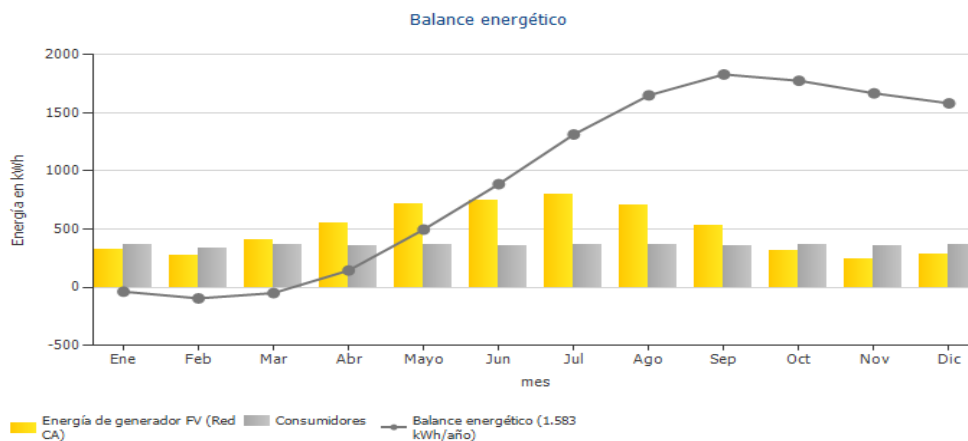


Figura 20. Balance Energético Obtenido

Fuente: Elaboración Propia

Con respecto a la utilización de la energía fotovoltaica, como se muestra en la **Figura 21** durante el periodo de abril a septiembre el sistema genera excedentes por parte del sistema FV que aparte de cubrir la demanda y cargas las baterías respectivas, genera una inyección

a la red importante que representa más del 50% de la generación FV que ocurre durante esos meses.

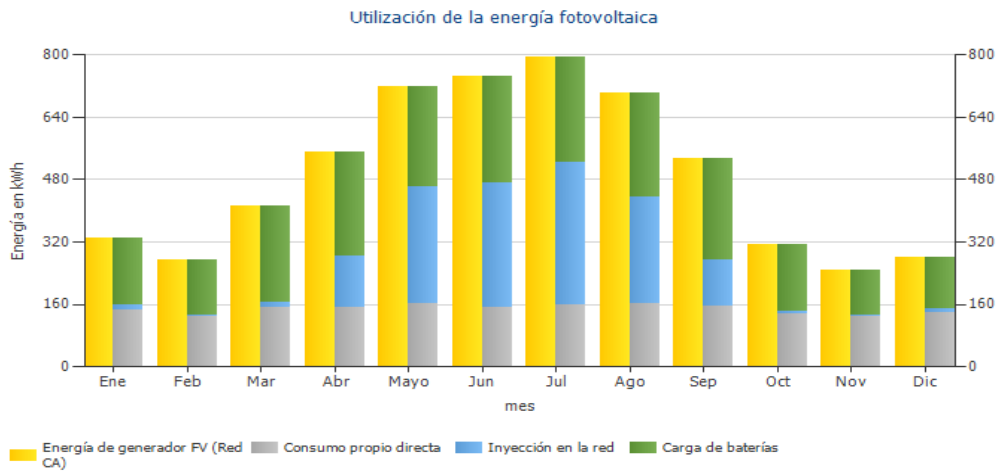


Figura 21. Utilización de la Energía FV

Fuente: Elaboración Propia

En cuanto a la cobertura del consumo se muestra que los consumidores casi constantes equivalen a 366.9 kWh de los cuales están cubiertos por la energía FV con un promedio de 148.18 kWh y una cobertura por parte de la red máxima durante los meses de noviembre y diciembre con 136.9 kWh y 131.9 kWh respectivamente.

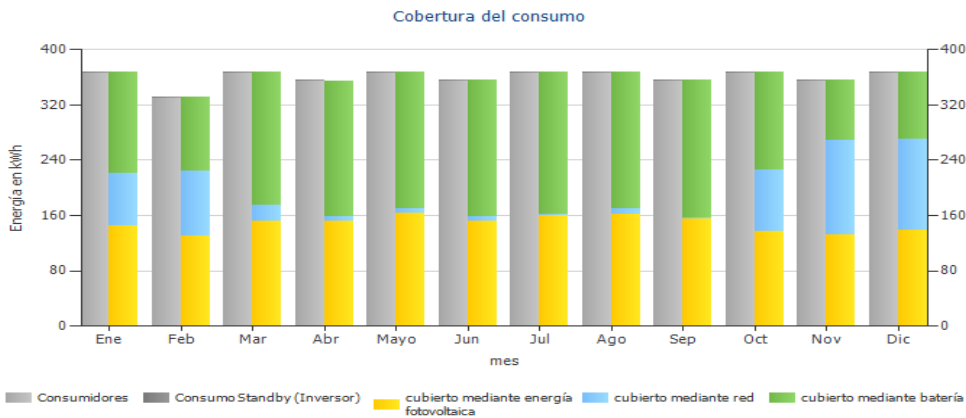


Figura 22. Resultados de Cobertura del Consumo

Fuente: Elaboración Propia

De igual manera, como se muestra en la **Figura 23** la carga de las baterías cubierta por el sistema FV tiene un promedio de 214.525, siendo los meses de noviembre y diciembre los que menor aportan a la carga con 113.9 kWh y 132.9 kWh respectivamente. De igual

forma se aprecia que en estos meses las baterías cubren cerca 86.9 kWh y 96 kWh siendo el menor aporte durante el año.

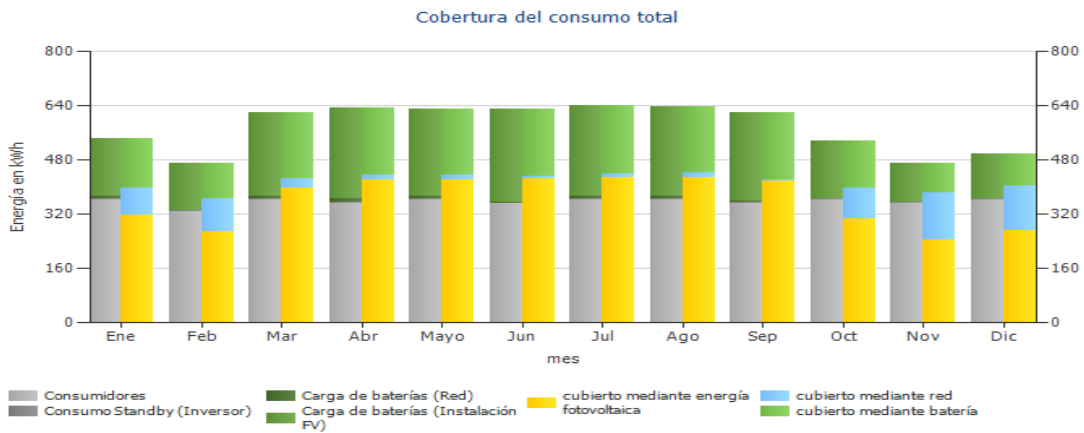


Figura 23. Cobertura de Consumo Total

Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, en la **Figura 24** se muestra el rendimiento esperado del inversor en donde los meses de febrero, noviembre y diciembre se tienen los valores mínimos, los cuales corresponde a 273.5 kWh, 247.4 kWh y 280.9 kWh respectivamente.

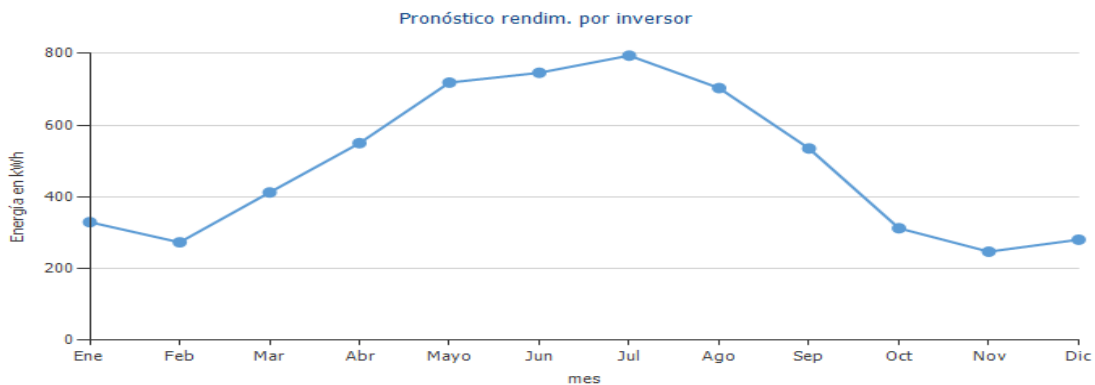


Figura 24. Pronóstico de Rendimiento del Sistema Durante el Año

Fuente: Elaboración Propia

De igual forma, en la **Figura 25** se muestra el coeficiente de rendimiento global de la instalación planteada en donde se tiene un promedio de 89.94% durante todo el año, siendo el valor mínimo 84.3% durante el mes de octubre, mientras que el valor máximo se aprecia durante el mes de Julio con un 92.2%.

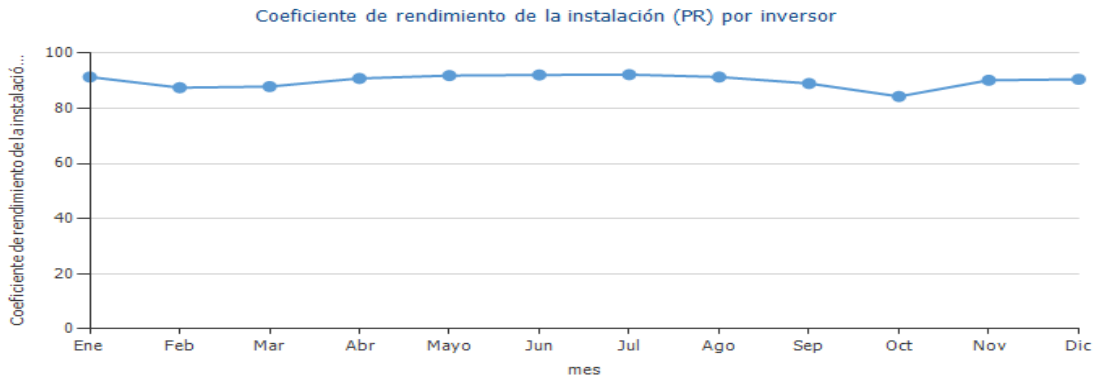


Figura 25. Coeficiente de Rendimiento del Sistema Implementado

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte, en la **Figura 26** se muestra la variación mensual de la energía solar disponible sobre la superficie horizontal y sobre la superficie inclinada del tejado. En esta se aprecia que la radiación sobre la superficie horizontal se mantiene alta y estable a lo largo del año, con valores máximos entre agosto y octubre, reflejando las condiciones favorables de irradiación de la zona región. Por otro lado, la radiación incidente sobre la superficie inclinada tiene valores menores y una mayor variabilidad estacional, en donde se alcanza un máximo entre mayo, junio y julio con 118.8 kWh/m², 123.6 kWh/m² y 131.1 kWh/m² respectivamente.

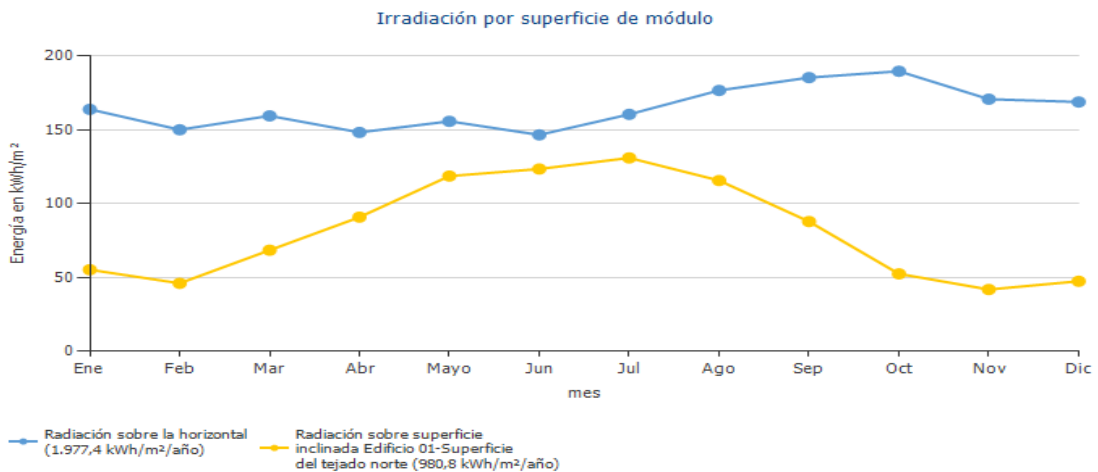
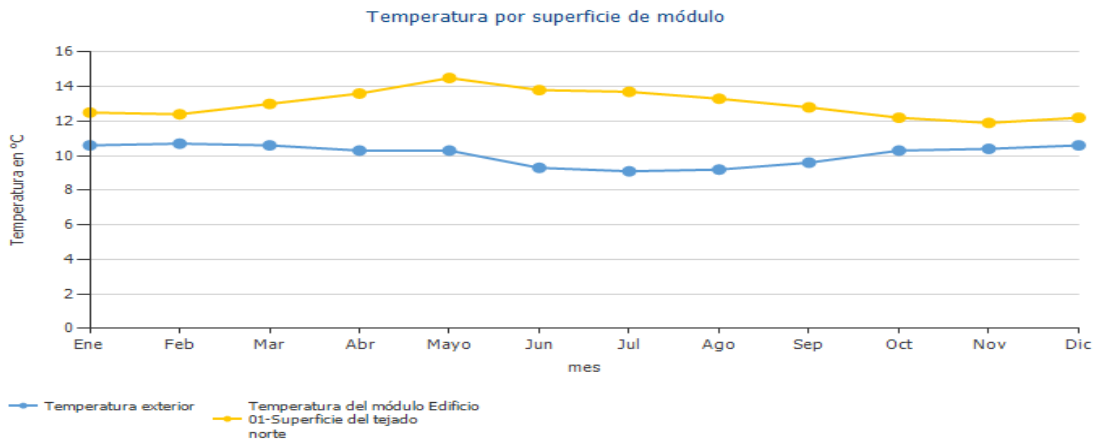


Figura 26. Irradiación por Superficie de Módulo

Fuente: Elaboración Propia



Con respecto a la temperatura por superficie de módulo, en la

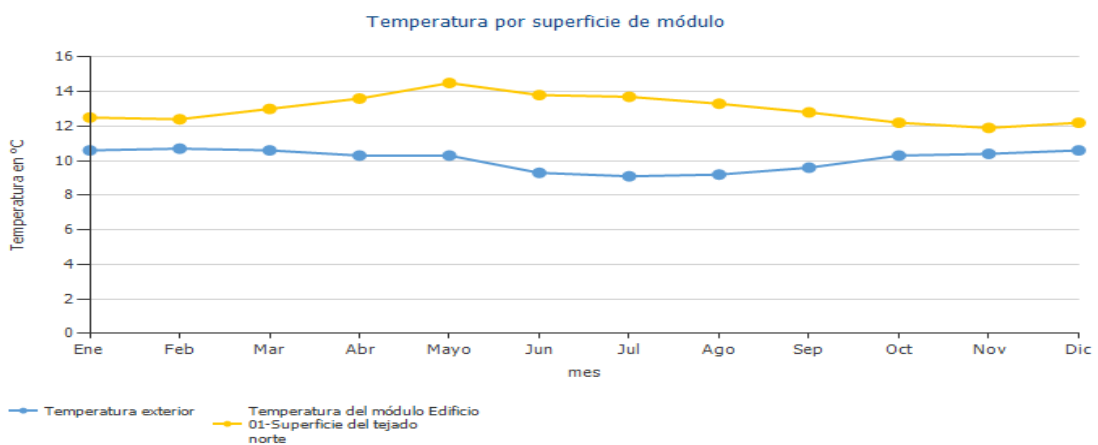


Figura 27 se muestra que la temperatura del módulo es superior a la temperatura ambiente durante todo el año, con diferencias más evidentes en los meses de mayor irradiación solar. El valor máximo de temperatura del módulo se alcanza durante el mes de mayo con un valor de 14.5 °C, coincidiendo con un incremento de la radiación solar que se establece en 10.3 °C, mientras que los valores mínimos se registran hacia finales del año con valores que oscilan entre 11.9 °C a 12.2 °C.

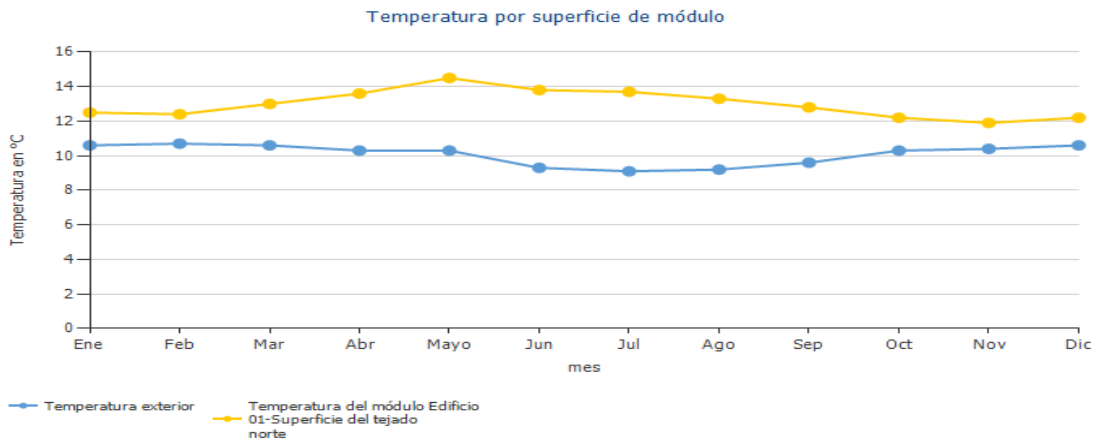


Figura 27. Temperatura por Superficie de Módulo

Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, el estado de carga de la batería que se muestra en la **Figura 28** se aprecia que durante los meses de abril a septiembre el SOC se mantiene en valores elevados, superiores al 70 %, lo cual indica una adecuada generación fotovoltaica que es capaz de satisfacer la demanda y recargar los acumuladores. Por otro lado, durante los meses de enero, febrero y especialmente entre octubre y noviembre, el SOC disminuye de forma importante, llegando a tener valores críticos cercanos al 15 %, lo que indica una menor irradiación la cual requiere cierta inyección de la red eléctrica.

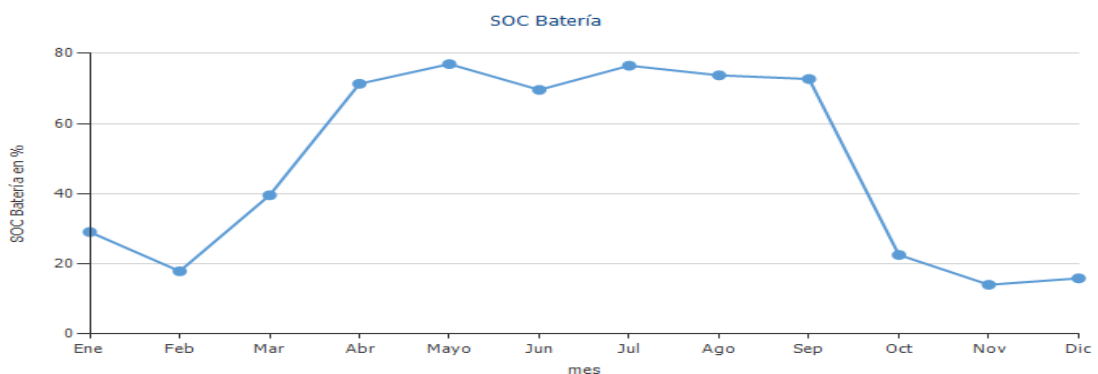


Figura 28. SOC de la Batería

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, en la **Figura 29** se aprecia el flujo de caja considerado por el programa el cual indica una inversión inicial de \$ 8667.7 el cual tiene un retorno de la inversión durante el décimo año y de ahí generando ganancias tomando en cuenta que el proyecto tiene una durabilidad superior a 20 años.

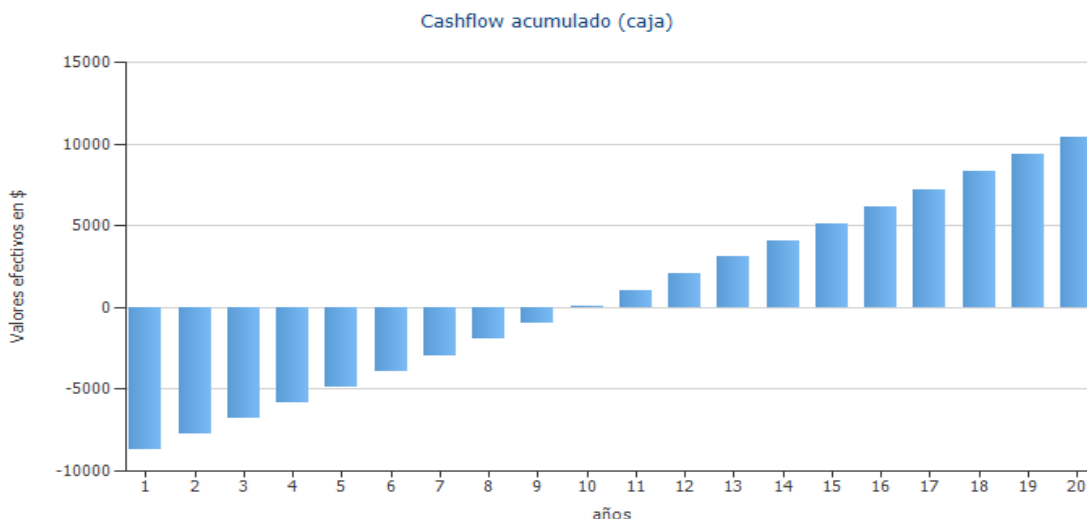


Figura 29. Flujo de Caja del Sistema Propuesto

Fuente: Elaboración Propia

4.1.9. Resolución de Hipótesis

Para validar la hipótesis H1 de forma medible, se realiza una comparación cuantitativa entre el sistema de bombeo convencional y el sistema fotovoltaico propuesto, tomando como indicadores los resultados técnicos y económicos obtenidos en el dimensionamiento y la simulación en PV*SOL. La comparación de estos indicadores se los puede visualizar en la **Tabla 18**.

Tabla 18.

Indicadores Cuantitativos para Contrastar la hipótesis

INDICADOR DE EFICIENCIA	SISTEMA CONVENCIONAL (LINEA BASE)	SISTEMA FOTOVOLTAICO PROPUESTO
Cobertura con energía solar	0% (dependencia total de la red eléctrica)	85,5% (cobertura solar validada en PV*SOL)
Eficiencia global del sistema	~55 - 60%	90,38%
Autonomía energética	0 días (sin respaldo ante cortes de red)	2 días de autonomía con banco de baterías

Estado de carga (SoC) promedio	Sin almacenamiento propio	Superior al 70% en 8 de 12 meses del año
SoC en meses críticos (oct-nov)	interrupción total del servicio ante cortes	~15% - mantiene el servicio sin interrupciones
Demanda hídrica cubierta	Depende de disponibilidad de la red eléctrica	154,15 L/persona/día x 296 habitantes = 45.628 L/días cubiertos
Horas Solares Pico aprovechadas	0 h/día	3,004 a 3,834 h/día

Nota: Elaboración Propia

Con base a esta evidencia cuantitativa mostrada, se puede aceptar la hipótesis alternativa H1. Los resultados demuestran de forma medible que el sistema de bombeo fotovoltaico propuesto mejora significativamente la eficiencia energética con respecto a un sistema convencional, elevando el rendimiento global del proceso de 55 - 60% a 90,38% y alcanzando una cobertura solar del 85,5%. Adicionalmente, garantiza el acceso continuo al recurso hídrico de 154,15 L/persona/día para 296 habitantes) sin depender de la red eléctrica convencional.

El uso de energía solar se comprueba que disminuye los costos operativos relacionados con el consumo eléctrico tradicional y menora el impacto ambiental. Debido a estos resultados, se valida a hipótesis planteada, confirmando que la implementación de sistema de bombeo de agua basado en energía fotovoltaica propuesto para el barrio Olte San Pedro mejora la eficiencia energética como el acceso sostenible al recurso hídrico en relación con el sistema convencional.

4.2. Discusión

4.2.1. Cobertura de la demanda hídrica y comportamiento estacional del sistema

Los resultados obtenidos en el presente estudio han demostrado que el sistema de bombeo fotovoltaico diseñado para el barrio Olte San Pedro-Guano puede satisfacer la demanda hídrica estimada de 175 L/día por vivienda para la población total, en condiciones de irradiación que pueden variar entre 3,004 y 3,834 horas solares pico (HSP), con un promedio anual de 3,432 h/día. La simulación realiza en PVSOL mostró una cobertura solar

del 85,5% y un rendimiento global del sistema del 90,38%. El comportamiento estacional identificó que los meses críticos son entre octubre y noviembre, en donde el estado de carga (SOC) de la batería desciende hasta valores próximos al 15%, lo que genera una dependencia puntual de la red eléctrica convencional.

Este patrón de variabilidad estacional se refleja con lo reportado por Velasquez (2023), en donde se desarrolló el diseño de un sistema de bombeo fotovoltaico para optimizar el abastecimiento de agua potable en el distrito de Huancán-Huancayo, Perú, una zona con características climatológicas similares con respecto a la variabilidad mensual de la irradiación. En ese estudio se identificó que la selección adecuada de las características hidráulicas de la fuente de captación, así como el dimensionamiento de los componentes determinan la continuidad del suministro.

De igual forma, Molleapaza & Condori (2024), al dimensionar e implementar un sistema de bombeo solar para la comunidad campesina de Selque en Juliaca, Puno presentaron valores de HSP en el rango de 5,8 a 6,5 h/día, lo cual es superior a los obtenidos en Olte San Pedro. Esta diferencia obedece a la mayor altitud y menor nubosidad del altiplano puneño en relación con la zona interandina ecuatoriana. Aunque esta diferencia es evidente, ambos estudios tienen coincidencia en los meses de baja irradiación como factor crítico para el dimensionamiento, y en que la incorporación de almacenamiento mediante el uso de baterías se considera adecuado para garantizar la continuidad del servicio en este tipo de comunidades rurales.

4.2.2. Desempeño energético y eficiencia del sistema

El sistema diseñado trabaja a 48 V con una potencia instalada de 6,4 kWp, consiguiendo un rendimiento del 90,38% y una cobertura solar del 85,5%. Estos valores son similares a lo que establecieron Kumar & Kandpal (2021), en donde definieron que tensiones superiores a 24V minoran las pérdidas por corriente e incrementan la eficiencia global en aplicaciones de bombeo. La simulación en PVSOL confirmó que durante los meses de alta irradiación que están entre abril a septiembre el SOC supera el 70%, lo que garantiza un suministro estable.

Con respecto a la eficiencia global obtenida, el estudio de Peralta et al. (2020), los cuales desarrollaron un estudio experimental de un sistema de bombeo fotovoltaico de corriente continua para riego en una zona rural aislada de Arequipa, Perú, dimensionaron un equipo 4 kWp para irradiaciones de 5,5 a 6,0 kWh/m²/día, llegando a eficiencias del 82%.

Pese a que la irradiación en Arequipa es superior a la que se registra en Chimborazo de 3,4 kWh/m²/día promedio, el rendimiento del sistema del presente estudio con un 90,38% supera a la referencia, lo cual se puede atribuir al tipo de tecnología de paneles monocristalinos que tienen mayor eficiencia con 20,12% por panel, al controlador MPPT integrado en el inversor con eficiencia del 93%, y a la optimización del ángulo de inclinación a 15° en el diseño implementado en PVSOL.

De manera similar, Méndez (2023), reportó rendimientos aproximados del 85% en condiciones de irradiación costera más elevada que varían entre 4,5 a 5,2 h/día HSP. La comparación con el presente estudio muestra que, aunque la zona costera ecuatoriana tiene mayor recurso solar que la sierra, el diseño optimizado del sistema de Olte San Pedro consigue la compensación de esta diferencia mediante un correcto dimensionamiento del arreglo solar, superando el rendimiento reportado para la costa.

4.2.3. Desempeño del sistema de baterías y autonomía

El sistema diseñado consideró la inclusión de un banco de 4 baterías LiFePO₄ de 125 Ah cada una, en configuración serie a 48 V, lo que garantiza 2 días de autonomía con una profundidad de descarga del 80%. La simulación comprobó que la carga total de las baterías necesita 2,616 kWh/año, de los cuales el sistema fotovoltaico aporta con 2,574 kWh/año aproximadamente el 98,4%, con pérdidas en la batería de 301 kWh/año. Esto resulta similar a lo obtenido por Bhattacharjee et al. (2016), en donde mencionan que para sistemas aislados el dimensionamiento debe considerar el mes más desfavorable para evitar fallas en el suministro.

Este enfoque se relaciona con lo mencionado por Peralta et al. (2020), el cual operó como un sistema directo sin almacenamiento generando un 100% de cobertura solar durante horas de sol. Por su parte, el sistema de Bayton et al. (2025), que implementó un sistema de bombeo solar de 0,2 kWp con 2 paneles de 100 W para el riego agrícola en La Joya, Arequipa, el cual trabajó en configuración directa, lo que permite aprovechar la alta irradiancia de la zona árida peruana que llega a los 6,5 kWh/m²/día. Esta comparación permite determinar que el almacenamiento con el uso de baterías, tal como el diseño planteado, es una solución adecuada cuando la demanda de agua no puede postergarse y las condiciones de irradiación son variables, como en el caso de la zona interandina del Ecuador.

4.2.4. Análisis económico y viabilidad financiera

El análisis económico del presente estudio determinó una inversión inicial de \$ 2.801,19 para el escenario de radiación mínima, con un VAN de \$ 820,36, un TIR del 17%, una relación B/C de 1,33 y un período de retorno de 6 años, tomando en cuenta un horizonte de análisis de 10 años y un ahorro energético de \$ 788,40/año con respecto al OPEX de \$ 240/año. Estos indicadores financieros son comparables y en ciertos casos mejores que los reportados en estudios similares de la región.

En el estudio de Davalos (2019), se indicó que para proyectos en zonas rurales de bombeo solar el TIR que se debe tomar en cuenta en un período de 10 años debe superar el 10%, siendo un valor que el presente estudio supera llegando al 17%. Por su parte, Espinales (2025) reportó que las inversiones amortizadas a 10 años en el contexto ecuatoriano poseen valores de TIR en el rango de 12% a 19%, similar al obtenido en el presente trabajo.

Por otro lado, en el contexto peruano, Méndez (2023) indicó que su sistema de Esmeraldas estimó un TIR aproximado del 14% y un período de retorno cercano a 6 años, siendo ligeramente menos favorables que los del presente estudio. Esta diferencia se puede relacionar en parte, al mayor costo de implementación debido al tamaño del sistema diseñado en Esmeraldas y por las condiciones del mercado local. Así también, Molleapaza & Condori (2024) obtuvieron un TIR aproximado del 15% para su sistema de Juliaca, con un período de retorno de 5 a 6 años, el cual es comparable con el obtenido en el presente estudio, aunque con una inversión total en soles peruanos considerablemente mayor debido a que la altura de bombeo de 120 metros necesitó de componentes con mayor capacidad.

La comparación económica muestra que el sistema de Olte San Pedro tiene una relación costo-beneficio competitiva considerando el contexto de los proyectos similares, con una ventaja adicional de una inversión inicial únicamente de \$ 2,562 que lo hace accesible para comunidades con recursos económicos limitados. Este resultado está alineado con los hallazgos de Brown et al. (2025), en donde se concluyó que el bombeo solar fotovoltaico es una tecnología que permite el desarrollo rural comunitario, siendo económicamente viable cuando el diseño es técnicamente adecuado con respecto al contexto de la zona.

4.2.5. Impacto ambiental: emisiones de CO₂ evitadas

La simulación en PVSOL determinó que el sistema diseñado permite evitar 1,989 kg de CO₂ por año, lo que equivale a evitar la emisión de aproximadamente 19,89 toneladas de

CO₂ durante la vida útil proyectada del sistema, considerando 10 años, con la posibilidad de extenderse a 20 años debido a que los módulos solares conservan su funcionalidad con degradación marginal.

Como referencia, el sistema realizado por Peralta et al. (2020) indicó una reducción estimada de emisiones cercana a los 2,400 kg CO₂/año para un sistema de 4 kWp, siendo superior al del presente estudio debido a la mayor potencia instalada. El sistema de Méndez (2023) planteó reducciones aproximadas de 950 kg CO₂/año para el sistema de menor potencia de 2,1 kWp, mientras que Molleapaza & Condori (2024) consideraron reducciones de 2,100 kg CO₂/año, siendo estas cifras indicadores de que el sistema produce un impacto ambiental significativo y proporcional a su capacidad instalada.

Desde una perspectiva de evaluación del ciclo de vida, Flores et al. (2024) indicaron que los sistemas fotovoltaicos de gran escala pueden tener un punto de amortización de emisiones en pocos años de operación presentando una huella de carbono evidentemente inferior a la de los sistemas diésel. Aunque el sistema de Olte San Pedro es de pequeña escala, se considera el mismo principio que indica que la mayor parte de las emisiones asociadas al sistema fotovoltaico está concentrada en la fabricación y transporte de componentes, mientras que la fase operativa es esencialmente libre de emisiones directas.

4.2.6. Comparación de los Estudios

Como se muestra en la

Tabla 19, los resultados del presente estudio se relacionan con sistemas de bombeo solar fotovoltaico en zonas rurales de América Latina. En términos de potencia instalada, el sistema de Olte San Pedro (6,4 kWp) está ubicado como uno de los de mayor capacidad dentro de la comparación, superando a los sistemas de Bayton et al. (2025) y Méndez (2023), lo cual está justificado por la mayor demanda poblacional atendida que es de 296 habitantes y la menor irradiación disponible en la zona. Este análisis comparativo muestra que el presente estudio consigue estándares técnicos y económicos relacionados con los trabajos más recientes en la región, así como en ciertos indicadores está entre los mejores, lo que confirma la validez del diseño propuesto y el potencial de replicabilidad en otras comunidades rurales.

Tabla 19.*Comparación de indicadores técnicos y económicos con estudios similares*

Estudio / Autor(es)	Ubicación / Contexto	Potencia instalada	Paneles	Rendimiento sistema	Inversión (CAPE X)	TIR	Emisiones CO ₂ evitadas	Beneficiarios
PRESENTE ESTUDIO	Olte San Pedro-Guano, Chimborazo, Ecuador	6.4 kWp	16 (400 W mono)	90.38%	\$ 2.820,36	17%	1,989 kg/año	296 hab.
Velasquez (2023)	Huancán-Huancayo, Junín, Perú	~3.2 kWp	8 (400 W mono)	~88%	~ S/. 18,400	N/D	~1,200 kg/año	~3,200 hab.
Peralta et al. (2020)	Zona rural aislada, Arequipa, Perú	4.0 kWp	10 (400 W DC)	~82%	~\$ 4,800	N/D	~2,400 kg/año	Pequeños agricultores
Méndez (2023)	Esmeraldas, Ecuador (costa tropical)	~2.1 kWp	6 (350 W mono)	~85%	~\$ 2,100	~14 %	~950 kg/año	Comunidad agrícola rural
Molleapaza & Condori (2024)	Selque, Juliaca, Puno, Perú (altiplano 3,830 msnm)	~5.6 kWp	14 (400 W mono)	~87%	~S/. 28,000	~15 %	~2,100 kg/año	Comunidad campesina (~250 hab.)

Bayton et al. (2025)	La Joya, Arequipa, Perú (zona agrícola)	~0.2 kWp	2 (100 W mono)	~80%	~\$ 850	N/D	~190 kg/año	1 ha cultivo
----------------------	---	----------	----------------	------	---------	-----	-------------	--------------

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- El análisis de las necesidades hídricas del barrio Olte San Pedro permitió establecer una demanda aproximada de 175 L/día por vivienda, considerando el consumo familiar para higiene, sanitarios y uso doméstico básico lo cual permitió obtener la demanda hídrica total de la población correspondiente a 296 habitantes. De igual forma, se estableció que la zona tiene una irradiación promedio anual sobre la superficie inclinada del módulo de aproximadamente 980,8 kWh/m²/año, la cual genera valores de Horas Solares Pico que varían desde 3,004 a 3,834 h/día, comprobando que existe cierta variabilidad estacional durante todo el año. Se identificó que los meses más críticos como octubre y noviembre, generan una disminución evidente del estado de carga de la batería llegando en ocasiones a valores cercanos al 15%, concluyendo que el mes de menor irradiación es determinante para el dimensionamiento.
- Por su parte, el diseño del sistema se estableció con un voltaje de operación de 48V con 2 días de autonomía, lo que permite reducir pérdidas por corriente y mejorar la estabilidad operativa. Se analizó que el comportamiento anual del SOC durante los meses de irradiación más alta como lo son dentro del periodo de abril a septiembre, en donde la batería se mantiene con niveles superiores al 70 % lo que garantiza un suministro continuo de energía. Los componentes seleccionados como lo son los paneles, inversor y banco de baterías satisfacen las características que requiere el suministro de agua para la zona de estudio, pese a que en los meses con mayor criticidad este opera dentro de los límites comprobando que el sobredimensionamiento evita el uso innecesario de energía tradicional haciendo que el sistema sea autónomo.
- Finalmente, el análisis económico realizado por medio de los indicadores financieros mostró que, considerando un horizonte no muy lejano la factibilidad de la propuesta puede generar valores VAN negativos, pese a esto dentro del horizonte planteado de 10 años se obtienen valores positivos a partir del año 6, con un TIR del 17% y un VAN de \$ 820,36. Considerando que la implementación del sistema puede eliminar los costos energéticos convencionales, reduce las emisiones y mejora el acceso de forma continua al recurso hídrico para toda la población, el sistema se presenta con una alta viabilidad financiera, social y ambiental. Con respecto al impacto social, este

proyecto mejora significativamente la calidad de vida de las personas de Olte, dando una mayor seguridad en el abastecimiento y disminuyendo la dependencia energética de la empresa eléctrica.

5.2. Recomendaciones

- Se recomienda evaluar realizar la evaluación del sistema propuesto con mediciones periódicas de tal forma que se pueda determinar posibles cambios para maximizar la capacidad de almacenamiento baterías y producción solar de tal forma que se pueda mitigar la caída del estado de carga (SOC) en los meses en los cuales se posee una menor irradiación, especialmente cuando las HSP se aproximan a valores cercanos a 3,0 h/día buscando la autonomía energética del sistema frente a varios días de baja generación.
- Se sugiere la implementación de un plan de mantenimiento preventivo y correctivo basado en los componentes más críticos del sistema de tal manera que la directiva del barrio pueda asignar al personal requerido para la manipulación y mantenimiento del sistema, haciendo registros y evaluaciones del comportamiento del sistema para identificar posibles mejoras.
- Finalmente, se considera la incorporación de un sistema de monitoreo continuo de las variables eléctricas, ambientales e hídricas, que permita supervisar en tiempo real el desempeño del sistema propuesto. Se debe incluir la medición de parámetros tales como voltaje, corriente, potencia, estado de carga de las baterías, niveles de irradiación y variables relacionadas con recursos hídricos. La inclusión de tecnologías de comunicación y plataformas de visualización remota facilitará el acceso del personal operativo a la información del sistema desde cualquier ubicación, lo que permitirá una gestión más eficiente, la detección temprana de fallas y la toma de decisiones informadas.

BIBLIOGRAFÍA

- Weather Spark. (22 de Noviembre de 2025). *El clima y el tiempo promedio en todo el año en Guano Ecuador*. Obtenido de Weather Spark: <https://es.weatherspark.com/y/20025/Clima-promedio-en-Guano-Ecuador-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- Aguay, D. (2024). Evaluación de la eficiencia energética de sistemas de energía solar fotovoltaica en diferentes condiciones climáticas. *MQRInvestigar*, 8(3), 4993–5016. Obtenido de <https://doi.org/10.56048/MQR20225.8.3.2024.4993-5016>
- Alata, J., Zingg, A., Orellana, J., & Altamirano, L. (2023). La energía solar fotovoltaica en los sistemas de bombeo para acueductos: una revisión sistemática. *Revista Científica INGENIAR: Ingeniería, Tecnología E Investigación*, 6(12), 257-269. Obtenido de <https://www.journalingeniar.journalgestar.org/index.php/ingeniar/article/view/153>
- ALETHEIA Energy SRL. (2025). Comparación de tipos de sistemas solares: conectado a la red, autónomo e híbrido. *EDEN, Global Solution*. Obtenido de <https://edenglobalsolutions.com/es/comparacion-de-tipos-de-sistemas-solares-conectado-a-la-red-on-grid-autonomo-off-grid-e-hibrido/>
- Ali, M., Rabehi, A., Souahlia, A., Guermoui, M., Teta, A., Tibermacine, I., . . . Agajie, T. (2025). Enhancing PV power forecasting through feature selection and artificial neural networks: a case study. *Scientific Reports*, 15(22574). Retrieved from <https://doi.org/10.1038/s41598-025-07038-x>
- Arellano, A., Bayas, A., Meneses, A., & Castillo, T. (2018). Los consumos y las dotaciones de agua potable en poblaciones ecuatorianas con menos de 150 000 habitantes. *NOVA Sinergia*, 1(1), 10. doi:<https://doi.org/10.37135/unach.ns.001.01.03>
- Bayton, D., Carbajal, G., Gómez, S., & Zeballos, F. (2025). Implementación de un sistema de bombeo solar con paneles fotovoltaicos en zonas agrícolas aisladas de Arequipa. *SciELO Preprints*. Obtenido de <https://doi.org/10.1590/SciELOPreprints.12533>
- Bhattacharjee, A., Mandal, D. K., & Saha, H. (2016). Design of an optimized battery energy storage enabled Solar PV Pump for rural irrigation. *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, 1-6.

- Bischofberger, C. (2024). Ayudar a que prospere el mercado de bombas de agua solares. *Pv magazine*. Obtenido de <https://www.pv-magazine-mexico.com/2024/10/11/ayudar-a-que-prospere-el-mercado-de-bombas-de-agua-solares/#:~:text=Puede%20que%20la%20escasez%20de,y%20el%20saneamiento%20para%20todos>
- Brown, O., Gutiérrez, E., Macías, A., & López, M. (2025). El bombeo solar fotovoltaico: una tecnología para el desarrollo rural comunitario. *Universidad & Ciencia*, 14(1), 189–200. Obtenido de <https://doi.org/10.5281/zenodo.15000469>
- Cevallos, L. (2008). *Determinación de Número de Reynolds*. Valencia: Brief Ediciones.
- Dávalos, J. (2019). *DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO PARA RIEGO AGRÍCOLA EN EL CASERÍO LA GUAYABA, DISTRITO DE BELLAVISTA, JAÉN – CAJAMARCA*. UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN .
- Espinales, J. (2025). Análisis de viabilidad económica y eficiencia energética en la implementación de paneles solares en una industria. *Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí, Manta, Ecuador. Tesis de grado*. Obtenido de <https://repositorio.uleam.edu.ec/handle/123456789/8720>
- FAO. (2023). FAO and the Government of Mexico offer critical support to farmers affected by drought in Antigua and Barbuda. *Food and Agriculture Organization, Oficina Regional para América Latina y el Caribe*. Obtenido de <https://www.fao.org/americas/>
- Flores, J., Mérida, A., Fernández, I., & Rodríguez, J. (2024). Life cycle assessment of large-scale solar photovoltaic irrigation. *Science of The Total Environment*, 954. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2024.176813>
- Fondo Verde. (2024). Acceso a bombas solares como solución al problema del agua en aldeas remotas de la Amazonía y Los Andes peruanos. *ONGD Fondo Verde*. Obtenido de <https://www.fondoverde.org/proyectos/peru/bombas-de-agua-solares?srsId=AfmBOopjEaPJAKf5ldaEUTcrdkLwqWMFovwhpavzENka8Hzxz2mI3hQ2#:~:text=En%20efecto%2C%20un%20suministro%20de,operaci%C3%B3n%20se%20mantendr%C3%A1%20al%20m%C3%ADnimo>
- Howard, G., & Bartram, J. (2003). *Domestic Water Quantity, Service Level and Health*. WHO.

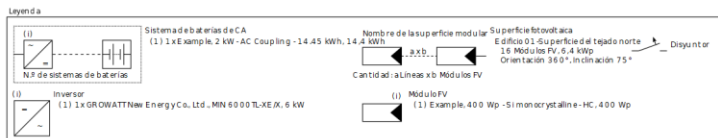
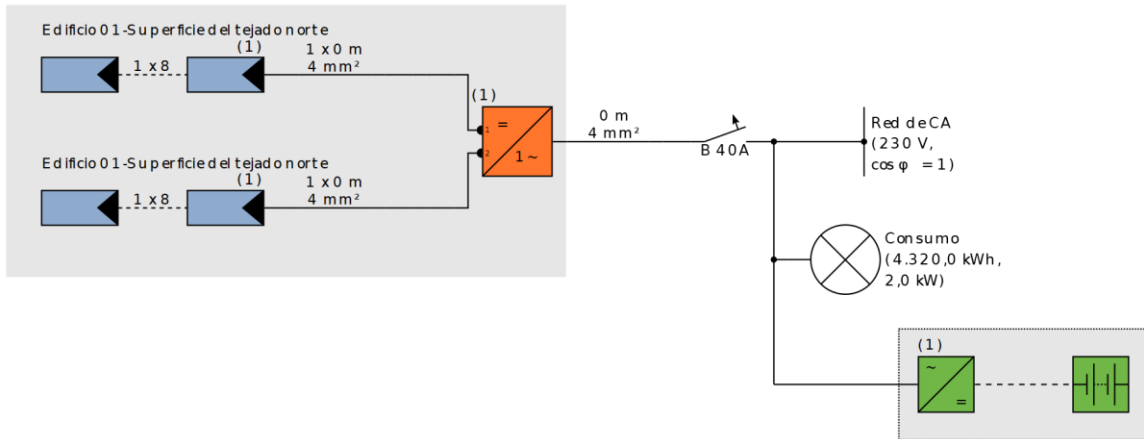
- IRENA. (2022). Hoja de ruta de energías renovables para Centroamérica: hacia una transición energética regional. *Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi*. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA_Renewable_Roadmap_Central_America_2022_ES.pdf
- Jiménez, D., & Enríquez, J. (2022). Eficiencia energética en sistemas de bombeo fotovoltaicos. *GEA – Gestión Energética y Ambiental*, 34, 33–41. Obtenido de https://somim.org.mx/memorias/memorias2022/articulos/A8_171.pdf
- Kumar, A., & Kandpal, T. (2021). Renewable energy technologies for irrigation water pumping in India: A preliminary attempt towards potential estimation. *Energy*, 861-870.
- Lefore, N., Closas, A., & Schmitter, P. (2021). Solar for all: A framework to deliver inclusive and climate-resilient solar solutions. *Energy Policy / Social Science* (see article). *Energy Policy*, 154(2):112313. doi:10.1016/j.enpol.2021.112313
- Maps, G. (12 de 01 de 2026). *San Gerardo*. Obtenido de https://www.google.com/maps/place/1%C2%B037'59.5%22S+78%C2%B037'45.2%22W/@-1.6334619,-78.6308904,657m/data=!3m1!1e3!4m4!3m3!8m2!3d-1.633189!4d-78.629228?entry=ttu&g_ep=EgoyMDI2MDExMS4wIKXMDS0ASAFQAw%3D%3D
- Márquez, A., Carvajal, S., & López, D. (2025). Energía sostenible en zonas aisladas de América Latina: revisión de la integración del enfoque WEF Nexus para impulsar el desarrollo rural. *Información Tecnológica*, 36 (1), 1-14. Obtenido de <http://dx.doi.org/10.4067/s0718-07642025000100001>
- Mazumdar, D., Sain, C., Biswas, P., Sanjeevikumar, P., & Khan, B. (2024). Overview of Solar Photovoltaic MPPT Methods: A State of the Art on Conventional and Artificial Intelligence Control Techniques. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 24 .
- Mendez, J. (2023). Diseño de un sistema solar aislado para bombear agua de uso agrícola en Esmeraldas, Ecuador. *Reincisol*, 2(4):16-46. doi:10.59282/reincisol.V2(4)16-46

- Molleapaza, C., & Condori, N. (2024). Dimensionamiento e implementación de un sistema de bombeo solar para el suministro hídrico a una altura de 120 metros en la comunidad campesina de Selque. *Universidad Nacional de Juliaca, Tesis de grado*. Obtenido de <https://repositorio.unaj.edu.pe/handle/unaj/143>
- Newell, G. E., & MacAdam, P. (1987). Examining the Source of Writing Problems: An Instrument for Measuring Writers' Topic-Specific Knowledge. *Sage Journals, 4*, 74. doi:<https://doi.org/10.1177/0741088387004002003>
- ONU. (2025). *Water*. Obtenido de <https://www.un.org/en/global-issues/water#:~:text=El%20derecho%20al%20agua,debe%20exceder%20los%2030%20minutos>.
- Pascaris, A., Schelly, C., Burnham, L., & Pearce, J. (2021). Integrating solar energy with agriculture: Industry perspectives on the market, community, and socio-political dimensions of agrivoltaics. *Energy Research & Social Science, 75(1)*. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102023>
- Pearce, F. (2024). How a Solar Revolution in Farming Is Depleting World's Groundwater. *Yale Environment 360*. Obtenido de https://e360.yale.edu/features/solar-water-pumps-groundwater-crops?utm_source=chatgpt.com
- Peralta, A., Del Carpio, H., Zúñiga, J., Milón, J., & Leal, S. (2020). Experimental Study of a Photovoltaic Direct Current Water Pumping System for Irrigation in Rural-Isolated Region of Arequipa, Peru. *JournalJournal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME, 141(4)*. doi:10.1115/1.4042724
- Pomares, J., Carrillo, J. G., & Patiño, L. (2022). Dimensionamiento e implementación de un sistema de bombeo, riego fotovoltaico. *ECTI, experiencias científicas tecnológicas y de innovaciónvol, 2(1)*. Obtenido de <https://ojs.valladolid.tecnm.mx/index.php/CongresoNacional/article/view/67/63>
- POWER, N. (15 de 01 de 2026). *Data Access Viewer*. Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Proviento. (29 de 01 de 2026). *Inversor híbrido 3kW GROWATT SPF3000TL-LVM*. Obtenido de <https://proviento.com.ec/inversores/255-inversor-hibrido-3kw-growatt-spf3000tl-lvm.html>

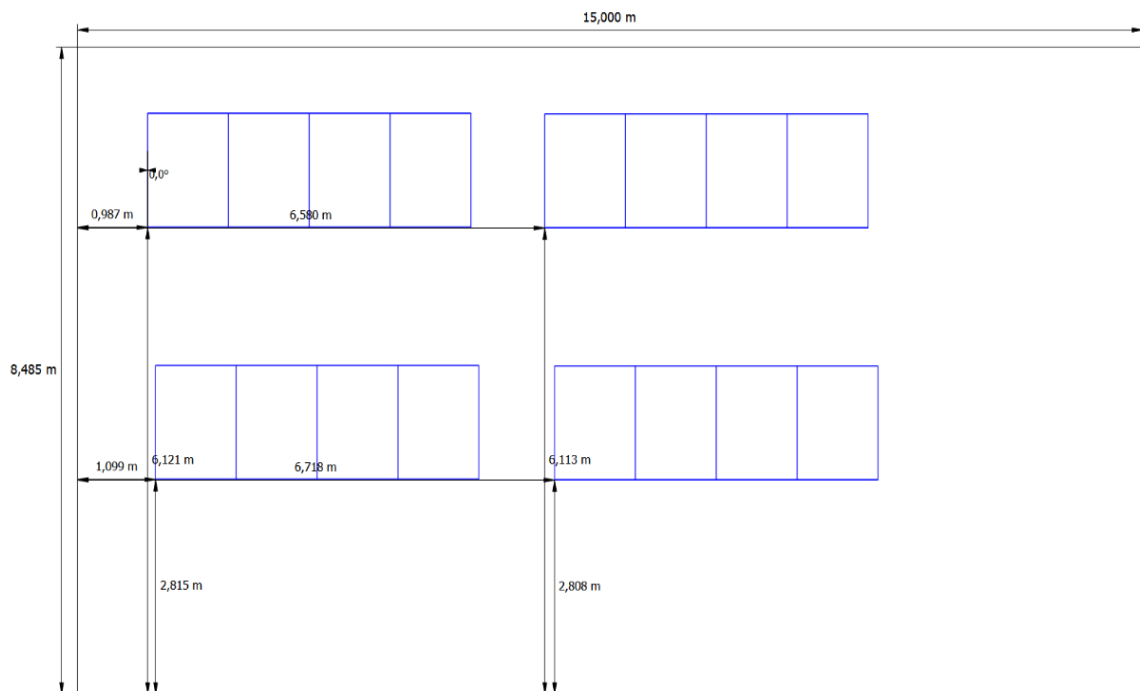
- Queen, P. (29 de 01 de 2025). *Power Queen Batería LiFePO4 Bluetooth de 12.8 V 125 Ah, tamaño del grupo 27 y energía de 1600 Wh, batería de litio de ciclo profundo con corte a baja temperatura, perfecta para RV, marina*. Obtenido de https://www.amazon.com/-/es/Power-Queen-utilizada-almacenamiento-alimentaci%C3%B3n/dp/B0F4R47C17/ref=sr_1_3?adgrpid=169426135104&dib=eyJ2IjojMSJ9.-cWxuXbnlJKXAE5zLleXDTsoVNpLfd7VJE4LjYt_HzTAUG_QaeY3fl3Sok3nE_NV9WH7VHXHKg9J2GRaAZp75eTrlRFqOJaSpOisTj1EWrNLx
- Romero, J., Sancho, D., Loján, M., & Basantes, E. (2025). Análisis de Rendimiento Operativo, Eficiencia Energética e Impacto Ambiental de un Sistema Fotovoltaico Conectado en Red: Estudio de Caso en Pastaza, Ecuador. *Estudios Y Perspectivas Revista Científica Y Académica* , 5(2), 490–505. Obtenido de <https://doi.org/10.61384/r.c.a.v5i2.1136>
- Secretaría de Energía. (2023). Proyecto energía limpia para hogares y comunidades vulnerables. *Ministerio de Economía Argentina*. Obtenido de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/evaluacion_ambiental_y_social_-_proyecto_de_energia_limpia_para_hogares_y_comunidades.pdf
- Sharma, R., Sharma, S., & Tiwari, S. (2020). Design optimization of solar PV water pumping system. *Materials Today: Proceedings*, 1673-1679.
- Suppy, S. P. (28 de 01 de 2025). *Solar Power Supply 400W Mono Solar Panel*. Obtenido de <https://solarpowersupply.eu/solar-panels/solar-power-supply-400w-mono-solar-panel>
- White, F. M. (2011). *Fluid Mechanics*. McGraw-Hill.

ANEXOS

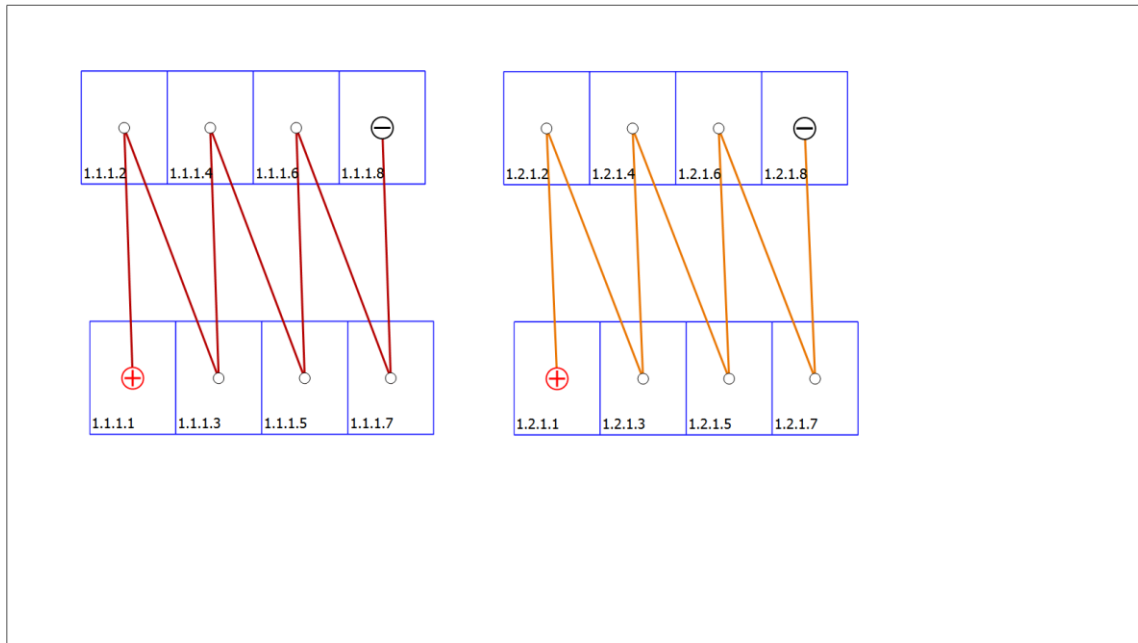
Diagrama de Conexión del Sistema Diseñado



Ubicación de los Paneles en la Superficie



Conexión de los Paneles Solares



Cotización del Sistema Fotovoltaico



ElectroSolar
INGENIERÍA & SERVICIOS
ENERGÍA QUE CONECTA TU FUTURO

ElectroSolar Ingeniería & Servicios
 RUC: 0999999999001
 Guayaquil – Ecuador
 +593 99 999 9999
 contacto@electrosolar.com
 www.electrosolar.com

COTIZACIÓN
DE SERVICIOS E IMPLEMENTACIÓN
SISTEMA FOTOVOLTAICO
RESIDENCIAL

DATOS DEL CLIENTE

Cliente: _____

Proyecto: Implementación de Sistema Fotovoltaico

Ubicación: _____

Fecha: 19 de mayo de 2026

Cotización N.º: ES-2026-0519

DESCRIPCIÓN GENERAL

Por medio de la presente, ElectroSolar Ingeniería & Servicios pone a su consideración la siguiente propuesta económica para el suministro de materiales, equipos eléctricos y fotovoltaicos, así como la instalación y puesta en marcha de un sistema de generación solar.

El sistema está diseñado para proporcionar una solución eficiente y confiable de generación eléctrica mediante energía solar fotovoltaica.

DETALLE DE EQUIPOS Y SERVICIOS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Costo de Importación	Total
1	Paneles Solares 400 W	16	\$ 75,80	\$ 79,59	\$ 1.034,67
2	Inversor Híbrido Growatt 2 kW	1	\$ 510,00	\$ 535,50	\$ 535,50
3	Cable Eléctrico AWG 10	30	\$ 1,50	\$ 1,58	\$ 47,25
4	Protección Eléctrica 100 A	3	\$ 20,00	\$ 21,00	\$ 63,00
5	Estructura Metálica de Soporte	1	\$ 200,00	\$ 210,00	\$ 210,00
6	Baterías	4	\$ 110,00	\$ 115,50	\$ 462,00
7	Mano de Obra e Instalación	1	\$ 200,00	\$ 210,00	\$ 210,00

RESUMEN ECONÓMICO

Subtotal	\$ 2.562,42
IVA (15%)	\$ 384,36
TOTAL GENERAL	\$ 2.946,78

ALCANCE DEL SERVICIO

La presente cotización incluye:

- ✓ Suministro de equipos fotovoltaicos y materiales eléctricos.
- ✓ Instalación mecánica y eléctrica del sistema.
- ✓ Conexión de paneles solares e inversor híbrido.
- ✓ Instalación de protecciones eléctricas.
- ✓ Pruebas de funcionamiento y puesta en marcha.
- ✓ Capacitación básica de operación al usuario.

Atentamente,



Ing. Carlos Mendoza
Gerente Técnico
ElectroSolar Ingeniería & Servicios

CONDICIONES COMERCIALES

- Tiempo de entrega:** 10 a 15 días laborables.
- Tiempo estimado de instalación:** 2 a 3 días.
- Forma de pago:**
 - 60% anticipo
 - 40% contra entrega y pruebas de funcionamiento
- Garantía:**
 - Paneles solares: 10 años
 - Inversor híbrido: 2 años
 - Instalación eléctrica: 1 año
- Validez de la oferta:** 15 días calendario.

Firma: _____

Fecha: _____

OBSERVACIONES

- ✓ Los precios incluyen suministro e instalación.
- ✓ No incluye obras civiles adicionales ni adecuaciones estructurales especiales.
- ✓ Cualquier trabajo adicional no contemplado será cotizado por separado.



Pago de planillas, sistema convencional EERSA



Empresa Eléctrica Riobamba S.A.
Matriz: Juan Larrea 22-60 Primera Constituyente
Ruc: 0690000512001
Contribuyente especial, resolución No. 4519
OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD



Nro. factura 001-041-015400417
Nro. doc. interno 2732608664
Fecha de emisión 13-09-2025
Fecha de vencimiento INMEDIATO
Número de autorización 1309202501069000051200120010410154004170211075114

VALOR TOTAL: 148,40

Información del Consumidor

CUENTA CONTRATO 200028287767 Código Único Eléctrico 1501113950
Nombre cliente VELASCO JARA CARLOS ALBERTO (BOMBA DE AGUA OLTE SAN PEDRO)
Cédula 0601501778 Tipo de tarifa ARCONEL BTGGCD21 - BT Bombeo de Agua Comu Campesinas
Geocodigo 1510M083000050 Unidad de Lectura 1510M083

Dirección del servicio OLTE SAN PEDRO N/D / N/D / GUANO - GUANO

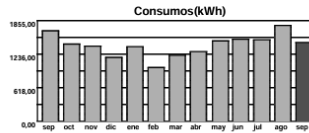
1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público

Número de medidor 1000659201
Tipo de consumo leído
Fecha desde 15-08-2025
Días facturados 29
Fecha hasta 12-09-2025

Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)
Energía activa total	12-09-2025	150473.00	149025.00		1448.00	0.00	1448.00	kWh	57,92

2. Valores Pendientes

Saldo Planillas Anteriores 1 mes(es)	81,30
Subtotal Planillas Anteriores	81,30
VALORES PENDIENTES (2)	81,30



Servicio Eléctrico y Alumbrado Público

Valor Consumo	57,92
Comercialización	0,70
Subtotal Servicio Eléctrico (SE)	58,62
Servicio Alumbrado Público General	8,18
Subtotal Alumbrado Público (APG)	8,18
Intereses por Mora	0,30
Subtotal Otros Rubros	0,30
Base I.V.A. 0%	66,80
I.V.A. 0%	0,00
Base Exento de IVA	0,30
Exento de IVA	0,00
TOTAL SE Y APG (1)	67,10

3. Planes de Financiamiento Autorizados por el Consumidor

PLANES DE FINANCIAMIENTO (3)	0,00
------------------------------	------



Subsidios del Gobierno

Subsidio Tarifa Eléctrica	111,64-
TOTAL	111,64-

"La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino únicamente la constancia de recibir un servicio público."

Formas de Pago

FORMA DE PAGO	VALOR	PLAZO	TIEMPO
SIN UTILIZACIÓN DEL SISTEMA FINANCIERO	67,10	15	días

TOTAL (A)	
Servicio Eléctrico y Alumbrado Público (1)	67,10
Valores Pendientes (2)	81,30
Planes de Financiamiento (3)	0,00
TOTAL SECTOR ELÉCTRICO (1+2+3)	148,40

Mensajes



Empresa Eléctrica Riobamba S.A.
Matriz: Juan Larrea 22-60 Primera Constituyente

Ruc: 0690000512001
Contribuyente especial, resolución No. 4519
OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD



Nro. factura 001-041-015604283
Nro. doc. interno 2572765159
Fecha de emisión 16-10-2025
Fecha de vencimiento 31-10-2025
Número de autorización 1610202501069000051200120010410156042830211075114

VALOR TOTAL: 63,28

Información del Consumidor

CUENTA CONTRATO 200028287767

Nombre cliente VELASCO JARA CARLOS ALBERTO (BOMBA DE AGUA OLTE SAN PEDRO)
Cédula 0601501778
Dirección del servicio OLTE SAN PEDRO N/D / N/D / GUANO - GUANO

Código Único Eléctrico 1501113950
Tipo de tarifa ARCONEL Geocódigo BT CGCD21 - BT Bombeo de Agua Comu Campesinas 1510M083000050
Unidad de Lectura 1510M083

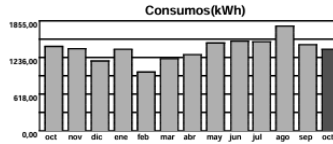
1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público

Número de medidor 1000659201
Tipo de consumo leído
Fecha desde 13-09-2025
Días facturados 33
Fecha hasta 15-10-2025

Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)
Energía activa total	15-10-2025	151843,00	150473,00		1370,00	0,00	1370,00	kWh	54,80

2. Valores Pendientes

VALORES PENDIENTES (2) 0,00



Servicio Eléctrico y Alumbrado Público

Valor Consumo	54,80
Comercialización	0,70
Subtotal Servicio Eléctrico (SE)	55,50
Servicio Alumbrado Público General	7,75
Subtotal Alumbrado Público (APG)	7,75
Intereses por Mora	0,03
Subtotal Otros Rubros	0,03
Base I.V.A. 0%	63,25
I.V.A. 0%	0,00
Base Exento de IVA	0,03
Exento de IVA	0,00
TOTAL SE Y APG (1)	63,28

3. Planes de Financiamiento Autorizados por el Consumidor

PLANES DE FINANCIAMIENTO (3) 0,00



Subsidios del Gobierno

Subsidio Tarifa Eléctrica	105,63-
TOTAL	105,63-

"La presente factura no constituye título traslativo de dominio, sino únicamente la constancia de recibir un servicio público."

Formas de Pago

FORMA DE PAGO	VALOR	PLAZO	TIEMPO
SIN UTILIZACIÓN DEL SISTEMA FINANCIERO	63,28	15	días

TOTAL (A)	
Servicio Eléctrico y Alumbrado Público (1)	63,28
Valores Pendientes (2)	0,00
Planes de Financiamiento (3)	0,00
TOTAL SECTOR ELÉCTRICO (1+2+3)	63,28

Mensajes