



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

Tecnológico Nacional de México

**Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico**

Tesis de Maestría

**Sistema aislado de paneles solares para la
extracción de agua en pozos semiprofundos
presentada por**

Ing. Erick Galicia Vargas

como requisito para la obtención del grado de
**Maestro en Ciencias en Ingeniería
Electrónica**

Director de tesis

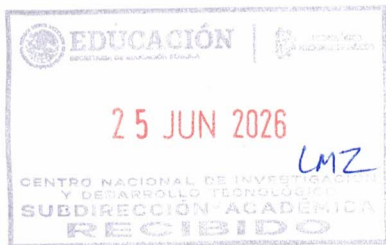
Mtro. Alfredo González Ortega

Codirector de tesis

Dr. Jesús Aguayo Alquicira

Cuernavaca, Morelos, México. Junio de 2026.

Tecnológico Nacional de México



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Departamento de Ingeniería Electrónica

Cuernavaca, Mor; 17/junio/2026

Oficio No. DIE/0142/2026

Asunto: Aceptación de documentos.

DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del C. ERICK GALICIA VARGAS, con número de control **M24CE068** de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado "SISTEMA AISLADO PARA LA EXTRACCIÓN DE AGUA EN POZOS SEMIPROFUNDOS", y hemos encontrado que se han realizado todas las correcciones y observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.

DIRECTOR DE TESIS

MC. Alfredo González Ortega
Maestro en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 5695647

CODIRECTOR DE TESIS

Dr. Jesús Aguayo Alquicira
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 4706315

REVISOR 1

Dr. Mario Ponce Silva
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 3516427

REVISOR 2

Dra. Susana Estefany De León Aldaco
Doctora en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 10458245

C.c.p. Mtra. Verónica Sotelo Boyas. Jefa del Departamento de Servicios Escolares

Estudiant JGM/bm



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

22 JUN 2026

CENTRO NACIONAL DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO
SERVICIO DE TESIS

RECIBIDO

cenidet
Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico



2026
año de
Margarita
Maza

Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira,
C.P. 62490, Cuernavaca, Morelos Tel. 01 (777) 3627770, ext. 2225.
e-mail: die@cenidet.tecnm.mx | cenidet.tecnm.mx



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Subdirección Académica

Cuernavaca Mor, **25/junio/2026**

Oficio No. SAC/181/2026

Asunto: Autorización de impresión de tesis

ERICK GALICIA VARGAS
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
P R E S E N T E

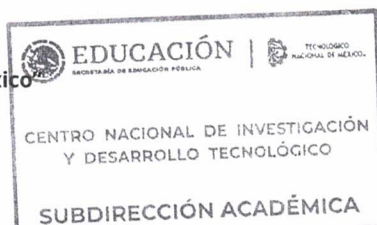
Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **"SISTEMA AISLADO PARA LA EXTRACCIÓN DE AGUA EN POZOS SEMIPROFUNDOS"**, ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica®

"Conocimiento y Tecnología al servicio de México"



CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO

c.c.p. Departamento de Ingeniería Electrónica
Departamento de Servicios Escolares

CMAZ/lmz



2026
año de
Margarita Maza

cenidet
Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico



Dedicatorias

A Dios

Por otorgarme la sabiduría necesaria para tomar las decisiones que me han conducido a este momento. Agradezco cada prueba y cada solución en mi camino, las cuales han forjado en mí no solo a un maestro en conocimientos técnicos, sino a un ser humano enriquecido por las lecciones de vida y las relaciones formadas en este trayecto.

A mi madre, Verónica Guadalupe Vargas Tapia

Por su amor inmenso e incondicional, manifestado en acciones que me motivan a superarme cada día y a convertirme en la persona que aspiro ser.

A mi padre, José Heriberto Galicia Mondragón

Por su cariño y por mantener siempre un oído dispuesto a escucharme, incluso cuando la complejidad de mis relatos superaba la familiaridad con los temas tratados.

A mi hermana, Brenda Yoalli Galicia Vargas

Por su afecto y por esas conversaciones que me ayudan a mantener los pies en la tierra, permitiéndome actuar siempre con mayor claridad y templanza.

A mi novia, Fernanda Cárdenas

Por enriquecer mi vida con su compañía. En estos dos años hemos alcanzado metas y proyectos, tanto personales como conjuntos, que fortalecen nuestro amor. Te agradezco por estar por que el amor es más que dar también hay que quedarse.

Dedicatorias

A mi asesor, **el Mtro. Alfredo González Ortega** y a mi codirector **Dr. Jesús Aguayo Alquicira**, por todos los conocimientos que compartieron conmigo y por el apoyo tanto dentro del área de conocimientos como los consejos personales que tuve el privilegio de lograr seguir.

A mis revisores, la **Dra. Susana Estefany de León Aldaco** y el **Dr. Mario Ponce Silva**, por el apoyo al momento de crear la tesis con los valiosos aportes, correcciones dadas y la confianza otorgada para consultar mis dudas con ellos.

A mis profesores, **Dr. Abraham Claudio**, **Dra. Mónica Borunda Pacheco**, **Dr. Gerardo Vela** y **Dr. Jesús Darío Mina Antonio** por sus consejos, aportaciones y correcciones a nivel técnico.

A mis compañeros de generación, Yurika, Hugo, Uriel, Moisés, Dara, Nilbert, Marifer, Joaquín, Alejandro, Vianey, y Daniel. Por el tiempo que compartimos y la amistad que me han brindado tanto dentro del plantel como afuera de este.

A mis amigos más cercanos: Diana Padilla Hernández, Emiliano Vázquez, Oscar López Campero, Ulises Sales Mota y René Hernández. Por su invaluable amistad y por transformar cada etapa de este camino en una experiencia compartida y llena de alegría. Gracias por hacer que el trayecto de la vida sea, además de un aprendizaje, un recorrido divertido.

Al Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET), por brindarme la oportunidad de crecer profesionalmente.

A la Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación del Gobierno de México (SECIHTI), por la beca otorgada durante dos años de mi maestría.

A mi personaje favorito de la ficción, Asta de Hage (Black Clover). Por ser un recordatorio constante de la importancia de la resiliencia. Su historia me ha enseñado que el origen o las circunstancias actuales no definen el destino; con esfuerzo y trabajo duro se puede alcanzar cualquier meta. Llevo conmigo su grito característico "mi magia es nunca rendirme" y el compromiso de superar mis límites.

Resumen

La presente tesis aborda el diseño y evaluación de un sistema aislado de bombeo fotovoltaico para la extracción de agua en pozos semiprofundos, orientado específicamente a satisfacer las necesidades del sector agrícola en comunidades rurales sin acceso a la red eléctrica. Esta carencia representa un desafío crítico, ya que los altos costos de extensión de la red convencional resultan financieramente inviables para muchos productores, como se demuestra en el caso de estudio analizado.

A través de un análisis del estado del arte, se identificaron las tendencias en componentes, factores de dimensionamiento y variables económicas que impactan tanto la inversión inicial como los costos operativos. Se observó que los procesos estructurados de dimensionamiento actuales suelen presentar limitaciones al ser llevados a la práctica; por ello, este trabajo propone una metodología robusta para la selección de componentes.

Dicha propuesta fue validada mediante el software PVsyst, donde los análisis técnicos y económicos permitieron contrastar el dimensionamiento teórico con resultados de simulación. Ambos respaldaron la implementación en el caso de estudio, evidenciando beneficios socioeconómicos que promueven la replicabilidad y el uso de estos sistemas bajo el enfoque estructurado desarrollado en esta investigación.

Abstract

This thesis addresses the design and evaluation of a standalone photovoltaic pumping system for water extraction in semi-deep wells, specifically aimed at meeting the needs of the agricultural sector in rural communities without access to the electrical grid. This lack of infrastructure presents a critical challenge, as the high costs of conventional grid extension are often financially unfeasible for small-scale producers, as demonstrated in the case study analyzed.

Through a comprehensive state-of-the-art review, trends in components, sizing factors, and economic variables influencing both initial investment and operating costs were identified. It was observed that current structured sizing processes often fall short when applied to real-world conditions; therefore, this work proposes a robust methodology for component selection.

This proposal was validated using PVsyst software, where technical and economic analyses allowed for a comparison between theoretical sizing and simulation results. Both approaches supported the implementation in the case study, highlighting socioeconomic benefits that promote the replicability and adoption of these systems following the structured framework developed in this research.

Índice

Resumen	iii
Abstract	iv
Capítulo 1 Introducción.	1
1.1 Antecedentes.	1
1.2 Problema	1
1.3 Pospuesta solución	3
1.4 Justificación	4
1.5 Aporte	5
1.6 Objetivos.	6
1.6.1 Objetivo general:	6
1.6.2 Objetivos específicos:	6
1.7 Alcances	6
1.8 Organización del documento	7
Capítulo 2 Marco teórico	8
2.1 Fundamentos de la energía solar	8
2.1.1 El efecto fotovoltaico	8
2.1.2 Tipos de paneles solares	10
2.1.3 Ángulo e inclinación	11
2.1.4 Vida útil y degradación de paneles solares	13
2.1.5 Conexiones de los paneles solares	13
2.2 Componentes de un sistema fotovoltaico	16
2.3 Sistemas autónomos off-grid	18
2.4 Sistemas de bombeo solar	19
2.4.1 Parámetros en los sistemas de bombeo	20
2.5 Tipos de bomba	22
2.6 Parámetros económicos.	23
Capítulo 3 Estado del arte	25
3.1 Artículos encontrados en la literatura	25
3.2 Resultados del estado del arte	27
3.2.1 Topologías y agrovoltaicos (Exploración)	27
3.2.2 Componentes en tendencia	29
3.2.3 Implicaciones de los componentes	31
3.2.4 Análisis de parámetros económicos y viabilidad	33
3.2.5 Metodología encontrada	34
Capítulo 4 Caso de estudio	36
4.1 Metodología base	36
4.1.1 Elección del sitio (paso 1)	36
4.1.2 Elección del cultivo (paso 2)	40
4.1.3 Cálculo de necesidades hídricas (paso 3)	41

4.1.4 Determinación de la potencia de la bomba (paso 4)	47
4.1.5 Cálculo de energía requerida (paso 5)	48
4.2 Extensión de la metodología (paso 6).	50
4.2.1 Aplicación de la extensión de la metodología (selección de componentes).	51
4.3 Dimensionamiento final del sistema.....	57
4.3.1 Estudio financiero.....	58
4.3.2 Comprobación técnica (Simulación).	63
Capítulo 5 Resultados y conclusiones.	69
5.1 Resultados técnicos y económicos	69
5.2 Construcción del sistema.	74
5.3 Conclusiones.....	78
Anexos	81
Anexo 1 gráficas climatológicas.....	81
Anexo 2 Resultados de las interacciones de CropWat para el segundo ciclo de cultivo	82
Anexo 3 Cotización con proveedores externos.	83
Anexo 4 Códigos de los algoritmos.....	84
Anexo 5 Fichas técnicas de los componentes.	90
Anexo 6. Reporte de PVsyst	91
Referencias.	94

Índice de figuras

Figura 1 Mapa de irradiación solar tomado de [4].	4
Figura 2 Delimitación de temas para el caso de estudio.	6
Figura 3 Esquema de la constitución de panel solar.	9
Figura 4 Estructura del panel solar.	9
Figura 5 Efecto fotovoltaico en acción.	10
Figura 6 Tipos de paneles en el mercado.	10
Figura 7 Azimut respecto a la ubicación.	11
Figura 8 Representación del ángulo de inclinación (β) y su ajuste óptimo según la posición del sol en distintas estaciones del año, medido respecto al plano horizontal.	12
Figura 9 Campana solar.	14
Figura 10 Curvas características Corriente-Voltaje (I-V) a distintas irradiancias basadas en [4]	14
Figura 11 Esquema de conexiones en serie y paralelo para arreglos fotovoltaicos.	15
Figura 12 Esquema general de sistema fotovoltaico	16
Figura 13 Esquema del proceso de carga y transferencia iónica en el sistema fotovoltaico.	17
Figura 14 Ejemplificación de un sistema off-grid lejano a la red	19
Figura 15 Representación del efecto de la aceleración de la gravedad sobre un cuerpo.	20
Figura 16 Componentes de la altura geométrica y niveles en un sistema de bombeo en pozo.	21
Figura 17 Metodología de cuatro etapas para la selección y filtrado de literatura científica.	25
Figura 18 Distribución porcentual del uso de los paneles solares en sistemas de bombeo aislados.	30
Figura 19 Predominio tecnológico de bombas sumergibles en la literatura científica.	30
Figura 20 Estructura metodológica predominante para el diseño de sistemas de bombeo aislados.	34
Figura 21 Distribución horaria de la radiación solar en el caso de estudio.	38
Figura 22 Dimensiones geométricas y nivel dinámico del pozo del caso de estudio.	39
Figura 23 Precipitación del caso de estudio del año 2022.	43
Figura 24 Demanda hídrica total.	47
Figura 25 Metodología propuesta para la selección de componentes del sistema de bombeo.	50
Figura 26 Pico de corriente al arranque de la Bomba Hyundai 1 HP	54
Figura 27 Esquema del sistema de bombeo del caso de estudio. Creación propia mejorada con IA.	57
Figura 28 Algoritmo de parámetros económicos del sistema de bombeo	59
Figura 29 Algoritmo de extensión de red del caso de estudio.	60
Figura 30 Protocolo de pruebas basado en [89]	64
Figura 31 Diagrama de pérdidas del simulador.	70
Figura 32 Producciones normalizadas	72
Figura 33 Sistema de paneles.	75
Figura 34 Componentes resguardados en la caja de seguridad.	75
Figura 35 Cisterna en el caso de estudio.	76
Figura 36 Análisis de voltaje en la bomba: a) Medición física en campo; b) Captura de señal con osciloscopio.	77
Figura 37 Monitoreo del banco de baterías: a) Medición de voltaje en bornes; b) Estabilidad de la señal en el osciloscopio.	77
Figura 38 Potencia del inversor.	78
Figura 39 Temperatura ambiente histórica promedio del caso de estudio para el año 2022.	81
Figura 40 Humedad relativa promedio mensual del caso de estudio.	81
Figura 41 Velocidad del viento del caso de estudio.	81
Figura 42 Insolación solar promedio mensual del caso de estudio	81
Figura 43 Interacción del ciclo de septiembre	82
Figura 44 Interacción del ciclo de octubre	82
Figura 45 Interacción del ciclo de noviembre	82
Figura 46 Cotización hecha con tecnología solar sustentable realizada el 8 de septiembre de 2025.	83
Figura 47 Dimensionamiento de plomería para el caso de estudio	83
Figura 48 Ficha técnica del panel solar del caso de estudio.	90
Figura 49 Curvas de modelo de bomba Hyundai 1 Hp caso de estudio 1000 G	90
Figura 50 Ficha del tanque Disomex	90

Índice de tablas

Tabla 1 Costos de extensión de red por kilómetro.	2
Tabla 2 Criterios en la selección del ángulo de inclinación (β) adecuada según la temporalidad a base de [20].	12
Tabla 3 Topología de los sistemas de bombeo.	27
Tabla 4 Enfoques y beneficios de la integración agrovoltaico.	28
Tabla 5 Ventajas de las baterías de ION-LITIO	29
Tabla 6 Componentes en tendencia de los sistemas solares.	31
Tabla 7 Estrategias de almacenamiento hídrico identificadas	32
Tabla 8 parámetros económicos y criterios de viabilidad reportada.	33
Tabla 9 Precios de sistemas de bombeo reportados en la literatura.	36
Tabla 10 Radiación solar promedio anual del caso de estudio para el año 2022.	37
Tabla 11 Ángulos de inclinación calculados según las condiciones del sitio.	39
Tabla 12 Principales cultivos agrícolas y su relevancia productiva en el área de estudio.	41
Tabla 13 Datos climatológicos/Meteorológicos del caso de estudio	42
Tabla 14 Fechas recomendadas por INIFAP para iniciar el ciclo de cultivo del maíz forrajero, información extraída de [79].	44
Tabla 15 Parámetros físicos y agronómicos del maíz forrajero según FAO-56.	44
Tabla 16 Caracterización del estudio.	44
Tabla 17 Necesidades hídricas y requerimientos de riego mensuales.	45
Tabla 18 Interacciones del software.	47
Tabla 19 Métodos para calcular el caudal.	48
Tabla 20 Balance hídrico diario y autonomía para un depósito de 12 m ³	52
Tabla 21 Comparativa de costos comerciales para tanques de almacenamiento de 12 m ³	52
Tabla 22 Bombas comerciales de 1 Hp.	53
Tabla 23 Baterías de 12 V con 200 Ah	55
Tabla 24 Inversores compatibles con la bomba.	56
Tabla 25 Paneles comerciales de 150 W.	57
Tabla 26 Dimensionamiento y precios del sistema de bombeo del caso de estudio.	58
Tabla 27 Precios normalizados.	61
Tabla 28 Incremento permitido de cada componente.	62
Tabla 29 Comparativa de softwares especializados para simulación de sistemas solares precios revisados PVsyst [86], Matlab [87], Homer pro [88].	63
Tabla 30 Pérdidas por accesorios	66
Tabla 31 Salidas técnicas del simulador.	69
Tabla 32 Resumen de pérdida consideradas	71
Tabla 33 Análisis mensual.	72
Tabla 34 Salidas económicas del sistema según simulador.	73
Tabla 35 Comparaciones de dimensionamientos económicos.	73

Lista de acrónimos

AAC — All Aluminum Conductor
ADT — Altura Dinámica Total
TDH — Total Dynamic Head
CA — Corriente Alterna
CD — Corriente Directa
CAPEX — Capital Expenditure (Inversión Inicial)
CENIDET — Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
CFE — Comisión Federal de Electricidad
CO₂ — Dióxido de Carbono
DoD — Depth of Discharge (Profundidad de Descarga)
Et — Energía producida anualmente
FV — Fotovoltaico
HP — Horse Power / Caballo de Fuerza
IEEE — Institute of Electrical and Electronics Engineers
INEGI — Instituto Nacional de Estadística y Geografía
ISc — Corriente de Cortocircuito
I-V — Corriente-Voltaje
kV — Kilovolt
kWh — Kilowatt-hora
LCOE — Levelized Cost of Energy
Li-ion — Ion-Litio
LiFePO₄ — Fosfato de hierro y litio
MDPI — Multidisciplinary Digital Publishing Institute
MXN — Peso Mexicano
ODS — Objetivos de Desarrollo Sostenible
OPEX — Operational Expenditure (Costos Operativos)
PF — Paneles Fotovoltaicos
PMax — Potencia Máxima
poli-Si — Policristalino
mono-Si — Monocristalino
PVsyst — Software de simulación fotovoltaica
Q — Caudal
ROI — Return on Investment
SECIHTI — Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación
SERS — Sistemas Energéticos Rurales Sustentables
Si — Silicio
SiO₂ — Dióxido de Silicio
STC — Standard Test Conditions
TIR — Tasa Interna de Retorno
VAN — Valor Actual Neto
Voc — Voltaje de Circuito Abierto
VSD — Variable Speed Drive (Variador de Velocidad)
 η — Eficiencia
 ρ — Densidad del agua
 α — Ángulo azimut
 β — Ángulo de inclinación

Capítulo 1 Introducción.

1.1 Antecedentes.

Actualmente, el acceso a la energía eléctrica no es universal. En 2019, datos globales reportaron que **760.89 millones de personas** carecían de este servicio [\[1\]](#). Al centrar el análisis en el territorio mexicano, el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), en su censo de 2020, informó que **1.2 millones de mexicanos** no contaban con este recurso, lo que representa aproximadamente el **1% de la población nacional** [\[2\]](#). Las comunidades rurales son las más afectadas por esta carencia. Estas poblaciones dependen mayoritariamente de la agricultura como principal fuente de sustento económico y alimentario; sin embargo, el desarrollo de esta actividad requiere energía eléctrica para operar los sistemas de bombeo encargados de suministrar agua a los cultivos.

Ante estas limitaciones, los sistemas de bombeo solar fotovoltaico han sido propuestos desde hace varios años como una alternativa viable para el suministro energético en aplicaciones de extracción de agua en zonas rurales. Un ejemplo temprano es la tesis desarrollada en 2009, en la cual se logró el dimensionamiento de un sistema de bombeo fotovoltaico de baja capacidad, con potencias comprendidas entre 1/3 y 1 HP [\[3\]](#).

En años más recientes, la tesis de maestría desarrollada por **Luis Mauricio Carrillo** aborda el dimensionamiento de sistemas de mayor capacidad, incluyendo la simulación de un motor de 10 HP para el bombeo de agua, así como la implementación física de sistemas capaces de alimentar **bombas de 1 HP y 3 HP** [\[4\]](#). Estos estudios reflejan la evolución de los sistemas de bombeo fotovoltaico, evidenciando su incremento en capacidad y su adaptación a distintas necesidades de operación en el sector agrícola.

No obstante, a pesar de los avances tecnológicos, la implementación de estos sistemas enfrenta desafíos críticos en su dimensionamiento. Actualmente, la solución convencional sigue siendo la extensión de la red eléctrica; sin embargo, las políticas de expansión de los organismos reguladores imponen restricciones de proximidad que limitan el acceso a este recurso, dejando en condiciones de vulnerabilidad energética a los productores en zonas remotas.

1.2 Planteamiento del problema.

Este escenario se traduce en un obstáculo estructural para el desarrollo agrícola, ya que la solución convencional suele ser la extensión de la red eléctrica por parte de la **Comisión Federal de Electricidad** (CFE). No obstante, la normativa técnica de dicha institución establece que, para que la extensión se realice sin costo para el solicitante, el punto de carga debe ubicarse a una distancia máxima de 50 metros de la infraestructura existente. En las zonas rurales dispersas, donde las unidades de producción suelen exceder este límite, el usuario se ve obligado a absorber la totalidad de los costos de la obra, los cuales escalan de manera proporcional a la distancia del tendido eléctrico y la complejidad de la instalación [5].

La CFE proporciona reportes con estimaciones de configuraciones básicas para la extensión de red; estas consisten en **conexiones monofásicas** (una fase más un neutro), en la **Tabla 1** se detallan dos variantes técnicas: la **Configuración A** que utiliza un conductor de menor calibre de 1/0 AAC (All Aluminum Conductor), mientras que la **Configuración B** emplea un calibre mayor de 3/0 AAC. Esta variable no afecta solo las propiedades físicas de la instalación, sino que genera variaciones en los costos que deben ser absorbidos por el usuario, sin considerar mano de obra o permisos de construcción [6].

Parámetro	Configuración A	Configuración B
Descripción técnica		
Tipo de sistema	Monofásico (1 fase + neutro)	Monofásico (1 fase + neutro)
Conductores por fase	1 conductor	1 conductor
Calibre del cable	1/0 AAC (≈53.5 mm²)	3/0 AAC (≈85.0 mm²)
Voltaje nominal	13 kV	13 kV
Costos (MXN/km)		
Materiales	\$193,620.26	\$208,409.34
Instalación	\$86,680.85	\$86,680.85
Diseño	\$15,738.52	\$15,738.52
Supervisión	\$4,784.19	\$4,784.19
Costo Total (MXN/km)	\$300,823.82	\$315,612.90

Tabla 1 Costos de extensión de red por kilómetro.

Los costos previstos imposibilitan que comunidades o agricultores pequeños cuenten con la posibilidad de riego para sus parcelas. Por ello, la integración de sistemas de bombeo fotovoltaico no se plantea únicamente como una mejora tecnológica, sino como una estrategia de soberanía hídrica que permite dar soluciones accesibles a los agricultores. Bajo este esquema, los productores alcanzan la autonomía energética mediante sistemas aislados, cuya generación eléctrica puede aprovecharse en diversas aplicaciones, siendo el bombeo de agua la más crítica para el desarrollo rural.

1.3 Propuesta de solución

La energía generada puede emplearse para diversos propósitos y cargas, ya sea en **corriente directa** (CD) o **corriente alterna** (CA). Esta versatilidad permite alimentar sistemas de iluminación, señalización, equipos eléctricos y, fundamentalmente, sistemas de bombeo de agua, los cuales resultan ser los más críticos para las actividades agrícolas. Dichas aplicaciones se alinean con los parámetros de los Sistemas Energéticos Rurales Sustentables (SERS), los cuales promueven: (1) la priorización del acceso a la energía para mejorar el bienestar colectivo; (2) la preponderancia de proyectos de energía renovable a pequeña escala con tecnología preferentemente nacional; y (3) la gestión comunitaria o cooperativa, orientada a la preservación de los recursos naturales y a la permanencia de los beneficios en la localidad [\[7\]](#).

Asimismo, los sistemas de bombeo rural representan una alternativa autónoma y viable que reduce la dependencia de combustibles fósiles mediante el aprovechamiento del recurso solar, abundante en las zonas rurales. Estas características los vinculan directamente con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), específicamente con el Objetivo 7 (Energía asequible y no contaminante), al fomentar el acceso a fuentes limpias, y con el Objetivo 11 (Ciudades y comunidades sostenibles), al fortalecer la resiliencia hídrica y la capacidad productiva de los asentamientos rurales [\[8\]](#).

Bajo esta perspectiva y considerando las ventajas operativas de los sistemas de bombeo, surge la necesidad de desarrollar una metodología que permita el dimensionamiento técnico-económico de sistemas de bombeo fotovoltaico, integrando una selección precisa de componentes comerciales y analizando su interacción sistémica.

Por consiguiente, el presente trabajo tiene como objetivo diseñar y evaluar un sistema aislado de bombeo fotovoltaico para la extracción de agua en pozos semiprofundos, analizando su viabilidad técnica y económica bajo condiciones reales de operación. Asimismo, se plantea una extensión de la metodología de diseño que facilite la replicabilidad del sistema en zonas con características similares, contribuyendo así al desarrollo de soluciones sostenibles para el sector agrícola en comunidades rurales.

1.4 Justificación

México está ubicado en el cinturón solar de la tierra como se aprecia en la **Figura 1**. Aproximadamente el 70% del territorio mexicano posee niveles de irradiación superiores a los 4.5 kWh/m²/día. Esta condición geográfica posiciona al país con un potencial técnico excepcional para la generación masiva de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica [\[4\]](#).



Figura 1 Mapa de irradiación solar tomado de [\[4\]](#).

Este abundante recurso convierte a la tecnología fotovoltaica en la solución técnica más adecuada para mitigar la brecha de la falta de electricidad en el sector rural o en las zonas aisladas debido a que se encuentra disponible en todo el país. Al aprovechar este potencial, es posible implementar sistemas de bombeo que operen de manera independiente a la red convencional, eliminando los costos de facturación y mantenimiento de infraestructura externa.

El impacto social de estos sistemas aislados autónomos, adaptados para pozos semiprofundos con componentes accesibles, tiene el potencial de transformar la vida de personas que habitan en zonas rurales sin servicio básico, mejorando así su bienestar a través de los siguientes aportes:

- Mejora del acceso al agua y a la producción agrícola: El acceso constante al agua potable permite el riego continuo y la diversificación de cultivos, fortaleciendo la economía local y reduciendo la migración forzada [\[9\]](#).
- Fomento de energías limpias: Disminuye la dependencia de combustibles fósiles, reduce emisiones de CO₂ y promueve prácticas ambientales responsables [\[9\]](#).
- Sustentabilidad y desarrollo comunitario: El suministro estable de agua no solo beneficia la agricultura, sino también la ganadería, la piscicultura y emprendimientos locales,

promoviendo el autoempleo [\[10\]](#).

- Seguridad alimentaria: Asegura la producción agrícola incluso en temporada seca, mejorando la disponibilidad de alimentos durante todo el año [\[11\]](#).

Sin embargo, para que estos beneficios sociales y ambientales se manifiesten a gran escala, es fundamental contar con herramientas de ingeniería que faciliten el dimensionamiento en diferentes entornos. Bajo este contexto, la validación y creación de metodologías sistemáticas permiten estandarizar los criterios de selección de componentes comerciales y optimizar el diseño técnico-económico de los sistemas. Esto no solo reduce la incertidumbre en la inversión inicial, sino que asegura una adopción tecnológica exitosa por parte de agricultores y organismos de desarrollo rural. De esta manera, se fomenta la replicabilidad de estas soluciones en diversos escenarios geográficos, promoviendo el uso masivo de la energía solar como un motor de transformación para el campo mexicano.

1.5 Aportes

Uno de los principales aportes de este proyecto consiste en la validación y extensión de la metodología identificada en el estado del arte. Al aplicar dichos modelos teóricos, se detectaron limitaciones significativas en cuanto a la selección de componentes comerciales, lo que motivó la creación de una metodología complementaria para el dimensionamiento de sistemas de bombeo solar en zonas aisladas. Este enfoque ofrece criterios técnicos y económicos específicos para la elección adecuada de cada componente, manteniendo el rigor metodológico y asegurando la viabilidad operativa del sistema.

La relevancia de este aporte se materializa a través de un caso de estudio real en la Mixteca Poblana, donde la puesta en marcha del prototipo permitió validar operativamente las ventajas de autonomía hídrica y energética identificadas previamente. Al promover el uso de fuentes renovables, este trabajo no solo facilita la transición energética en el sector agrícola, sino que contribuye activamente a reducir la dependencia de combustibles fósiles.

1.6 Objetivos.

1.6.1 Objetivo general:

Diseñar un sistema aislado de paneles fotovoltaicos (PF) para extraer agua en pozos semiprofundos en comunidades rurales sin acceso a la red eléctrica.

1.6.2 Objetivos específicos:

1. Estudiar las características técnicas, climáticas y de la zona geográfica para el diseño.
2. Diseño del sistema fotovoltaico para bombeo, asegurando su viabilidad técnica.
3. Verificar su funcionamiento mediante una simulación, considerando el uso de componentes comerciales accesibles, y evaluar la viabilidad económica del sistema utilizando software especializado, asegurando un periodo de recuperación de inversión menor a 5 años.
4. Dimensionamiento y puesta en marcha del sistema de bombeo agrícola.

1.7 Alcances

La delimitación de los temas del caso de estudio se basó en un esquema piramidal de cuatro niveles, organizados de lo general a lo particular, que permitió estructurar de manera jerárquica los aspectos relevantes para el análisis del sistema de bombeo aislado, véase en la **Figura 2**.

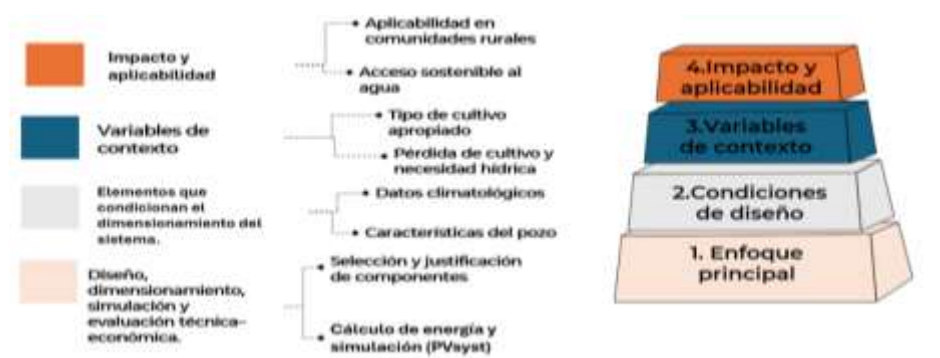


Figura 2 Delimitación de temas para el caso de estudio.

El primer nivel es el enfoque principal: el diseño y selección de componentes del sistema de bombeo aislado. En este nivel se agrupan los elementos fundamentales que definen la naturaleza del sistema, como la selección de la bomba, los paneles fotovoltaicos, el controlador y las estructuras de soporte, así como los criterios técnicos que guían su elección.

En el segundo nivel se abordan las condiciones de diseño que comprenden los factores técnicos para el dimensionamiento y operación del sistema de bombeo tales como los datos climáticos del caso de estudio, junto con las características del pozo (fuente de agua) lo que permite ver la capacidad y las limitaciones del sistema propuesto.

El tercer nivel corresponde a las variables de contexto. En este nivel se encuentra la selección del cultivo adecuado para la zona considerando el tipo de suelo disponible y la popularidad del cultivo en la región.

En el **cuarto nivel** se aborda el impacto y la aplicabilidad, no obstante, en esta delimitación temática, este nivel se dejó únicamente referenciado, sin desarrollarse en profundidad dentro del alcance del estudio, reconociendo su relevancia como proyección del trabajo sin formar parte central del análisis realizado.

1.8 Organización del documento

La estructura del presente documento está diseñada para facilitar la ubicación de los temas y el flujo de la lectura. En el **Capítulo 1**, se introduce la situación del acceso a la energía a nivel mundial y nacional, resaltando a los sectores afectados por esta problemática junto a las propuestas de solución existentes; asimismo, se analiza la problemática asociada al dimensionamiento de sistemas solares. En el **Capítulo 2**, se exponen los fundamentos teóricos que sustentan el desarrollo del proyecto, mientras que en el **Capítulo 3** se aborda el Estado del Arte, detallando la metodología empleada para su revisión y los hallazgos más relevantes dentro de la investigación científica actual. Por su parte, en el **Capítulo 4** se desarrolla el caso de estudio, partiendo desde el dimensionamiento básico hasta la creación de una extensión de la metodología para la selección de componentes comerciales, incluyendo un análisis económico y comparativo frente a otras alternativas de suministro. Finalmente, en el **Capítulo 5** se presentan y discuten los resultados obtenidos, para posteriormente exponer las conclusiones del estudio, los anexos y la bibliografía consultada.

Capítulo 2 Marco teórico

En este capítulo se presentan los fundamentos teóricos y técnicos esenciales para la comprensión integral de los sistemas de bombeo fotovoltaico desarrollados en este proyecto. Con el objetivo de mantener un rigor científico sin incurrir en extensiones innecesarias, la exposición se estructura de manera deductiva, partiendo de los principios generales hasta llegar a las aplicaciones específicas.

Inicialmente, se abordan los conceptos fundamentales de la energía solar fotovoltaica y los componentes que integran un sistema de generación. Posteriormente, se analizan los parámetros de diseño específicos para sistemas aislados (off-grid) y su aplicación en el sector agrícola. En esta sección, se profundiza en la caracterización de los sistemas de bombeo, detallando los criterios de selección para los diversos tipos de bombas comerciales según las necesidades hídricas. Finalmente, se establecen los indicadores económicos y factores financieros que determinan la viabilidad y el retorno de la inversión de esta tecnología en el contexto rural.

2.1 Fundamentos de la energía solar

La energía solar pertenece a las energías renovables, las cuales se caracterizan por sus bajas emisiones de **CO₂** y por provenir de fuentes consideradas ilimitadas [\[12\]](#). Dentro de estas energías se encuentran variantes como la del **viento** (eólica), el **agua** (hidroeléctrica y mareomotriz), la **tierra** (geotérmica) y la **solar** (fotovoltaica) [\[13\]](#). No obstante, para los fines presentes de la investigación el enfoque se centra exclusivamente en la **energía solar fotovoltaica**, la cual permite la conversión directa de la **irradiación solar** en electricidad mediante un fenómeno físico que se detalla a continuación.

2.1.1 El efecto fotovoltaico

El principio de funcionamiento de una celda solar se basa en el **efecto fotovoltaico**. Este consiste en la conversión directa de energía lumínica en energía eléctrica [\[13\]](#). La agrupación de estas celdas, conectadas entre sí, constituye un módulo o panel fotovoltaico, tal como se ilustra en la **Figura 3**.

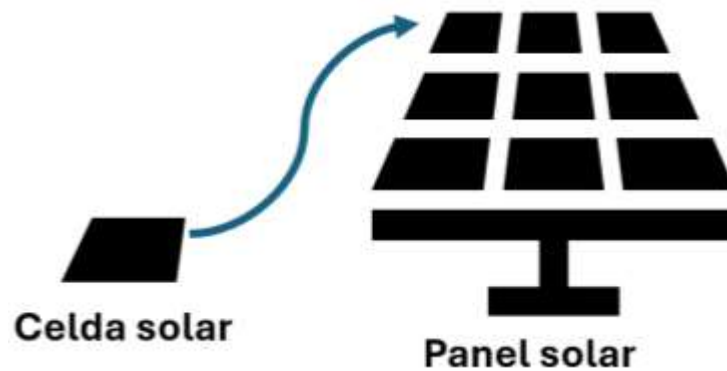


Figura 3 Esquema de la constitución de panel solar.

Este fenómeno físico considera que las partículas de luz provenientes del sol denominadas **fotones**, colisionan con el material semiconductor (panel solar), cuyo material principal es el silicio (Si), cuya elección se basa en la alta disponibilidad global, su estabilidad química y la madurez en los procesos industriales de su fabricación [14]. Como se observa en la **Figura 4**, la estructura interna de la celda se constituye por tres regiones fundamentales: **la región P**, **la banda de valencia** y **la región N**.

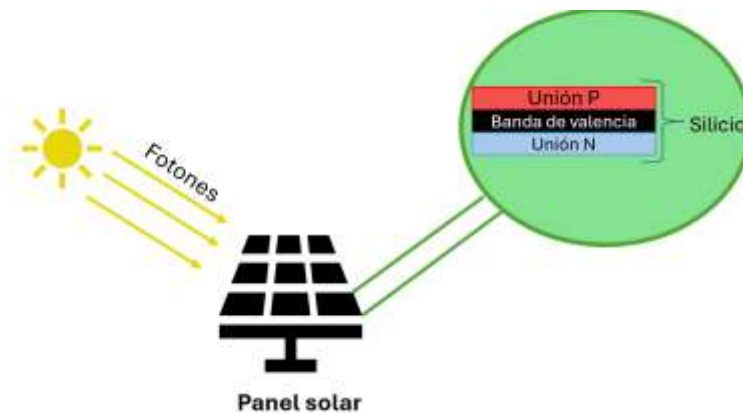


Figura 4 Estructura del panel solar

Cuando los fotones impactan la superficie de la celda, transfieren su energía a los electrones ubicados en la **región P**. Al alcanzar una intensidad energética suficiente, los electrones adquieren la capacidad de superar la banda de valencia y desplazarse hacia la **región N**, creando así una diferencia de potencial o voltaje [15]. Al cerrar el circuito con una carga externa, se origina un flujo constante de electrones que **genera corriente directa (CD)**, proceso que se ilustra en la **Figura 5**.

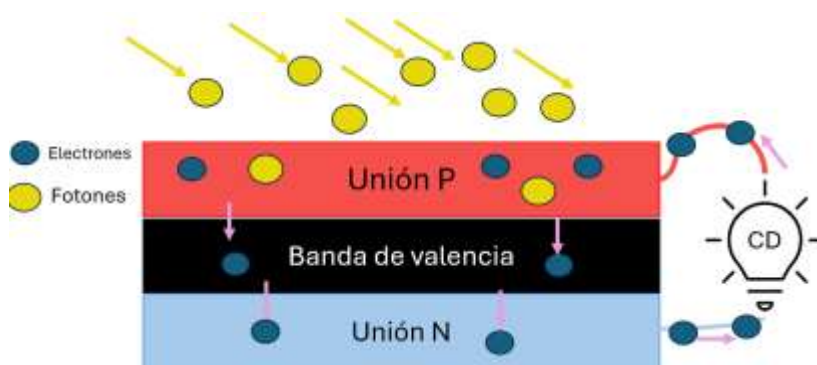


Figura 5 Efecto fotovoltaico en acción.

La eficiencia de generación eléctrica depende de la irradiación solar incidente (**intensidad**), la temperatura de operación y las propiedades físicas internas del panel solar (semiconductor) [16]. Estas últimas están estrechamente ligadas al proceso de fabricación del panel, el cual se describe a continuación.

2.1.2 Tipos de paneles solares

Como se menciona anteriormente, las celdas y por ende los paneles solares se constituyen a través de la materia de **Si**, su materia prima es la arena de cuarzo (SiO_2). Esta pasa por un proceso de purificación para obtener la forma más pura del material. La purificación se realiza mediante tratamientos térmicos (hornos) y químicos para obtener silicio apto para aplicaciones fotovoltaicas [14]. Este proceso forma lingotes de silicio los cuales se cortan; dependiendo de este corte se define el tipo de panel solar estos tienen características físicas fáciles de identificar como se observa en la **Figura 6** y se explica a continuación:

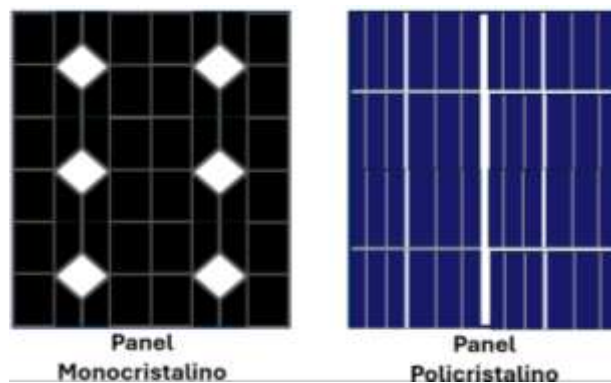


Figura 6 Tipos de paneles en el mercado.

- **Paneles Monocristalinos** (mono-Si): Se fabrican a partir de un único cristal de silicio de alta pureza. Se identifican físicamente por su color oscuro homogéneo y sus celdas con esquinas recortadas (que generan los espacios claros entre celdas). Debido a su complejo proceso de

obtención, presentan eficiencias comerciales de entre el 18% al 22% [17]. Dado su alto rendimiento y la dificultad de su fabricación, suelen tener costos elevados en el mercado.

- **Paneles Policristalinos** (poli-Si): A diferencia del anterior, se caracteriza por estar formado por diversos cristales de silicio fundidos y moldeados en un bloque. Visualmente presenta un color azul con patrones granulares. Ofrecen una eficiencia moderada entre 15% y 18% [18], su ventaja es un menor precio; esta ventaja lo hace atractivo para regiones en las cuales el espacio no sea una limitante o se encuentre en zonas donde los paneles puedan dañarse [19].

2.1.3 Ángulo e inclinación

Para maximizar la captación de irradiación solar y garantizar la generación de energía, es fundamental una correcta disposición de los paneles solares, en esta se debe considerar la geometría solar del sitio [20]. Esta disposición se define a través de dos parámetros:

1. Ángulo Azimut (α):

Este parámetro define la dirección horizontal hacia la cual deben orientarse los paneles solares, medida en grados respecto a un punto de referencia cardinal, como se ilustra en la **Figura 7**, en el hemisferio norte, la orientación óptima para maximizar la captación solar durante el día es hacia el Sur ($\alpha = 0^\circ$) [20]. Esta disposición asegura que los módulos se alineen con el punto de mayor irradiancia, este ocurre durante el mediodía solar, permitiendo aprovechar de manera eficiente el recorrido del sol.

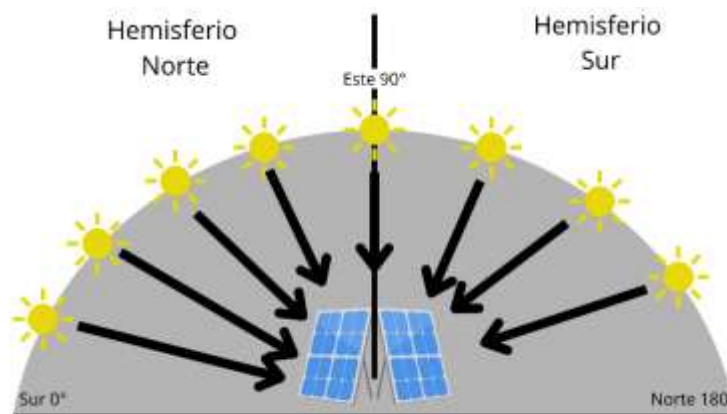


Figura 7 Azimut respecto a la ubicación.

2. Ángulo de inclinación (β)

Complementando la orientación, el **ángulo de inclinación** (β) define la pendiente que debe existir en los paneles solares respecto al plano horizontal. Su selección es crítica para reducir las pérdidas y asegurar una captación óptima.

Aunque existen sistemas de seguimiento solar que ajustan automáticamente la posición de los paneles, en instalaciones de estructura fija se emplean tres criterios principales basados en la latitud del sitio [\[16\]](#).

Si se busca una captación estacional (**invierno/verano**), la inclinación debe ajustarse para favorecer la radiación en la época específica, dependiendo del objetivo y de cuándo se presente la mayor demanda de generación [\[20\]](#). En cambio, cuando la demanda es estable durante todo el año, se recomienda un ángulo de inclinación que logre un equilibrio en la producción anual [\[20\]](#). Como se observa en la **Figura 8**.

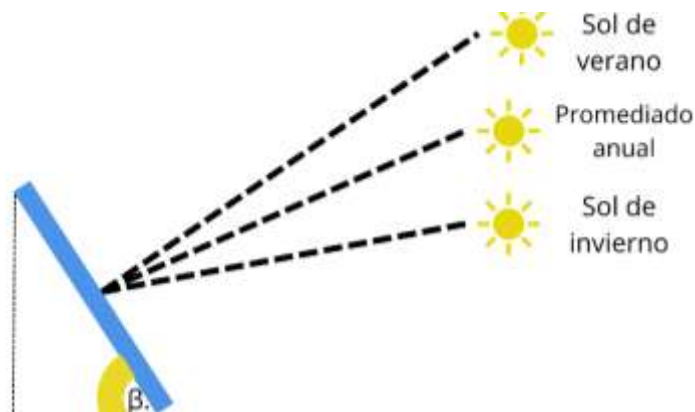


Figura 8 Representación del ángulo de inclinación (β) y su ajuste óptimo según la posición del sol en distintas estaciones del año, medido respecto al plano horizontal.

Estas variaciones responden a la altura aparente del sol según la época del año. Los criterios técnicos de estos ajustes se detallan con mayor precisión en la **Tabla 2**.

Condición	Descripción del ajuste
Promedio anual	Igual a la latitud de la instalación ($\text{Latitud} = \beta$)
Invierno	$\text{Latitud} + 10^\circ = \beta$. Maximiza la captación en meses de menor sol
Verano	$\text{Latitud} - 10^\circ = \beta$. Maximiza la captación en meses de mayor sol.

Tabla 2 Criterios en la selección del ángulo de inclinación (β) adecuada según la temporalidad a base de [\[20\]](#).

2.1.4 Vida útil y degradación de paneles solares

La eficiencia de generación en los paneles solares no es constante, ya que estos están sujetos a procesos de degradación tanto naturales como inducidos. Al encontrarse expuestos a la intemperie, sufren la acción de factores ambientales como la radiación ultravioleta, los ciclos térmicos y la humedad, los cuales afectan progresivamente la integridad de sus materiales.

Este fenómeno se manifiesta de manera distinta a lo largo del tiempo. En primer lugar, se presenta la **degradación inicial**, que ocurre durante el primer año de funcionamiento. En esta etapa, la pérdida de potencia es más pronunciada, típicamente entre **el 1% y el 1.5%**, debido principalmente a la estabilización de los materiales semiconductores tras sus primeras horas de exposición a la radiación solar [\[21\]](#). Posteriormente, a partir del segundo año, la degradación se mantiene de forma más constante, con una tasa aproximada del **0.5% anual**, una vez estabilizados los materiales [\[21\]](#).

La acumulación de estos efectos de degradación a lo largo de los años se traduce en una reducción gradual de la energía máxima que los paneles pueden entregar. En general, los fabricantes garantizan una vida útil de alrededor de **25 años**, asegurando que al final de este periodo los equipos conserven al menos el **80% de su capacidad nominal** [\[21\]](#), [\[22\]](#).

A pesar de que los paneles presentan una degradación progresiva a lo largo de su vida útil, su operación diaria también está sujeta a variaciones instantáneas en la generación de energía, las cuales dependen principalmente de las condiciones ambientales. Por ello, resulta necesario analizar no solo la pérdida de desempeño a largo plazo, sino también el comportamiento eléctrico de los módulos en condiciones de operación reales y bajo estándares de referencia.

2.1.5 Conexiones de los paneles solares

En condiciones de operación la generación de energía no es constante a lo largo del tiempo, ya que está influenciada por la **irradiación solar**, esta varía a lo largo del día. De manera general, la producción energética inicia con la salida del sol, alcanza su valor máximo alrededor del mediodía solar y disminuye progresivamente hasta el atardecer. Este comportamiento conocido como la “**campana solar**” se aprecia en la **Figura 9**, cuyos valores de referencia fueron obtenidos de [\[4\]](#).

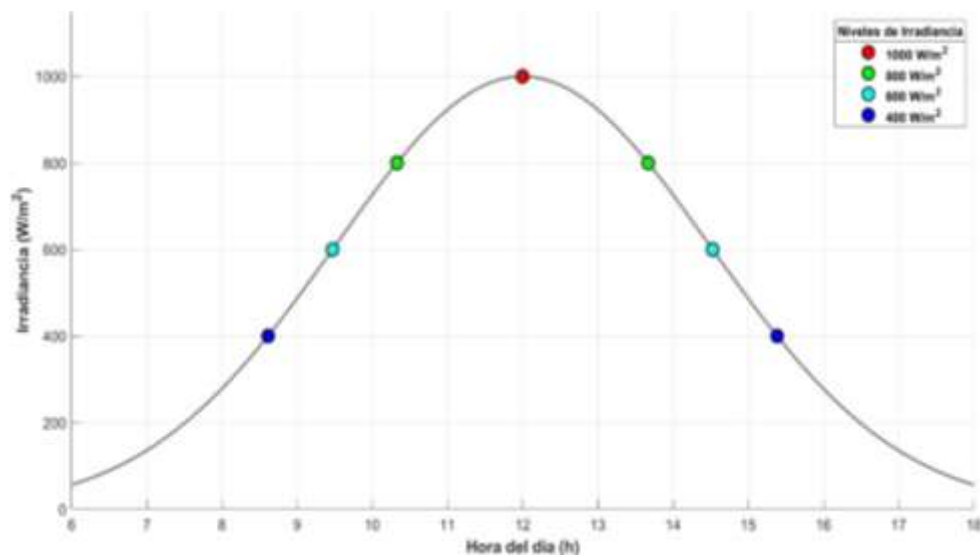


Figura 9 Campana solar.

Una vez conocidas las fluctuaciones a lo largo del día de operación de un panel solar, se comprende que la generación eléctrica no es un valor fijo. El impacto de estas variaciones de irradiancia se refleja en el desempeño eléctrico del módulo, específicamente en la relación entre la corriente (A) y el voltaje (V). Como se observa en la **Figura 10**, existe una relación directa y proporcional: a mayor irradiancia, mayor es el nivel de corriente producido (siendo la línea roja de 1000 W/m² el valor máximo de la gráfica).

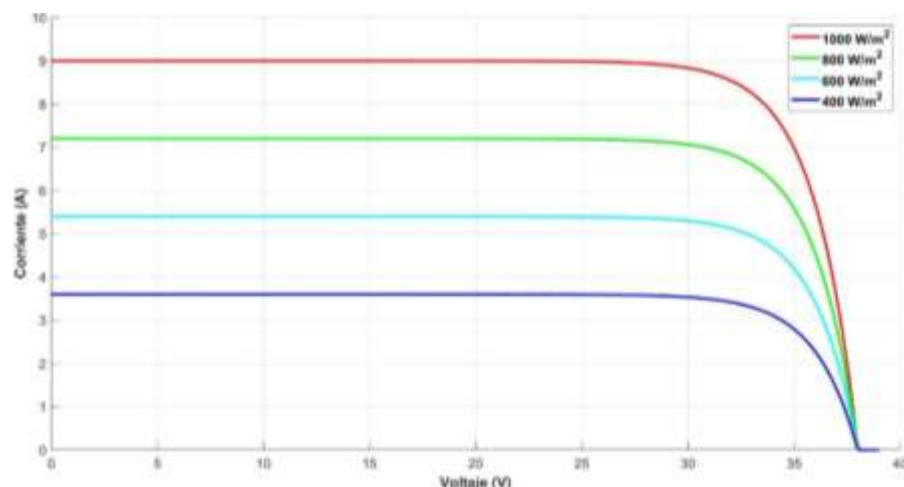


Figura 10 Curvas características Corriente-Voltaje (I-V) a distintas irradiancias basadas en [4]

El valor de 1000 W/m² se establece como una de las **condiciones estándar de pruebas (STC)** junto a una temperatura de 25°C. Bajo estos parámetros, los fabricantes especifican los valores nominales de los módulos, tales como la potencia máxima (P_{Max}), voltaje de circuito abierto (V_{oc}) y corriente de cortocircuito (I_{sc}) [\[23\]](#).

Partiendo de los valores nominales, se realiza el dimensionamiento para cubrir los requerimientos energéticos de una aplicación. Para ello, es necesario realizar arreglos de conexión entre varios paneles. Estas conexiones permiten adecuar los niveles de voltaje y corriente del sistema según las necesidades del sistema. Los tipos de conexión son los siguientes:

- **Conexión en serie:** Se conecta el terminal positivo de un panel con el negativo del siguiente. En este arreglo, el voltaje se suma, mientras que la corriente se mantiene igual a la de un solo panel. Se utiliza para alcanzar los niveles de tensión de operación de los equipos [\[23\]](#).
- **Conexión en paralelo:** Se conectan todos los terminales positivos entre sí y todos los negativos entre sí. Aquí, la corriente se suma, pero el voltaje permanece constante. Es ideal para aumentar el amperaje sin exceder los límites de voltaje del sistema [\[23\]](#).

Ambas descripciones de conexiones se logran apreciar en la **Figura 11**.

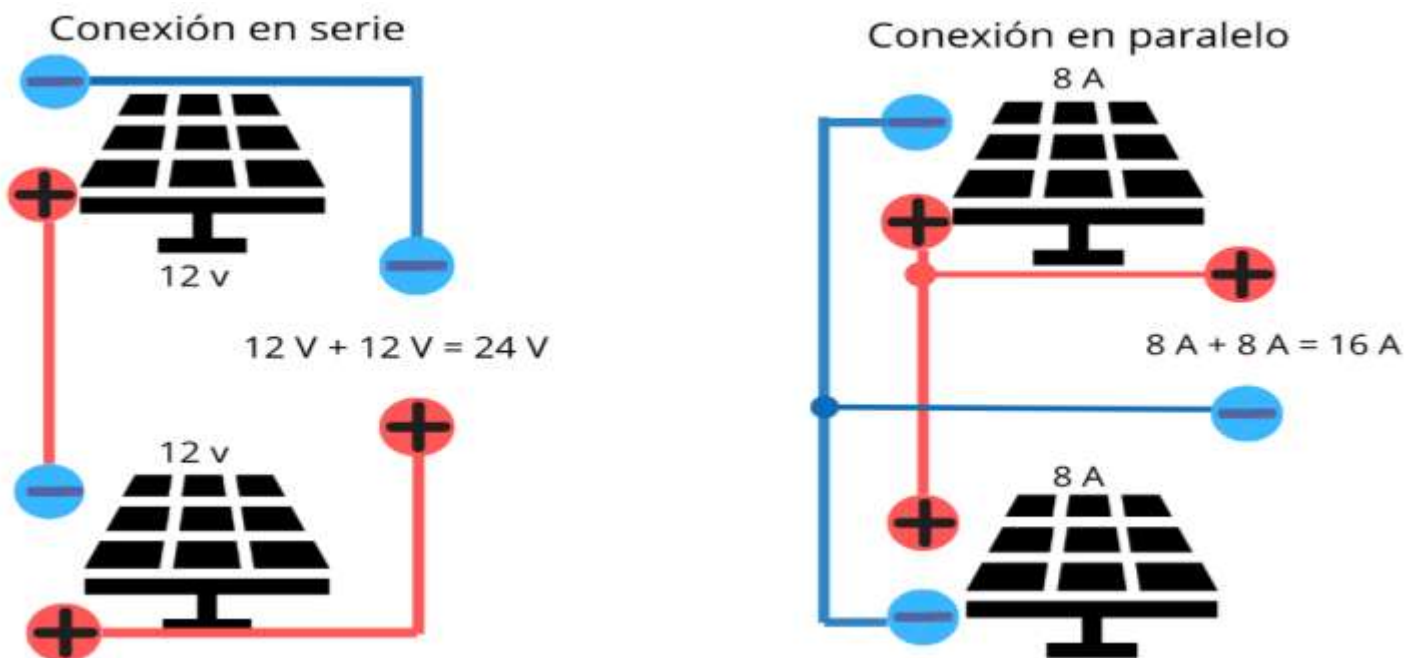


Figura 11 Esquema de conexiones en serie y paralelo para arreglos fotovoltaicos.

- A su vez, existe una tercera conexión que combina las dos anteriores, se le denomina **conexión mixta**, permitiendo ajustar simultáneamente los niveles de voltaje y corriente según los requerimientos específicos del sistema fotovoltaico [\[23\]](#).

Estas configuraciones son fundamentales en el diseño de sistemas fotovoltaicos, ya que permiten adaptar la generación eléctrica a las condiciones de operación de los equipos y optimizar el desempeño del sistema.

Sin embargo, el panel solar y su arreglo de conexiones representan una fuente de energía o de generación. Para que esta energía sea procesada, almacenada o utilizada de manera adecuada por una carga específica, es necesaria la integración de diversos dispositivos eléctricos y electrónicos. A continuación, se describen los elementos adicionales que conforman la arquitectura integral de un sistema fotovoltaico.

2.2 Componentes de un sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico no solo se compone de paneles solares (generadores), sino de un conjunto de equipos coordinados que garanticen la estabilidad y seguridad del suministro eléctrico. Como se ilustra en el esquema general de la **Figura 12**, la energía fluye a través de distintas etapas de conversión y almacenamiento antes de alimentar una carga final, ya sea en corriente directa (CD) o corriente alterna (CA).

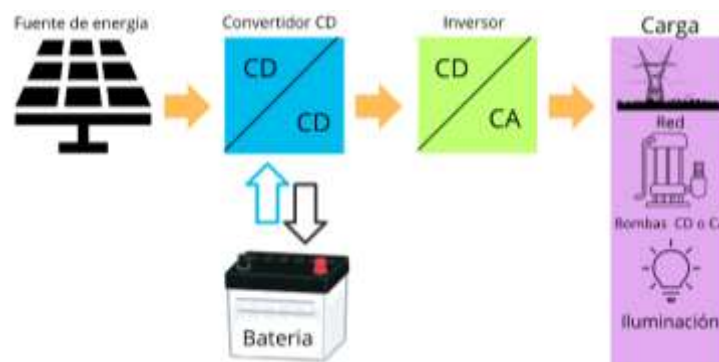


Figura 12 Esquema general de sistema fotovoltaico

A continuación, se describen los componentes fundamentales que integran esta arquitectura, dejando fuera la fuente de energía (paneles solares).

El primer componente que se analiza es el **controlador/convertidor** ya que viene en secuencia del panel solar, su tarea es la de gestionar la energía proveniente de los paneles. Su principal función es adaptar los niveles de tensión (voltaje) para usar la energía de forma directa de los mismos paneles solares una de las funciones en el esquema visto es la carga de la batería o del banco de baterías, así se protege de sobrecargas o fluctuaciones de la energía generada [\[4\]](#), [\[24\]](#).

A su vez, conectado en paralelo se posiciona de manera opcional el elemento almacenador (**batería**) cuya función principal es gestionar los excedentes de energía generados durante las horas de mayor irradiancia para su uso posterior en periodos de baja producción, como días nublados o durante la noche, garantizando así la autonomía del sistema.

Su funcionamiento se basa en un proceso fisicoquímico, es un proceso electroquímico reversible. Internamente, se compone de dos electrodos: el **ánodo (polo negativo)** y el **cátodo (polo positivo)**. Estos se encuentran sumergidos en un electrolito y separados por una membrana aislante denominada **separador**, la cual permite el flujo de iones, pero evita cortocircuitos internos entre los electrodos [\[15\]](#).

El proceso de carga se ilustra en la **Figura 13**, el proceso de almacenamiento es una interacción coordinada entre el flujo de electrones por el circuito externo y el movimiento iónico interno. Una vez que el regulador o controlador gestiona la energía proveniente del arreglo fotovoltaico, se inicia una serie de transformaciones electroquímicas que definen la operatividad del sistema.

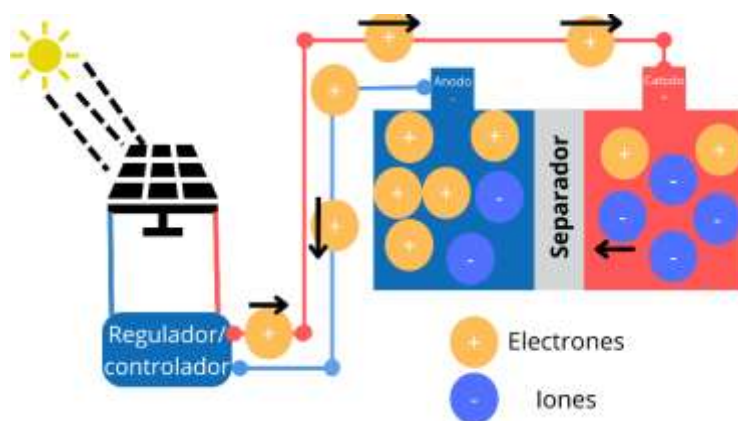


Figura 13 Esquema del proceso de carga y transferencia iónica en el sistema fotovoltaico.

Durante la **fase de carga**, los electrones (indicados en color naranja en el esquema) son impulsados por el potencial generado por los paneles y se dirigen hacia el ánodo. Al mismo tiempo, en el interior de la batería, los iones (representados en azul) se desplazan a través del electrolito y atraviesan el separador con el fin de mantener el equilibrio de cargas entre las celdas. Este movimiento de iones es fundamental, ya que permite la transformación de la energía eléctrica en energía química almacenada.

De manera contraria, durante el **proceso de descarga**, la energía almacenada en la batería es suministrada al sistema, invirtiéndose el sentido del flujo de energía. En este proceso, uno de los parámetros más relevantes es la **Profundidad de Descarga (DoD)**, esta debe mantenerse dentro de los límites recomendados para cada tipo de batería. Valores elevados de DoD permiten aprovechar una mayor cantidad de energía almacenada; sin embargo, pueden acelerar la degradación de los materiales activos [\[25\]](#).

La energía suministrada tanto por el arreglo fotovoltaico como por el banco de baterías se mantiene dentro del régimen CD. No obstante, los sistemas que operan exclusivamente bajo este esquema presentan limitaciones de compatibilidad con la mayoría de los equipos eléctricos convencionales que requieren CA [\[26\]](#).

Para ampliar la funcionalidad del sistema y permitir la alimentación de **cargas** estandarizadas, es indispensable la integración de un **inversor**, ya que este permite transformar la energía de CD a CA y regulando los parámetros de frecuencia [\[26\]](#).

Gracias a su flexibilidad para adaptarse a distintas **condiciones de carga**, los sistemas solares son capaces de suministrar energía y brindar autonomía o respaldo a diversos sistemas. Entre sus aplicaciones se incluyen la integración con la **red eléctrica, o sistemas aislados** lo que ha permitido su implementación en una amplia variedad de usos.

2.3 Sistemas autónomos off-grid

Los sistemas autónomos, técnicamente denominados **off-grid**, representan una de las aplicaciones más estratégicas de la **tecnología fotovoltaica** debido a la disponibilidad global del recurso solar. Su implementación es preferente en regiones geográficamente aisladas donde la extensión de la red eléctrica convencional se encuentra muy lejana y se presentan problemas en su conexión, la opción sería un sistema aislado como alternativa como se aprecia en la **Figura 14**.



Figura 14 Ejemplificación de un sistema off-grid lejano a la red

La principal ventaja de estos sistemas es la eliminación de la dependencia de la infraestructura eléctrica [27]. Al operar de manera independiente, los sistemas aislados no solo permiten el suministro de energía en zonas remotas, sino que también contribuyen a reducir la dependencia de combustibles fósiles (red eléctrica). Su uso promueve el uso de fuentes de energía renovable sustituyendo el uso de generadores diésel y reduciendo las emisiones de CO₂ [11], [28].

En el contexto del desarrollo rural, los sistemas off-grid se consolidan como una solución robusta para garantizar la **seguridad hídrica** y **energética**, facilitando actividades productivas sin los costos operativos asociados al consumo de red o combustibles [29].

2.4 Sistemas de bombeo solar

Un sistema de bombeo solar se define como una configuración tecnológica integrada, diseñada específicamente para el desplazamiento de recursos hídricos. Su principio de funcionamiento se basa en una cadena de conversión energética: inicia con la transformación de la energía solar en energía eléctrica de corriente directa, la cual es procesada para accionar una **bomba** que, finalmente, convierte dicha energía en **potencia hidráulica** [30].

A diferencia de otras aplicaciones, la carga principal en estos sistemas es una **bomba**. El objetivo de esta tecnología es garantizar el suministro de agua para diversos fines, tales como el uso **doméstico**, el **consumo humano** o el **riego agrícola** [30].

Debido a que las zonas de cultivo suelen ubicarse en regiones geográficamente aisladas y alejadas de la infraestructura eléctrica convencional, estos sistemas operan predominantemente bajo esquemas autónomos (off-grid). En este contexto, los sistemas de bombeo rural aislado representan una solución viable, siempre que se consideren adecuadamente los **parámetros** involucrados en su diseño y operación [31].

2.4.1 Parámetros en los sistemas de bombeo

El dimensionamiento de un sistema de bombeo solar está regido por principios físicos fundamentales que determinan el funcionamiento del sistema. Estos parámetros se dividen principalmente en dos categorías: **las propiedades del entorno** y las **características de la bomba**. A continuación se explicarán a mayor detalle [15].

Propiedades del entorno: Estas se definen por variables físicas preestablecidas que determinan el esfuerzo necesario para movilizar el fluido. El parámetro fundamental es la **aceleración de la gravedad (g)**, la cual tiene un valor estándar de 9.81 m/s^2 . En el contexto hidráulico, la gravedad actúa como una fuerza de resistencia que se opone a la elevación del agua, como se ejemplifica de manera conceptual en la **Figura 15**.

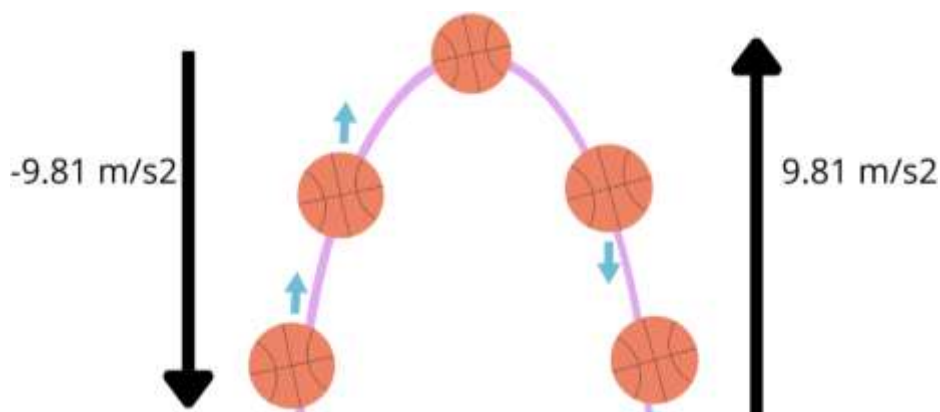


Figura 15 Representación del efecto de la aceleración de la gravedad sobre un cuerpo.

Debido a que el objetivo del sistema es el desplazamiento vertical del recurso hídrico, la gravedad se presenta como una constante de oposición que debe ser superada. Esto introduce el segundo parámetro crítico del entorno: la **Altura Dinámica Total** (ADT, por sus siglas en inglés Total Dynamic Head, **TDH**) [29], [32]. Esta se compone de dos parámetros principales. El primero corresponde a la **altura necesaria** para elevar el agua desde el nivel de la fuente hasta la entrada del sistema de bombeo, conocida como **altura de succión**, la cual puede provenir de cuerpos de agua como ríos, lagos o pozos. El segundo parámetro corresponde a la altura requerida para

transportar el agua desde el punto de bombeo hasta el sitio de descarga, como pueden ser cultivos o tanques de almacenamiento [33].

Cabe destacar que esta altura no se limita únicamente a un desplazamiento vertical, sino que puede incluir trayectorias horizontales dentro del sistema de tuberías. La suma de ambos componentes constituye la **Altura Dinámica Total (TDH)**. Adicionalmente, deben considerarse las pérdidas por fricción en la tubería y en los accesorios, las cuales afectan el flujo del agua y aumentan la carga total que el sistema debe vencer [25]. Todo lo anterior se ilustra en la **Figura 16**.

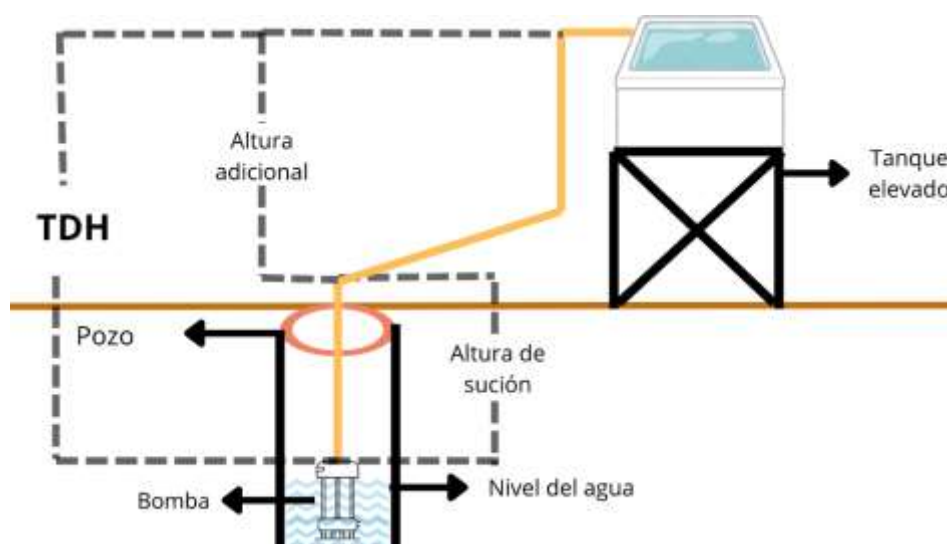


Figura 16 Componentes de la altura geométrica y niveles en un sistema de bombeo en pozo.

Adicionalmente, el comportamiento del fluido dentro del sistema no solo depende de las condiciones geométricas y de las pérdidas por fricción, sino también de sus propiedades físicas. Entre estas, la **densidad del agua (ρ)** juega un papel fundamental, ya que influye directamente en la cantidad de energía necesaria para su transporte. La densidad del agua se considera en un valor de 1000 kg/m^3 .

Considerando los factores previos, la operatividad del sistema de bombeo está sujeta a diversas variables técnicas como las **características de la bomba**, entre las que destacan **el caudal y la eficiencia** [16], [34].

El caudal (Q) se define como el volumen de fluido que circula por un punto determinado en una unidad de tiempo [26], [35]. Este parámetro se relaciona directamente con la demanda hídrica, ya que el sistema debe ser capaz de desplazar el volumen de agua requerido en el tiempo establecido para satisfacer las necesidades del cultivo o consumo.

Por otro lado, la **eficiencia de la bomba (η)** representa la relación entre la potencia hidráulica útil entregada al fluido y la potencia eléctrica consumida por el equipo.

Todos los factores mencionados anteriormente (gravedad, densidad del agua, altura dinámica total, caudal y eficiencia) convergen para determinar la potencia necesaria de la unidad de la bomba [36], tal como se expresa en la **Ecuación 1**.

$$P = \frac{Q \cdot THD \cdot \rho \cdot g}{\eta} = W \quad (1)$$

Una vez definidos e integrados los parámetros del sistema en términos de potencia, es necesario analizar los distintos tipos de bombas y las capacidades que ofrece cada una, así como las condiciones en las que su uso resulta más adecuado [37]. En este sentido el tipo de bomba más apropiado para la aplicación específica.

2.5 Tipos de bomba

Una vez calculada la potencia necesaria para vencer la carga dinámica y entregar el caudal requerido, el siguiente paso es la selección del equipo físico. Actualmente, el mercado ofrece una amplia gama de potencias y modelos que cubren prácticamente cualquier necesidad técnica, por lo que la elección del equipo no reside en la disponibilidad de potencia, sino en la arquitectura de instalación requerida.

La elección del tipo de bomba depende del cuerpo de agua en el cual se requiere el bombeo, ya que de ello se define la **TDH** [25], [38]. En este sentido, las unidades de bombeo se clasifican en dos tipos principales.

El primero corresponde a la **bomba de superficie**, cuya instalación se realiza fuera del cuerpo de agua. Son ideales para aplicaciones donde la profundidad de succión es baja, como en usos domésticos: cisternas, tanques de almacenamiento o cuerpos de agua con zonas poco profundas, tales como ríos o lagos [38].

Sus principales ventajas radican en la facilidad de acceso para realizar mantenimientos. Sin embargo, presentan una limitación importante en la altura máxima de succión y una mayor exposición a factores ambientales.

Por otro lado, la **bomba sumergible** se encuentra protegida al operar sumergida dentro del agua o del acuífero, lo que evita su exposición a factores ambientales externos. Este tipo de bomba es adecuada para el bombeo de acuíferos, ya que permite alcanzar grandes alturas gracias a su funcionamiento basado en impulsores multietapa [\[39\]](#), [\[40\]](#). Como se muestra en la **Figura 16**, su instalación dentro del cuerpo de agua garantiza un ambiente controlado que favorece su desempeño y durabilidad.

Independientemente del tipo de bomba ya sea **superficie o sumergible**, en ambos casos se presenta un fenómeno crítico durante el arranque, conocido como “**pico de corriente al arranque**” [\[40\]](#). En esta etapa inicial es necesario gestionar adecuadamente dicho fenómeno para **garantizar la operatividad** de la bomba, ya que el pico de corriente puede alcanzar valores **entre 2 y 7 veces superiores a la corriente nominal de operación** [\[40\]](#), [\[41\]](#).

Por lo tanto, ambos tipos de bombas presentan retos técnicos asociados a su operación, siendo uno de los más relevantes **el pico de corriente durante el arranque**. Este fenómeno condiciona el diseño eléctrico del sistema, ya que puede requerir el uso de equipos especializados o la implementación de estrategias específicas de control. Dichas soluciones implican consideraciones adicionales tanto en el **ámbito técnico** como en el **económico**, influyendo directamente en el dimensionamiento del sistema.

El siguiente apartado contempla los **parámetros económicos** de los **sistemas solares** y **sistemas de bombeo solares** para considerarse exitosos.

2.6 Parámetros económicos.

Al igual que en cualquier proyecto de gran escala, la implementación de un sistema de bombeo solar fotovoltaico implica una **inversión inicial** significativa, que abarca el costo de los componentes, la infraestructura y la mano de obra. Para evaluar la factibilidad del proyecto, resulta indispensable realizar un análisis financiero sustentado en indicadores de rentabilidad, los cuales permiten justificar la inversión.

Una manera de justificar la viabilidad de un sistema de bombeo solar es mediante el análisis del **periodo de recuperación de la inversión (Payback** en inglés). Este indicador estima el tiempo necesario para que los ahorros generados o ganancias generadas por el sistema igualen a la **inversión inicial** [22], [42].

Sin embargo, **Payback** por sí solo no constituye un criterio suficiente para evaluar el sistema. Por ello y de forma complementaria, se cuenta con otros indicadores financieros como el **valor actual neto (VAN)** y la tasa interna de retorno (**TIR**) [43]. **El VAN** es un criterio de inversión que consiste en actualizar los flujos de dinero de un proyecto para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. Un **VAN** positivo indica que el proyecto es financieramente viable [44]. La **TIR** representa la rentabilidad promedio anual que genera el proyecto. Si la **TIR** es superior a la tasa de actualización o de interés de referencia, el proyecto se considera atractivo para su ejecución [45].

A su vez, existe un parámetro adicional que, aunque también se relaciona con lo financiero, se centra específicamente en el ámbito energético: **el costo nivelado de la energía** (en inglés **Levelized Cost of Energy “LCOE”**) [22]. Este nos permite comparar sistemas de generación renovable con otras fuentes convencionales, como la red eléctrica o los generadores diésel. El LCOE se expresa mediante una fórmula que se presenta en la **ecuación 2**, y constituye una herramienta clave para evaluar la competitividad económica de las tecnologías energéticas [22], [42], [46].

$$LCOE = \frac{Capex_{energy} + \sum_{t=1}^N \left(\frac{C_t}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{t=1}^N \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right)} \quad (2)$$

Donde:

- **CAPEX_{energy}** = **Inversión inicial** del sistema (en moneda local, MXN).
- **C_t**= Gastos de operación y mantenimiento en el año
- **E_t**= Energía producida anualmente (kWh/año)
- **r** = tasa de descuento anual del país donde se está evaluado el sistema
- **N** = años de vida del sistema (horizonte que se va a evaluar típicamente a 20 años [42], [46]).

Una vez comprendidos los principios **fundamentales de la energía solar**, los **componentes del**

sistema y su implementación en entornos **aislados (off-grid)**, se establece que una de las aplicaciones clave en este contexto es el **bombeo solar**. En este se involucran factores del entorno y **características de las bombas** ya explicadas, junto a los **parámetros financieros** que afectan la inversión en este tipo de proyectos.

Por lo tanto, el paso lógico a seguir es explorar en la literatura los recientes avances, fórmulas, metodologías y tendencias en componentes, así como los resultados de otros casos de estudio. Esto permitirá identificar la brecha de conocimiento para proponer estrategias que ayuden a solventarla de mejor manera; por ende, en el siguiente capítulo se presenta el **Estado del Arte**.

Capítulo 3 Estado del arte.

3.1 Artículos encontrados en la literatura

Dada la cantidad de literatura relacionada con los **sistemas de bombeo fotovoltaico** y **sistemas aislados**, se realiza una revisión exhaustiva de diversos trabajos relacionados. Por tal motivo, se implementó una metodología de revisión para el estado del arte, diseñada para filtrar y seleccionar la información de mayor impacto y relevancia científica. Esta se aprecia en la **Figura 17**.

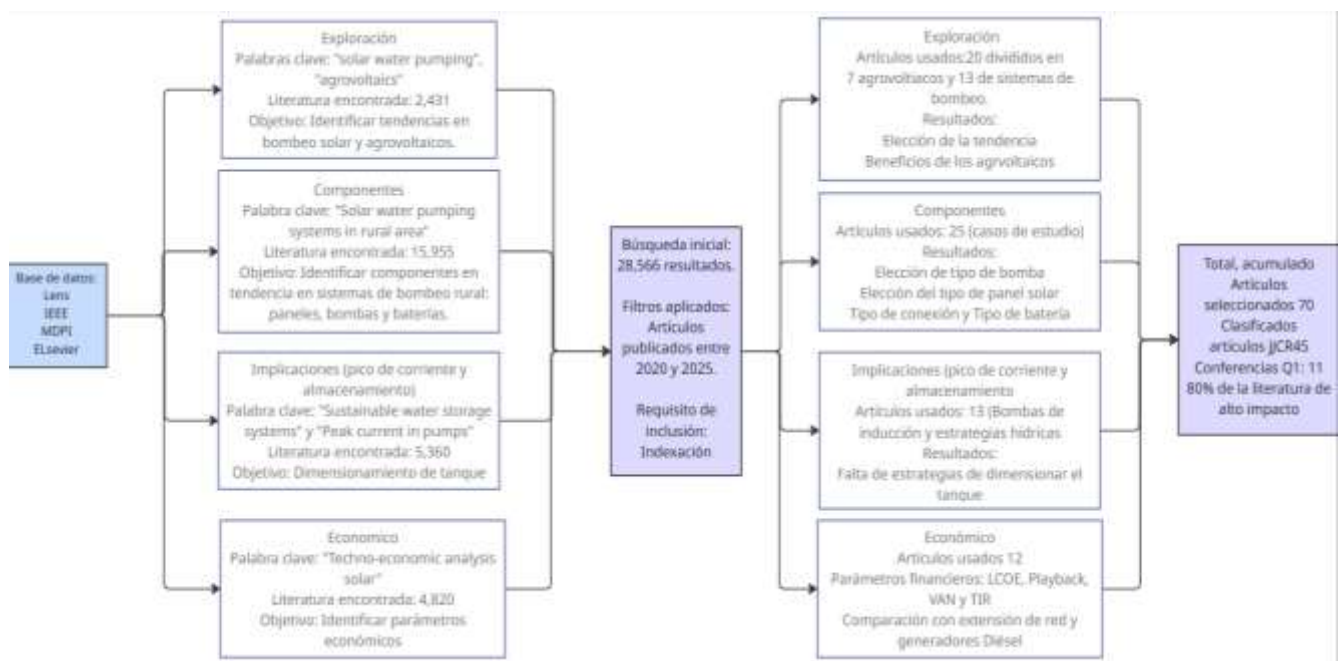


Figura 17 Metodología de cuatro etapas para la selección y filtrado de literatura científica.

El proceso inicia con una consulta en bases de datos de alto prestigio académico, tales como **IEEE**, **ScienceDirect (Elsevier)**, **MDPI y Lens**. Estas plataformas proporcionaron el sustento bibliográfico para alimentar las cuatro etapas en las cuales se divide un estado del arte por diferentes motivos.

Cabe destacar que las palabras clave se emplearon exclusivamente en idioma inglés, dado que la mayor parte de la producción científica global y los avances de vanguardia se publican en este idioma. Esto permitió acceder a un volumen más amplio de resultados y facilitó una comparación internacional más completa. La **primera etapa** se caracterizó por una búsqueda con las palabras claves "**solar water pumping**" y "**agrovoltaics**" obteniendo un total de 24,311 resultados.

El objetivo primordial de la **primera palabra** clave fue analizar las diversas **topologías** de los sistemas de bombeo solar existentes en la literatura, permitiendo conocer las **ventajas operativas** de cada configuración y los escenarios en los cuales pueden ser más adecuados que otras topologías o tecnologías. Por su parte la **segunda palabra** clave funcionó de manera similar para identificar la **tendencia global del uso eficiente y compartido de suelo**. Debido a que se propone un uso conjunto de la tierra para la generación y diversos beneficios que generan los sistemas fotovoltaicos.

La **segunda etapa**, surgió a partir de la necesidad de identificar cuáles componentes eran los más utilizados en la literatura en el contexto aislado o rural. Para resolver esta cuestión se empleó la palabra clave "**Solar water pumping systems in rural area**", lo que permitió identificar los componentes más recurrentes en sistemas de bombeo rural: **paneles solares, bombas y baterías**. La búsqueda arrojó un total de 15,955 resultados, lo que confirma la relevancia y vigencia del tema en la investigación científica.

La **tercera etapa** se basó en las implicaciones de ciertos componentes seleccionados, tales como la bomba debido a que presentan un **pico de corriente al arranque** y la manera de agregar un tanque de almacenamiento y su dimensionamiento adecuado, aspectos que puede comprometer la operatividad del sistema, las palabras claves utilizadas son "**Sustainable water storage systems**" y "**Peak current in pumps**", obteniendo 5,360 resultados en la literatura. El objetivo de esta revisión fue establecer criterios de dimensionamiento del tanque de almacenamiento y evaluar el impacto del pico de corriente en las bombas, garantizando así un diseño más robusto y eficiente.

La **cuarta y última etapa** se basó en los aspectos económicos que afectan los sistemas solares, que parámetros se deben considerar al momento de evaluar ciertos componentes para esto se usó la palabra clave "**Techno-economic analysis solar**" los resultados obtenidos fueron 4,820.

Tras la fase de exploración inicial de búsqueda de literatura u artículos se obtuvo un total de 28,566 resultados, se aplicó un protocolo de filtrado riguroso para asegurar la vigencia y calidad de la información. Los criterios de inclusión establecidos fueron un **rango temporal de 2020 al 2025** y que la **literatura sea considerada de alto impacto**, lo que asegura que la información ha pasado por un proceso de revisión estricto.

Este proceso de depuración permitió reducir el volumen de información a un grupo selecto de **70 artículos** de alto impacto, de los cuales el **80% corresponde a literatura de nivel Q1** y conferencias internacionales de prestigio. De este conjunto de artículos se obtuvieron los resultados del estado del arte, los cuales se presentan a continuación organizados por etapas.

3.2 Resultados del estado del arte

Tras el proceso de filtrado sistemático, se realizó una revisión profunda de los 70 artículos de alto impacto seleccionados. Los resultados se han estructurado conforme a las etapas de exploración definidas previamente, permitiendo identificar las soluciones tecnológicas y las tendencias científicas actuales.

3.2.1 Topologías y agrovoltaicos (Exploración)

En la fase de exploración inicial se analizaron 20 artículos claves los cuales se dividieron en un grupo de 13 artículos, estos se centran mayormente en la arquitectura de los sistemas de bombeo, los hallazgos se sintetizan en la **Tabla 3**. La división se basa en su configuración energética, impacto técnico y razón de permanecía.

Topología	Configuración energética	Impacto técnico	Impacto social	Razón de permanencia	Ref.
Bombeo directo	FV + inversor + motor-bomba	Mayor eficiencia, menor complejidad	Solución viable en zonas con irradiancia estable	Simplicidad y bajo mantenimiento	[11] , [15] , [47]
Auxiliado con baterías	FV + banco de baterías (litio) + inversor híbrido	Continuidad operativa, pérdidas por conversión	Seguridad hídrica continua	Necesidad de almacenamiento y confiabilidad	[15] , [25] , [32] , [48]
Híbrido (FV–diésel / FV–red)	FV + diésel/red + posible almacenamiento	Optimización costo-emisiones	Estabilidad en comunidades	Transición energética gradual	[27] , [28] , [49]

Tabla 3 Topología de los sistemas de bombeo.

Por otro lado, en los 7 artículos restantes se profundizó en el ámbito agrovoltaico debido a la necesidad creciente de un mejor aprovechamiento del suelo. Esta tendencia, que combina la producción de energía con la actividad agrícola, presenta beneficios que van más allá de la simple generación eléctrica, en la **Tabla 4** se presentan los enfoques principales con este fin y sus desafíos.

Enfoque	Contribución técnica	Impacto agrícola	Impacto ambiental/social	Desafíos identificados	Ref.
Integración cultivo FV	Uso dual del suelo	Mantiene o mejora rendimiento en cultivos tolerantes a sombra	Optimización territorial y generación renovable	Sensibilidad al sombreado	[10] , [44] , [50] , [51]
Sistemas en invernadero	Producción energética + control climático	Reducción estrés térmico	Mejora sostenibilidad agrícola	Ajuste dinámico de irradiancia	[44] , [52]
Aplicaciones agroturísticas	Energía para actividades rurales	Diversificación económica	Educación energética y reducción de fósiles	Dimensionamiento adecuado	[17] , [18]

Tabla 4 Enfoques y beneficios de la integración agrovoltaico.

Tras el análisis comparativo de las diversas topologías y enfoques presentados, se determinó que, para aplicaciones rurales con actividades agrícolas en zonas aisladas, la configuración más adecuada es el **sistema de bombeo auxiliado con baterías**. Esta elección se fundamenta en su capacidad para garantizar la **continuidad operativa**, a su vez permitiendo gestionar el **arranque de las bombas** y brindar **seguridad hídrica** sin depender exclusivamente de la intermitencia de la irradiancia solar, a diferencia de los sistemas de bombeo directo. Asimismo, se descarta la opción híbrida (combustión/red) debido a que el incremento en las emisiones de CO₂ y la dependencia de combustibles fósiles contravienen los objetivos de sostenibilidad de este proyecto.

Por otro lado, la integración de **factores agrovoltaicos** en sistemas solares aislados ofrece ventajas competitivas en términos económicos y de eficiencia en el uso del suelo, pero se deben considerar los efectos que el sombreado parcial generado por la estructura de los paneles puede tener sobre el desarrollo de los vegetales. Debido a que la sombra puede comprometer el crecimiento de ciertos cultivos, la selección de especies debe realizarse con sumo cuidado, o bien, implementar criterios de diseño estructural como elevar los **soportes a una altura mínima de 2 metros** [\[10\]](#). Estas consideraciones permiten que los cultivos que no presentan resistencia a la sombra puedan ser contemplados para estos sistemas y así se fomenta una sostenibilidad integral al aprovechar un mismo espacio para dos fines productivos vitales.

Una vez definida la **topología del sistema** y el enfoque de **aprovechamiento del suelo**, el siguiente punto se centra en la selección de tipos de componentes para asegurar la viabilidad técnica del sistema.

3.2.2 Componentes en tendencia

En esta etapa se profundiza en las especificaciones técnicas de los equipos que integran la topología seleccionada. Como se mencionó, se estableció el **sistema auxiliado con baterías** se tomará como base; dentro de esta, la revisión bibliográfica permitió identificar una transición tecnológica clara hacia el almacenamiento basado en **ion-litio**, superando las limitaciones tradicionales del **plomo-ácido** en la **Tabla 5** se muestran las ventajas de este tipo de batería.

Parámetro	Baterías de litio (li-ion)	Ref.
Vida útil	5,000-7,000 ciclos (10-15 años).	[15]
Eficiencia energética	95-98% (menos pérdidas en carga/descarga).	[53]
Mantenimiento	Cero mantenimientos (selladas, sin electrolitos líquidos).	[49]
Tiempo de carga	2-4 horas (compatible con ventanas de radiación solar limitada).	[16]
Impacto ambiental	Reciclables en un 95%, sin metales tóxicos como plomo.	[54]
Adaptabilidad climática	Funcionan en temperaturas extremas (-20°C a 60°C).	[34]

Tabla 5 Ventajas de las baterías de ION-LITIO

Para el resto de los componentes, que incluyen el conjunto de la **bomba, los paneles solares y la necesaria incorporación de un tanque de almacenamiento**, se realizó un análisis de tendencia sobre las tecnologías empleadas. Aunque la fase inicial de la metodología se basó en una muestra de 25 artículos, el estudio se extendió posteriormente hasta integrar la totalidad de las referencias de la investigación, alcanzando un total de 63 casos de estudio, los cuales se emplearon para cuantificar el uso de cada componente y las razones técnicas que los autores citan para su elección. Es fundamental reiterar que, debido a la disparidad de datos de los estudios, estos porcentajes se calcularon exclusivamente sobre la submuestra que sí proporcionó dicha información.

Como se observa en la **Figura 18** en la literatura se encuentra una preferencia en los sistemas de bombeo aislado por los paneles policristalinos (71%) sobre los monocristalinos (29%).

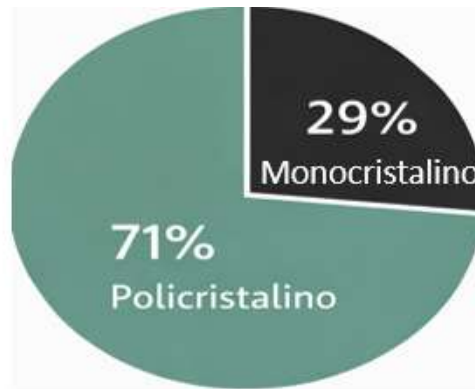


Figura 18 Distribución porcentual del uso de los paneles solares en sistemas de bombeo aislados.

Tras la revisión de los hallazgos, los autores destacan estas principales razones para la utilización del tipo de panel policristalino, destacando su **menor costo inicial** y **mayor resistencia a condiciones aisladas** [24], [55], factores determinantes para proyectos aislados.

Mientras que por parte de la bomba resultan ser más contundentes ya que en la **Figura 19**, se muestra que el 80% de los **sistemas de bombeo analizados** utilizan tecnología de **bomba centrífuga/sumergible**.



Figura 19 Predominio tecnológico de bombas sumergibles en la literatura científica.

Este predominio del 80% se fundamenta bajo los aspectos técnicos que la mayor parte de los sistemas de bombeo aislados son a base de acuíferos (agua subterránea) destacando su **alta eficiencia en pozos profundos** y **su compatibilidad con diversos componentes**.

Este análisis cuantitativo junto a las justificaciones de su incorporación se sintetiza en la **Tabla 6** consolidando los criterios tecnológicos que dominan la práctica actual del bombeo solar fotovoltaico.

Componente	Tipos	Justificación	Refs
Bombas	Bomba centrífuga/sumergible	Este componente se identifica como la tecnología de mayor tendencia en sistemas de bombeo para acuíferos. Su uso predominante se debe a su alta eficiencia y bajo mantenimiento, factores que, sumados a una larga vida útil y su resistencia a condiciones adversas, la posicionan como la opción más viable y de costo accesible en el mercado actual.	[16], [19], [31], [33], [35], [40], [41], [47], [53], [56], [57], [58], [59], [60], [61] (centrífugas) [11], [15], [23], [25], [32], [35], [40], [45], [48], [55], [62], [63] (sumergibles)
	Bomba superficie (DC, SYSCRHOMS, PMS)	Usada cuando la fuente de agua es superficial (ríos, canales, estanques)	[13], [27], [64], [65], [66], [67], [68]
Paneles	Policristalino	Resistencia a casos aislados, compatibilidad con componentes comerciales, menor costo inicial.	[19], [24], [31], [32], [53], [55], [57], [62], [65], [68]
	Monocristalino	Mayor eficiencia y mejor espacio aprovechado	[35], [41], [65], [69]
Tanque de almacenamiento	• Alternativa económica a las baterías • Esencial para arreglar el desfase de horas de riego con horas de bombeo de sistemas directos		[28], [29], [35], [36], [43], [55], [63], [70], [71]

Tabla 6 Componentes en tendencia de los sistemas solares.

Como se logra observar, el **tanque de almacenamiento elevado** se posiciona como un componente crítico para amortiguar el desfase entre la **generación de energía y el consumo de agua**, especialmente en sistemas de bombeo directo que prescinden de baterías esto los obliga a operar durante las horas de bombeo disponibles. Su relevancia en la literatura científica reside en su capacidad para actuar como un regulador entre la oferta solar (horas de bombeo) y la demanda del cultivo, garantizando la disponibilidad del recurso en horarios nocturnos o de baja irradiancia. Estas estrategias y un análisis con la mitigación o control del pico de corriente al arranque se constituyen como las **implicaciones de los componentes**.

3.2.3 Implicaciones de los componentes

En esta sección se analizan las implicaciones y los desafíos relacionados con la operación y el dimensionamiento de componentes como la bomba y el tanque de almacenamiento. Estos aspectos pueden incrementar los costos del sistema o comprometer su operatividad.

3.2.3.1 Manejo del pico de corriente

Como se describió en el apartado **2.5 Tipos de bomba**, el pico de corriente al arranque que oscila entre 2 y 7 veces la corriente nominal representa un desafío crítico para la estabilidad operativa. La revisión del **Estado del Arte** permitió identificar dos tendencias predominantes para manejar este fenómeno en sistemas aislados, cuya elección define la robustez del diseño final.

La primera estrategia consiste en la implementación de un **Variador de Velocidad (VSD)**, este es un componente reconocido por su capacidad para suavizar el arranque mediante la regulación del voltaje hasta alcanzar la corriente nominal, diversos trabajos reportan limitaciones significativas en su aplicación práctica, mediante pruebas de campo, ya que presentan una marcada **ineficiencia bajo condiciones de baja irradiancia** [32] y una alta **sensibilidad ante entornos rurales** (polvo, humedad o lluvias), lo cual compromete la confiabilidad del sistema.

En contraste, la segunda alternativa analizada es el uso de baterías para suministrar la corriente. Esta configuración garantiza una operación continua al ofrecer una **potencia instantánea de arranque** [39] y **autonomía operativa** [45]. Asimismo, la evidencia bibliográfica sugiere que esta opción actúa como un mecanismo de **protección para los componentes** [41], lo cual esta parte ayuda a reforzar la elección de la topología de un sistema de bombeo auxiliado con baterías.

3.2.3.2 Estrategias en el tanque de almacenamiento

El tanque de almacenamiento elevado no solo resuelve el desfase entre la generación de energía y el consumo de agua, sino que también se presenta como una **estrategia técnica** que puede justificar su incorporación desde una perspectiva operativa y económica. Diversos estudios han analizado su implementación bajo distintas condiciones, destacando su papel en la gestión del recurso hídrico en sistemas de bombeo fotovoltaico véase en la **Tabla 7**.

Ref.	Condición operativa abordada	Estrategia de almacenamiento	Aporte relevante para el desacople temporal
[70]	Necesidad de almacenamiento para riego bajo variabilidad solar	Tanque de agua como alternativa a baterías	El almacenamiento hidráulico permite independizar el suministro de agua del horario de generación solar, reduciendo costos frente al almacenamiento eléctrico.
[29]	Demanda colectiva no coincidente con horas de bombeo	Tanque dimensionado según consumo agregado	Garantiza disponibilidad continua de agua independientemente del periodo de generación solar.
[55]	Requerimiento de alta confiabilidad en el suministro	Cálculo inteligente para el tamaño del tanque.	Logra probabilidad de interrupción nula, asegurando desacople efectivo entre producción y consumo.
[60]	Falta de sincronización entre irradiancia y demanda de riego	Gestión dinámica de bomba + tanque	Mejora eficiencia operativa y permite sincronización indirecta mediante almacenamiento hidráulico.

Tabla 7 Estrategias de almacenamiento hídrico identificadas

Sin embargo, la revisión evidencia que la efectividad de estas estrategias depende de una correlación técnica estricta entre componentes. Un caso crítico corresponde al estudio reportado en [63], su sistema diseñado para cubrir 50 m³/día solo logró cubrir el 28.4% (14.21 m³/día) debido a que la matriz de paneles solares diseñada fue de 2.5 kW para una bomba de 4 kW, pero para su operación completa se necesitaba 8.82 kW.

A su vez, una selección costosa de ciertos componentes puede retrasar o afectar la recuperación económica del sistema. En el caso de [7], la selección de una batería con un costo de **\$72,800 CAD** **incrementa los costos en un 30%**, mientras que un tanque de almacenamiento con un costo de **\$56,000 CAD** permite una recuperación pronta y mayores beneficios para la agricultura. Estos resultados evidencian que el problema no radica en el dimensionamiento individual de cada componente, sino en una falta de selección técnica relacionada entre ellos que equilibre la capacidad de generación con la estrategia de almacenamiento elegida.

3.2.4 Análisis de parámetros económicos y viabilidad

Lo anterior demuestra que el diseño e implementación de un sistema de bombeo aislado no depende únicamente de su viabilidad técnica. También es necesario considerar el aspecto económico para garantizar una implementación realista en el ámbito correspondiente, de modo que pueda presentarse como una alternativa superior frente a los sistemas convencionales. A partir de la revisión realizada, se lograron identificar criterios y parámetros de comparación para la creación de sistemas similares, los cuales se muestran en la **Tabla 8**.

Parámetro económico	Criterios reportados	Análisis económico	Ref.
Tasa de descuento	10% explícita en algunos estudios; implícita en cálculos de LCOE, VAN y TIR	Influye directamente en la viabilidad financiera y comparación con sistemas diésel o red eléctrica	[22], [42], [43], [46], [71], [72]
Degradación de paneles	1.5% primer año y 0.5% anual posterior; en otros casos considerada sin valor específico	Afecta producción energética a largo plazo y, por tanto, el LCOE	[22], [42], [46], [68], [72]
Vida útil y reemplazo de baterías	Reemplazo cada 5 años (plomo-ácido); hasta 30 años (LiFePO ₄)	Impacta significativamente en costos de operación y mantenimiento	[21], [42], [68]
Vida útil y reemplazo de inversor	Reemplazo aproximado cada 10 años; potencias variables según aplicación	Incide en costos de reposición durante el ciclo de vida del proyecto	[42], [43], [68], [71]
LCOE de sistemas solares	30–84% menor frente a diésel o red; calculado bajo distintas metodologías	Indicador clave para justificar viabilidad económica del bombeo FV	[71], [72]
Homogeneización de precios	Conversión de divisas (USD, €, CAD, PKR, FCFA); normalización por mercado o región; inclusión de bonos de carbono	Permite comparación internacional y evaluación realista del costo nivelado	[43], [73]

Tabla 8 parámetros económicos y criterios de viabilidad reportados.

Un análisis de la recopilación realizada muestra que existen parámetros de comparación de LCOE entre sistemas convencionales y sistemas fotovoltaicos, en los cuales se reportan ahorros que oscilan entre **el 30% y el 84%**. Estos resultados respaldan la viabilidad económica de los sistemas solares y fortalecen su potencial de replicabilidad en aplicaciones rurales.

Asimismo, se identifican limitaciones asociadas a la vida útil de ciertos componentes, las cuales influyen directamente en el periodo de retorno de la inversión. En particular, el uso de baterías de plomo-ácido puede establecer horizontes de **reemplazo cercanos a los 5 años**. No obstante, esta consideración debe mantenerse dentro del análisis, ya que en entornos rurales los componentes se encuentran expuestos a condiciones adversas que pueden afectar su desempeño y durabilidad.

Finalmente, la inclusión de factores como la degradación anual de los módulos fotovoltaicos y la homogeneización de costos permite desarrollar modelos financieros más realistas. Esto contribuye a estimar de manera más precisa el **Payback**, haciéndolo más representativo y atractivo para los productores agrícolas en zonas rurales.

3.2.5 Metodología encontrada

A partir del análisis de varios artículos se encontró que varios de ellos convergen en una estructura metodológica común para el diseño de **sistemas de bombeo aislados o rurales**. Aunque cada autor adapta el proceso a su contexto, existe una secuencia lógica que integra aspectos técnicos, ambientales y productivos el cual se sintetiza en la **Figura 20**.

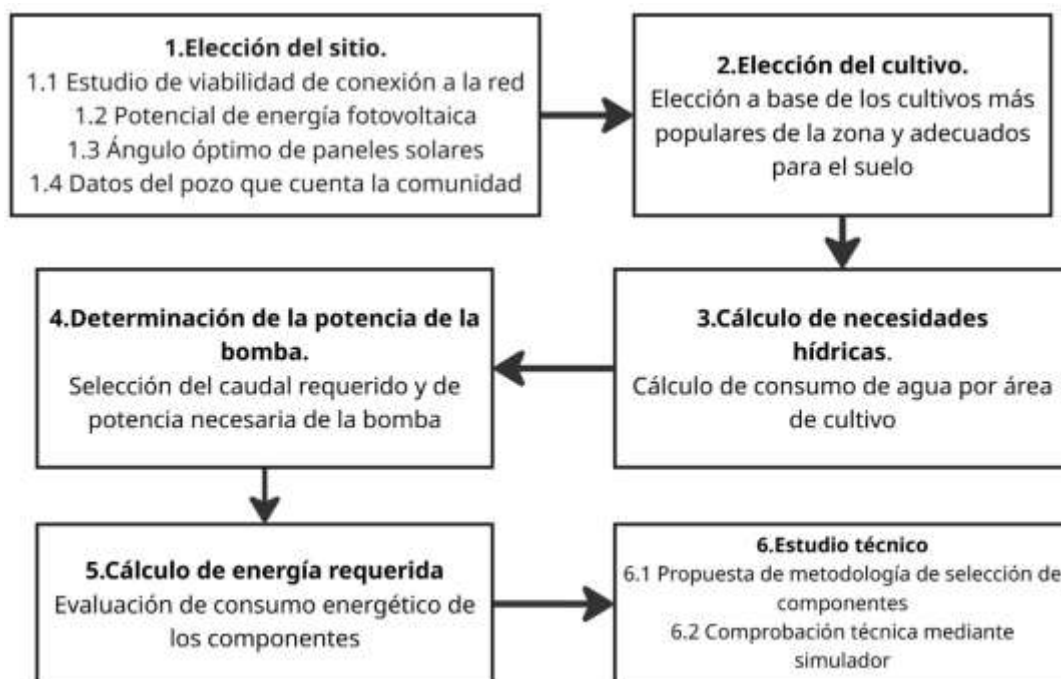


Figura 20 Estructura metodológica predominante para el diseño de sistemas de bombeo aislados.

Esta metodología se desglosa en los siguientes ejes fundamentales detectados en los casos de estudio.

Para el **primer paso** de la elección del sitio y el estudio de este, se requiere conocer si existen cuerpos de agua que posibiliten el bombeo y si existe la posibilidad de una conexión a la red por las ventajas que representa; sin embargo, como en varios casos se ha mencionado, esto resulta inviable por los costos. Tal es el caso de Nigeria, donde solo el 22.6% de sus comunidades rurales cuenta con este acceso, lo cual hace necesarios los sistemas solares que requieren de herramientas para el dimensionamiento climatológico. Ejemplo de esto es el caso de Etiopía, que promueve el uso de datos meteorológicos locales [\[62\]](#), o situaciones donde se emplean simuladores como PVsyst para el registro de irradiancias de 7.23 kWh/m²/día que ayudan a validar el diseño [\[34\]](#), a su vez se deben contemplar detalles vistas en el marco teórico para asegurar una mayor generación como el ángulo e inclinación adecuado para el caso de estudio [\[74\]](#).

En el **paso 2** se consideran las condiciones del suelo, como en el trabajo de [\[17\]](#) donde, al tratarse de un clima seco en África, se evaluaron cultivos adecuados para el tipo de suelo, incorporando la importancia de la popularidad del cultivo en la zona [\[19\]](#) para asegurar su venta y viabilidad económica. A su vez, es importante contemplar las pérdidas por transpiración, como en el trabajo de [\[46\]](#) considerado para el **paso 3**; este punto deja datos significativos para el cálculo del caudal requerido de la bomba, tal como se definió en el caso de [\[14\]](#) donde se calculó un caudal de 230 m³/h con base en la mayor necesidad hídrica y las horas de operación. Lo anterior conecta con el **paso 4**, donde el cálculo de la potencia de la bomba se debe realizar con la TDH y los parámetros de la ecuación 1, proponiendo calcular la potencia hidráulica necesaria para el dimensionamiento energético correspondiente al **paso 5** [\[67\]](#).

Finalmente, en el **paso 6**, si bien existen validaciones técnicas de sistemas mediante software especializado, se identificó una brecha de conocimiento relacionada con la selección de componentes comerciales. La metodología encontrada resulta insuficiente para escenarios de implementación reales, ya que no establece criterios detallados para la elección de equipos disponibles en el mercado. Por ende, para el presente caso de estudio, se desarrollará esta metodología y se creará una extensión para la selección adecuada de componentes, cuya comprobación será bajo las características de la metodología ya establecida en software especializado.

Capítulo 4 Caso de estudio.

4.1 Metodología base

En este capítulo se desarrolla la aplicación de la **metodología** identificada en el estado del arte, tomando como base un sitio seleccionado dentro del territorio mexicano. El caso de estudio se localiza en la región de la **Mixteca Poblana**, en el estado de Puebla, México.

A continuación, se presenta el desarrollo y se exponen las conclusiones obtenidas en cada fase del proceso, adaptando los criterios técnicos y ambientales a las condiciones particulares de esta zona.

4.1.1 Elección del sitio (paso 1)

Para la selección del sitio de estudio se priorizaron aquellas ubicaciones que contaran con pozos de agua y se encontraran alejadas de la red eléctrica convencional. **La parcela** seleccionada se ubica en la parte sur de Puebla, en la región conocida como la **Mixteca Poblana**, Para ser más precisos, las coordenadas geográficas de la parcela son **18°18'17.8"N 98°02'04.2"W**.

Antes de proceder con el diseño del sistema, se debe hacer una evaluación de la extensión de red eléctrica, la cual se encuentra a 2 km del punto de conexión más cercano y como se detalló en el apartado **1.2** la extensión gratuita de la red no es factible y tomando los datos de la **Tabla 1**, la inversión requerida para el caso de estudio es de **\$601,647.64 MXN**, sin considerar la mano de obra ni materiales para su instalación. Al comparar estos costos con el precio de algunos sistemas de bombeo que se acerquen a la dimensión de la red o más bajos revisados en la literatura, se observa que la opción solar se presenta como una alternativa con mayor viabilidad económica, apréciase en la **Tabla 9**.

Ref.	Potencia de la bomba	Precio original	Moneda	Conversión a MXN (aprox.)
[26]	Motor de inducción de 2.2 kW	10,000	USD	\$180 000
[11]	Bomba sumergible 1.5 kW	13,222.60	MXN	\$13 222.60
[64]	Bomba 1.5 kW	199,000	NGN	\$8 755
[56]	Motor de 10 HP (~7.46 kW)	3,395,740	PKR	\$46 800
[29]	Modelo de negocio con bombas	200,000	USD	\$3 600 000
[57]	Motor de 10 HP (~7.46 kW)	800	USD	\$14 400
[19]	Bomba centrífuga AC de 1.4 kW	3,974,600	XOF	\$119 238

Tabla 9 Precios de sistemas de bombeo reportados en la literatura.

Estos precios ayudan a confirmar lo visto en el estado del arte en el **apartado 3.2.4 Análisis de parámetros económicos y viabilidad** que se presente como una opción del **30 al 84%** más económica que la extensión de red o uso de combustibles fósiles (diésel). Mientras que la extensión de red en el caso de estudio supera los **\$600 000 MXN**, la evidencia recolectada muestra que incluso sistemas de alta potencia (como los motores de 10 HP) se mantienen en rangos de inversión significativamente menores. Este análisis económico valida la elección de un sistema de bombeo solar aislado para la Mixteca Poblana siendo el siguiente paso el estudio de su **potencial de generación de energía**.

La evaluación del **potencial fotovoltaico** en el sitio es fundamental para el dimensionamiento adecuado del sistema, siguiendo la metodología utilizada en trabajos en Egipto [14], el diseño se basa en la **radiación solar promedio mensual mínima**, así como en la consideración de las **horas de mayor radiación**, que son aquellas donde se programa la tarea de bombeo solar. Para obtener los datos históricos de radiación solar promedio mensual, se utilizó la base de datos satelital de la NASA [75], el resultado es visible en la **Tabla 10**.

Mes	Radiación solar (kW-hr/m ² /día)
Enero	4.92
Febrero	5.71
Marzo	6.4
Abril	6.59
Mayo	6.31
Junio	5.73
Julio	5.66
Agosto	5.66
Septiembre	4.95
Octubre	5.11
Noviembre	4.93
Diciembre	4.81
Anual	5.57

Tabla 10 Radiación solar promedio anual del caso de estudio para el año 2022.

De manera paralela se analizó el perfil horario de la radiación solar en la región como se fundamentó en el marco teórico (**2.1.5 Conexiones de los paneles solares**), la irradiancia sigue una distribución típica en forma de campana, con niveles mínimos al amanecer y atardecer, y un pico máximo alrededor de la hora solar local [62].

En este análisis de los datos específicos del caso de estudio descargados de la Nasa [75] y procesados en Matlab véase en la **Figura 21**, permite definir la ventana de operación del sistema con las horas máximas de generación tal como se aplicó en el trabajo [32].

Es importante destacar que estos registros corresponden a la radiación solar promedio del mes de diciembre, el cual fue seleccionado por presentar la radiación **solar promedio mínima mensual**. Esta consideración asegura que el dimensionamiento sea capaz de cubrir la demanda hídrica incluso en el periodo más crítico del año para la **Mixteca Poblana**.

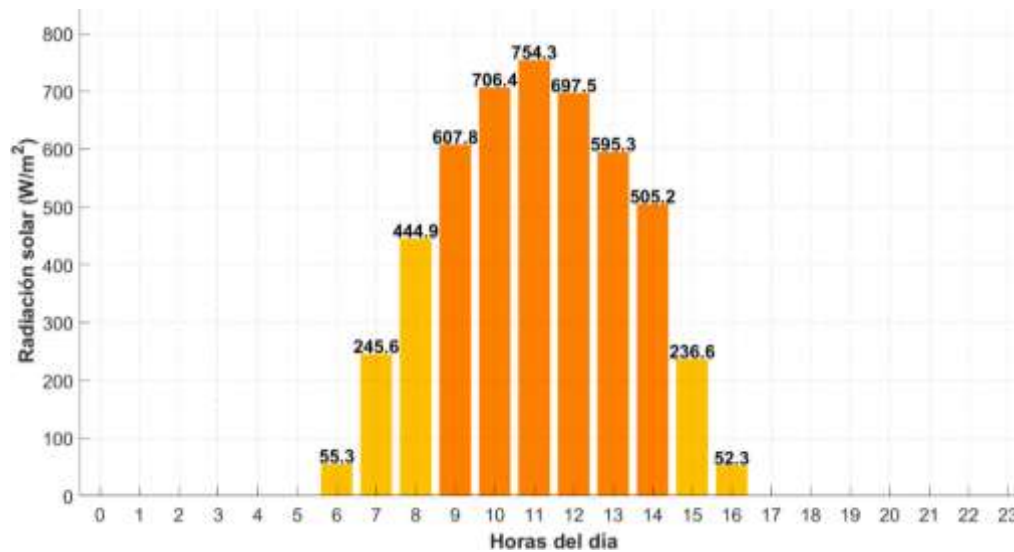


Figura 21 Distribución horaria de la radiación solar en el caso de estudio.

La campana solar de estudio permite identificar que el intervalo con mayor densidad energética con valores superiores a **los 500 W/m²** se concentra entre las **9:00 a las 14:00** horas este comportamiento es consistente con el mes de menor radiación solar promedio, cuyo valor es de **4.81 kWh/m²/día**

Esta ventana de alta producción energética para los sistemas de bombeo directo (sin almacenamiento eléctrico), es cuando se obtiene su máxima eficiencia y caudal [25], este umbral de **4 horas de operación** coincide con estudio en regiones coincidentes, donde se reportaron ventanas de operación y distribuciones similares tal es el caso de [43].

Ya caracterizado el recurso solar del caso de estudio es fundamental definir la disposición física de los paneles solares para maximizar esta captación. En los cuales basándonos en la información presentada en el marco teórico en **(2.1.3 Ángulo e inclinación)** de forma más detallada con la información de la **Tabla 2**, en la cual se establece que la inclinación ideal debe relacionarse con la latitud del sitio y la estacionalidad, para el caso de estudio se aplicó esta información véase en la **Tabla 11** en las cuales se aplicaron las correcciones estacionales pertinentes para optimizar el rendimiento del sistema de bombeo durante todo el año.

Condición	Inclinación Óptima	Explicación
Promedio anual	19°	Igual a la latitud de Puebla.
Invierno	29°	Latitud + 10° ($19^\circ + 10^\circ = 29^\circ$). Maximiza la captación en meses de menor sol.
Verano	9°	Latitud - 10° ($19^\circ - 10^\circ = 9^\circ$). Maximiza la captación en meses de mayor sol.

Tabla 11 Ángulos de inclinación calculados según las condiciones del sitio.

Para fines del diseño de este proyecto, se ha priorizado la **configuración de 19°**, así promoviendo que el sistema sea de nulos ajustes durante el año, cabe señalar que, en el hemisferio norte, los paneles deben **orientarse hacia el sur** para recibir la máxima irradiación a lo largo del día.

Una vez definida la estrategia de captación y las horas de operación es imperativo caracterizar la fuente de agua del caso de estudio, para determinar sus límites físicos y adecuar el cultivo de la selección para abastecerlo de agua.

Para el caso de estudio se cuenta con un pozo de forma cuadrada cuyos detalles físicos se aprecian en la **Figura 22** y se detallan más adelante.

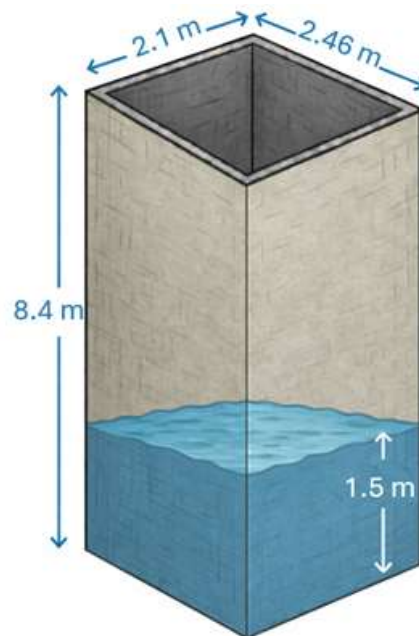


Figura 22 Dimensiones geométricas y nivel dinámico del pozo del caso de estudio.

- Dimensiones internas: anchura = 2.10 m (A) × longitud = 2.46 m (L).
- Profundidad total: 8.4 m.
- Espesor del espejo de agua (columna de agua disponible): 1.5 m (Wm).
- Recarga natural (venero): cantidad de recarga 0.2 m (Cr) cada 30 minutos (Tr).

Con base en este funcionamiento y utilizando las características derivadas de [32], se determina más parámetros del pozo. El primero de ellos es el volumen de agua almacenada del pozo (V_p), dada por la siguiente **Ecuación 2**.

$$V_p = (A) (L) (W_m) = 7.799 \text{ m}^3 \quad (2)$$

Asimismo, el caudal de recarga del pozo (Q_r), con la relación de la recarga natural:

$$Q_r = \frac{(A) (L) (C_R)}{T_r} = 2.066 \text{ m}^3/h \quad (3)$$

Esto equivale a un caudal de recarga diario (Q_{rdia}):

$$Q_{rdia} = (24 \text{ h}) (Q_r) = 49.58 \frac{\text{m}^3}{\text{dia}} \quad (4)$$

Este caudal de recarga natural asegura la disponibilidad hídrica continua, permitiendo extracciones sostenibles sin afectar el nivel estático del pozo. En estudios similares, como el análisis de configuraciones eléctricas en sistemas fotovoltaicos donde se emplean tanques de almacenamiento experimentales que recrean escenarios de pozos [23], la evaluación de sistemas subdimensionados para acuíferos en Tanzania [63] y el estudio de pozos entubados [36], se concluye que un dimensionamiento adecuado resulta fundamental para evitar el colapso del acuífero. Con base en estos resultados, el caudal con el que se dispone por día ($\approx 50 \text{ m}^3/\text{día}$) será un dato fundamental para dimensionar el área de cultivo que el pozo es capaz de cubrir sin llegar al antes mencionado colapso.

4.1.2 Elección del cultivo (paso 2)

Para la puesta en marcha del proyecto, se siguieron criterios específicos orientados a la viabilidad y sostenibilidad de los sistemas **agrovoltáicos**, priorizando los siguientes factores:

- **Popularidad regional:** Se priorizaron cultivos con alta demanda y facilidad de venta en la zona.
- **Compatibilidad ambiental:** Se seleccionaron especies que demostraran facilidad de cultivo y adaptabilidad al terreno, considerando la naturaleza árida de la región.

Para cumplir con el criterio de la popularidad de la zona se usaron los resultados agropecuarios del año 2022 de la INEGI, lo cual nos permite apreciar los cultivos con mayor producción y superficie sembrada en el estado del caso de estudio véanse en la **Tabla 12**.

Cultivo	Producción (toneladas)	Superficie sembrada (hectáreas)
Maíz grano blanco	512,143	512,656
Maíz forrajero	233,474	10,209
Brócoli	128,680	9,780
Cebolla	101,498	5,858

Tabla 12 Principales cultivos agrícolas y su relevancia productiva en el área de estudio.

A su vez se investigó de manera más específica el tipo de tierra con el que se cuenta, debido a que la parcela se ubica en la parte sur de Puebla se narra en diversos reportes que su tipo de tierra es árido y seco y se recomienda los cultivos con resistencia a estos suelos tales como **maíz, frijol y cacahuete**, por su idoneidad y adaptación al tipo de tierra que se está manejando en la zona de estudio [\[27\]](#). No obstante, entre estas opciones, el maíz forrajero emerge como la opción más pertinente por las diversas razones:

1. **Ciclo vegetativo corto:** Este presenta periodos de crecimiento mínimos de **90 hasta 150 días** máximo, este permite adaptarse a la estacionalidad y posibilita hasta **2 ciclos de cultivo anuales** con riego complementario [\[28\]](#).
2. **Compatibilidad probada en sistemas agrovoltaicos:** En investigaciones bajo esta tendencia [\[29\]](#), [\[30\]](#), se destaca que el maíz presenta tolerancia a la sombra parcial cuando los paneles se **instalan a 2 m** de altura.
3. **Doble propósito:** El maíz forrajero cuenta con la capacidad de producir forraje el cual se puede llegar a destinar a la **alimentación animal** aparte de la **producción del grano**, así contribuyendo a una seguridad alimentaria y desarrollo sostenible de la comunidad.

Por consiguiente, la elección del **maíz forrajero** se sustenta en su popularidad, la adaptabilidad del terreno y a su vez la evidencia técnica derivada de la literatura.

4.1.3 Cálculo de necesidades hídricas (paso 3)

Las necesidades hídricas del **maíz forrajero**, se calcularon utilizando el concepto de **evapotranspiración (ET)**, que integra la pérdida de agua por **evaporación del suelo** y **transpiración de las plantas**, por lo que para ajustar estos valores a las condiciones específicas del cultivo y su etapa de crecimiento, se empleó el **coeficiente de cultivo (Kc)**, definido en el Manual

FAO-56 [76]. Este parámetro se ha aplicado en estudios recientes que combinan metodologías tradicionales con técnicas innovadoras, como teledetección satelital [77] o modelos más simplificados [78].

En este proyecto, se utilizó el software de **CropWat 8.0 de la FAO**, es una herramienta especializada que calcula las necesidades hídricas basándose en **datos climáticos, características del cultivo y propiedades del suelo**.

Para el apartado de **datos meteorológicos** se aprovechó que ciertos aspectos solicitados por el software, los datos climatológicos anuales presentados en la **Tabla 13** provienen de [75] para la zona de estudio (Mixteca Poblana) del año más próximo siendo el 2022.

Mes	Temp Min (°C)	Temp Max (°C)	Humedad relativa (%)	Viento (km/día)	Insolación (horas)	Precipitación (mm)
Enero	7.7	30.6	59	173	5.2	13.9
Febrero	8.1	33	52	214	6.1	7.2
Marzo	7.6	32.8	43	175	7.1	8.9
Abril	12.4	36.6	44	172	7.2	26.1
Mayo	13.2	36.5	44	159	7.1	22.1
Junio	13.4	33.8	61	177	6.3	95.5
Julio	13.7	33.8	62	173	6.5	78.3
Agosto	13.3	31.7	69	140	6.3	143.1
Septiembre	10.1	28	78	134	5.7	130.2
Octubre	11.2	29.6	72	137	5.5	47.7
Noviembre	10.7	30	65	152	5.2	21.4
Diciembre	9.1	28.5	60	184	4.9	13.9
Promedio	10.9	32.1	59	166	6.1	15.1

Tabla 13 Datos climatológicos/Meteorológicos del caso de estudio

Cada parámetro cumple una función crítica en el modelo de simulación:

- **Temperatura (mínima y máxima):** Determinación de evapotranspiración de referencia (ETO) mediante la ecuación de Penman-Monteith que permite ver los meses con mayor requerimiento de riego.
- **Humedad relativa:** Afecta la tasa de transpiración a menor medida mayor demanda hídrica
- **Velocidad del viento:** Acelera la evaporación del suelo a mayor medida mayor pérdida de agua.
- **Horas de insolación:** a mayor medida mayor demanda de agua.
- **Precipitación:** a mayor medida de reduce la necesidad de riego artificial.

Las gráficas correspondientes a cada parámetro se encuentran en el **Anexo 1 Gráficas** climatológicas. No obstante, se otorga especial atención a la precipitación pluvial, la cual representa el volumen de agua aprovechable para reducir la necesidad de riego artificial (necesidad hídrica neta). En la **Figura 23** se presenta el comportamiento de la precipitación.

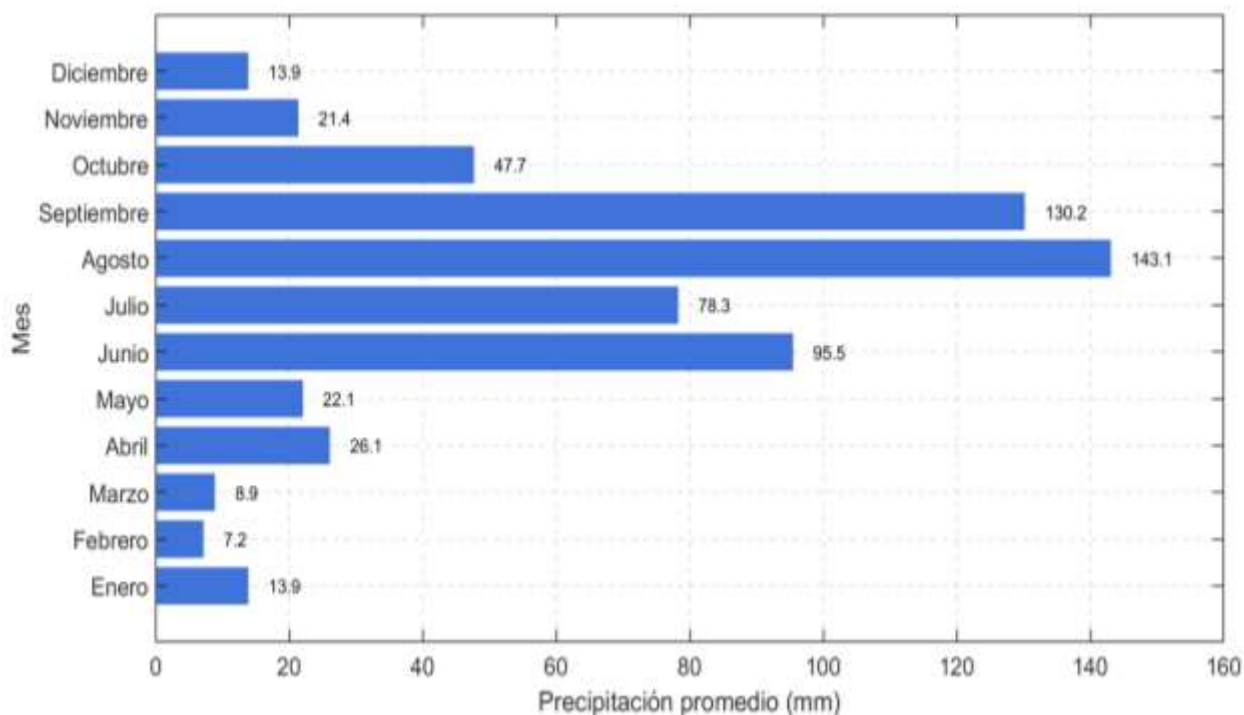


Figura 23 Precipitación del caso de estudio del año 2022.

En dicha figura se observa que los meses con mayor precipitación son septiembre y octubre. Este comportamiento resulta determinante para la selección del calendario agrícola, ya que el ciclo de cultivo debe ajustarse a parámetros agroclimáticos y fenológicos clave.

Para este estudio se seleccionó el cultivo de maíz forrajero, cuyo ciclo fenológico tiene una duración total de 140 días, dividido en cuatro etapas conforme al manual FAO-56 [76]: **etapa inicial (25 días), desarrollo (40 días), media (45 días) y final (30 días).**

Debido a que los suelos de la región presentan características áridas y secas, lo que limita su capacidad de retención hídrica, se adoptaron las recomendaciones de siembra emitidas por el Instituto Nacional de Investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias (INIFAP) [79]. En la **Tabla 14** se muestran las fechas sugeridas para distintas regiones, destacando para el estado de Puebla el periodo comprendido entre el **15 de marzo y el 15 de abril**.

Lugar	Ciclo productivo	Fecha de siembra recomendada
Chiapas	Primavera-Verano (Temporal)	Inicio de temporal hasta el 30 de Junio
Jalisco	Primavera-Verano (Temporal)	Del 25 de Mayo al 5 de julio
Quintana Roo	Primavera-Verano (Temporal)	15 de Junio al 15 de Julio.
Estado de México	Primavera-Verano (Temporal)	1 de Abril al 01 de Mayo.
Puebla	Primavera-Verano (Temporal)	Del 15 de Marzo al 15 de Abril.

Tabla 14 Fechas recomendadas por INIFAP para iniciar el ciclo de cultivo del maíz forrajero, información extraída de [79]

Con base en esta información, se estableció como periodo óptimo de cultivo del **29 de marzo al 15 de agosto**, estrategia que permite aprovechar parcialmente la temporada de lluvias.

Para el modelo de demanda hídrica en el simulador CropWat 8.0, se ingresaron los parámetros físicos y fenológicos establecidos por el manual FAO-56 [76]. Estos incluyen la profundidad efectiva de raíces, el **coeficiente del cultivo (Kc)**, el **factor de agotamiento (p)** y los **factores de respuesta (f)**, los cuales se resumen en la **Tabla 15**.

Parámetro	Valor / Descripción				
Profundidad efectiva (m)	Inicial: 1			Final: 1.7	
ETc mensual	Marzo: 8.92 mm			Abril: 9.27 mm	
Coeficiente del cultivo (Kc)	Inicial: 0.7		Media: 0.6		Final: 0.9
Factor de agotamiento (p)	Inicial: 0.55		Medio: 0.5		Final: 0.6
Altura máxima del cultivo (m)	1.5 m				
Factor de respuesta (f)	Inicio: 1	Desarrollo: 1.3	Media 1.6	Final:1.3	Promedio: 1.25

Tabla 15 Parámetros físicos y agronómicos del maíz forrajero según FAO-56.

Adicionalmente, ante la ausencia de un estudio local detallado de datos del suelo, se emplearon los valores de referencia recomendados por la FAO para el tipo de suelo identificado en la zona. Estos parámetros, presentados en la **Tabla 16**, determinan la capacidad de retención de humedad y la fracción de agua disponible para la planta.

Parámetro	Valor en tu estudio	Implicación para el riego	Ref.
Capacidad de campo (CC)	150 mm/m	Define el límite superior de agua Disponible en para las raíces.	[80]
Infiltración máxima	25 mm/día	Establece la tasa máxima de aplicación de agua sin generar escorrentía.	[81]
Profundidad radicular	120 cm	Determina la zona activa de absorción de agua, vinculada a la profundidad efectiva del suelo.	[76]
Agotamiento crítico	55% (0.55)	Indica el umbral de estrés hídrico; el riego debe activarse antes de alcanzar este valor.	[81]
Humedad inicial	120 mm/m	Refleja la reserva hídrica al inicio del ciclo, clave para planificar riegos complementarios.	[80]

Tabla 16 Caracterización del estudio.

Los resultados obtenidos mediante el simulador se presentan en la **Tabla 17**, donde se cuantifican las necesidades hídricas del maíz forrajero. Estas demandas representan el requerimiento neto que el sistema de bombeo fotovoltaico debe satisfacer.

Mes	Década	Etapas	Kc	ETc (mm/día)	ETc (mm/dec)	Precip. efectiva (mm/dec)	Req. riego (mm/dec)
Mar	3	Inicial	0.7	3.89	7.8	0.8	7.8
Abr	1	Inicial	0.7	4.05	40.5	7.1	33.3
Abr	2	Inicial	0.7	4.2	42	9.2	32.8
Abr	3	Desarrollo	0.7	4.18	41.8	8.5	33.2
May	1	Desarrollo	0.68	4.1	41	5.5	35.5
May	2	Desarrollo	0.67	4.03	40.3	4.2	36.1
May	3	Desarrollo	0.66	3.78	41.6	11.8	29.8
Jun	1	Medio	0.65	3.56	35.6	22.6	13
Jun	2	Medio	0.65	3.39	33.9	30.4	3.6
Jun	3	Medio	0.65	3.39	33.9	27.9	6
Jul	1	Medio	0.65	3.38	33.8	22.5	11.3
Jul	2	Final	0.74	3.82	38.2	20.3	17.9
Jul	3	Final	0.94	4.65	51.1	25.8	25.3
Ago	1	Final	0.94	4.44	44.4	33.7	10.7
Ago	2	Final	0.94	4.23	25.4	23.4	5.8
Total					551.1	253.7	302.1

Tabla 17 Necesidades hídricas y requerimientos de riego mensuales.

Para el cultivo analizado, el cual demanda un volumen total de agua de **302.1 mm**, este se divide en meses y estos por década (10 días). Para convertir este valor a unidades volumétricas por hectárea, se emplea la relación estándar mostrada en la **Ecuación 5**:

$$1 \text{ mm} = 10 \text{ m}^3/\text{ha} \quad (5)$$

Por lo tanto, con la **Ecuación 6** se calcula el requerimiento hídrico total (RHT) por una hectárea.

$$RHT = (302.1) \left(10 \frac{\text{m}^3}{\text{ha}} \right) = 3021 \text{ m}^3 \quad (6)$$

Con el requerimiento hídrico global y considerando el ciclo de cultivo de **140 días (D_c)**, la demanda diaria por hectárea se calcula la **demandas diarias (D_{día})** con la **Ecuación 7**.

$$D_{dia} = \frac{RHT}{D_c} = 21.58 \frac{m^3}{dia} \quad (7)$$

Para este caso, el estudio se está dimensionando bajo la técnica de riego por gravedad, el cual es ampliamente utilizado por su bajo costo y su facilidad de implementación y presenta una eficiencia **del 50%** [76], lo anterior implica que sólo la mitad del agua aplicada es aprovechada efectivamente por el cultivo, requiriendo un volumen adicional para compensar estas pérdidas la demanda ajustada (D_a) se calcula en la **Ecuación 8**.

$$D_a = \frac{D_a}{D_{dia}} = 43.16 \frac{m^3}{dia} \quad (8)$$

Con este valor, se puede contemplar el area (A_r) regable por la fuente de agua (pozo) sin ponerlo en riesgo en la Ecuación 9:

$$A_r = \frac{Q_{rdia}}{D_a} = 1.15 \text{ ha} \quad (9)$$

Por criterios de seguridad operativa, se decidió reducir esta superficie a **1 hectárea**, dejando un margen de reserva ante variaciones en disponibilidad hídrica.

Con el fin de maximizar el aprovechamiento agrícola anual, se evaluó la viabilidad de un segundo ciclo de cultivo. Debido a la ausencia de fechas oficiales recomendadas para esta segunda siembra, se realizaron simulaciones adicionales en **CropWat** bajo dos criterios:

- No interferir con el calendario del primer ciclo de cultivo.
- Aprovechar al máximo la precipitación natural disponible para reducir el riego artificial.

Inicialmente se evaluaron los meses con mayor precipitación: septiembre, octubre y noviembre. Los resultados obtenidos se muestran en el

Anexo 2 Resultados de las interacciones de CropWat para el segundo ciclo de cultivo y el análisis de estos se presentan en la **Tabla 18**.

Fecha de Siembra	ETC Total (mm)	Precipitación Efectiva (mm)	Riego Requerido (mm)	% Agua de Lluvia
Septiembre	377	133.7	258.7	35.50%
Octubre	425.1	71.3	357.9	16.80%
Noviembre	473.5	54.9	421.1	11.60%

Tabla 18 Interacciones del software.

El ciclo seleccionado abarca desde el **19 de septiembre hasta el 6 de febrero**, aprovechando mayor precipitación pluvial para reducir la necesidad hídrica. La necesidad de cada ciclo se ilustra en la **Figura 24**.

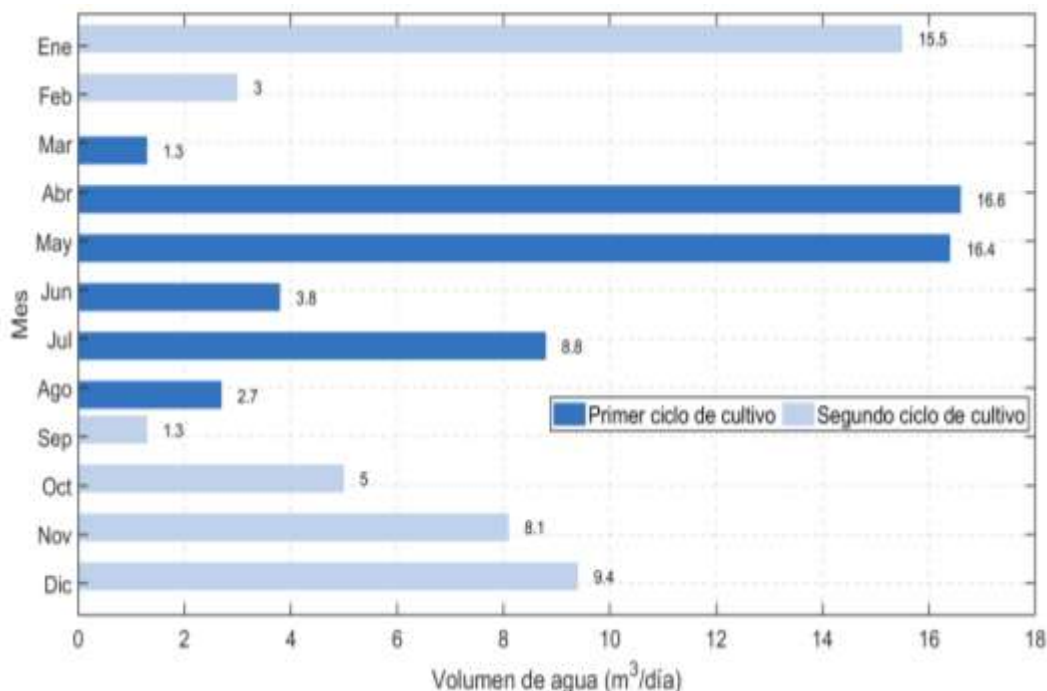


Figura 24 Demanda hídrica total.

Estos valores mensuales representan la demanda hídrica promedio diaria que deberá cubrir el sistema de bombeo fotovoltaico a lo largo del año.

4.1.4 Determinación de la potencia de la bomba (paso 4)

Una vez obtenida la necesidad hídrica del cultivo en volúmenes de agua se puede llegar a traducir en potencias mecánicas y eléctricas, esto se muestra a través del caudal de la bomba el cual llega depende de las horas de operación y volúmenes de agua necesarios, los métodos encontrados se presentan en la **Tabla 19**. Las horas de operación del primer método se establecen con la radiación solar promedio mínima del caso de estudio mientras que para el 2 método se establece las 4 horas de operación de la campana solar.

Método	Datos utilizados	Horas de operación (h)	Caudal (Q)
1. Volumen total [36]	Necesidad total del primer ciclo del cultivo Marzo a Agosto: 43.16 m³/día	4.81	8.93 m³/h
2. Necesidad hídrica mensual más alta [82]	Necesidad mensual más alta abril: 16.6 m³/día	4	4.15 m³/h

Tabla 19 Métodos para calcular el caudal.

Se unificaron ambos métodos para obtener un caudal final (Q_{final}) con la **ecuación 10**.

$$Q_{final} = (Q_{M1} \text{ 60\%}) + (Q_{M2} \text{ 40\%}) = 6 \frac{m^3}{h} \quad (10)$$

Esta ponderación puede ajustarse según el nivel de criticidad de cada factor. Una vez obtenido el caudal unificado, se procedió a determinar el **TDH** del sistema. La profundidad del pozo, descontando el nivel del espejo de agua, arroja una **altura de elevación de 6.9 m**. A esta se suma una **altura de succión adicional** de 6 m para llevar el agua hasta un tanque elevado, resultando una **TDH de aproximadamente 13 m**.

Dado que se empleará una bomba centrífuga sumergible, la literatura técnica reporta rangos de eficiencia típicos **entre 60% y 80%**. Adoptando un valor conservador del **60%** y aplicando la **Ecuación 1** potencia, se obtiene una potencia hidráulica de **382 W**. Multiplicados por un factor de seguridad de 1.5 que emplea se da [36] una potencia total de **573 W o 0.77 HP** inclinándonos a una bomba de **1 HP** por su alta disponibilidad en el mercado [24].

No obstante, para el dimensionamiento final del sistema fotovoltaico se utilizó exclusivamente el **Método 2 (caudal de 4.15 m³/h)**. Esta decisión se basa en un criterio conservador: dicho caudal garantiza la cobertura del mes de mayor estrés hídrico (**abril**) operando dentro de la ventana solar más restrictiva (**4 horas**). Adicionalmente, este valor se aproxima mejor a las capacidades ofrecidas por bombas comerciales disponibles en el mercado.

4.1.5 Cálculo de energía requerida (paso 5)

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se basa en la determinación de la energía necesaria para satisfacer la demanda hídrica, considerando las pérdidas inherentes al sistema y el recurso solar disponible en el sitio de estudio [26]. Para garantizar la operación continua de la bomba de 1HP, se calculó inicialmente la **Energía Hidráulica** (E_h) requerida para elevar el caudal de diseño.

Tomando como base la metodología de [28], se calculó el trabajo necesario para movilizar un caudal requerido de **4.15 m³/H** equivalente a **0.00115 m³/s (Q_{req})** durante una ventana de operación de **4 horas equivalente a 17,280 s (t)**, relacionados a parámetros físicos como la densidad del agua (**P = 1000 kg/m³**) y la constante de gravedad (**g = 9.81 m/s²**), como se relacionan en la **Ecuación 11**:

$$E_{hidrica} = (p)(g) (Q_{req}) (THD) (t) = 2,533\,975\,J = 704\,W\,h \quad (11)$$

Dado que ningún sistema de conversión energética es perfecto, se deben integrar las **pérdidas globales** asociadas a la **generación** (paneles), **conversión** (inversor), **transporte** (cableado) y **consumo** (bomba). Para sistemas de bombeo fotovoltaico de baja potencia, la eficiencia global (η_{global}) suele oscilar entre 40% y el 60%. En este proyecto, se adoptó un criterio conservador del **50 %** [27], la **energía eléctrica diaria requerida (E_r)**, se muestra en la **ecuación 12**.

$$E_r = \frac{E_h}{\eta_{global}} = 1408\,Wh/día \quad (12)$$

Por ende, la energía requerida diaria de 1408 Wh/día marca una pauta para ser superada por el sistema de generación (solar), para esta parte se propone una matriz de **3 paneles solares de 150 W (450 W)**. La configuración de **3 paneles** se valida en estudios de campo con cargas similares, optimizando costo-eficiencia [56], [30].

La energía solar generada (**E_{sg}**) se calculó mediante el modelo matemático de la **Ecuación 13** que relaciona la potencia **pico del arreglo fotovoltaico propuesto (P_{PV})**, las **horas sol pico (HSP)** asociadas a la radiación solar mensual promedio mínima de diciembre la cual se empleó el dato más bajo (**diciembre**) y un factor de eficiencia de generación (**n_{generación}**), ya que en estas se incluyen pérdidas por temperatura, suciedad, eficiencia del inversor y otros factores, típicamente la eficiencia de generación se encuentra entre 0.70 y 0.85, se escogió el valor más **bajo (0.7)** véase en la **Ecuación 13**.

$$E_{sg} = (P_{pv}) (HSP) (n_{generación}) = 1515\,Wh/día \quad (13)$$

Bajo estas condiciones de diseño, la generación solar estimada es de 1515 Wh/día, lo cual supera la demanda requerida de 1408 Wh/día, garantizando un margen de seguridad del 7.6%.

Este margen de autonomía es consistente con lo reportado por [27], quien señala que paneles de 150 W son óptimos para sistemas de **baja potencia (<500 W)**, especialmente cuando se combinan

con **baterías de ion-litio** para manejar los picos de corriente durante el arranque de la bomba. Además, [28] demuestran que arreglos de 450 W con almacenamiento Li-Ion pueden cubrir más del 60% de la demanda energética de **bombas de 1 HP** en operación intermitente, asegurando la autonomía del sistema incluso en días de radiación reducida.

Hasta este punto, el diseño del sistema de bombeo sigue los pasos planteados por la metodología base. A partir de estos resultados se desarrolla la **extensión de la metodología propuesta**, cuyo objetivo es relacionar técnicamente dichos parámetros para la selección de componentes.

4.2 Extensión de la metodología (paso 6).

Una vez concluidos los cálculos hasta el **paso 5**, se procede al **estudio técnico y financiero**, correspondiente al **paso 6**. En este punto, el estudio técnico constituye la base para la **extensión propuesta**, cuyo objetivo es traducir los requerimientos teóricos en una configuración comercial que facilite la selección de componentes, asegurando su compatibilidad.

De esta manera, se integran de forma lógica los criterios de selección de cada componente, haciéndolos adecuados para el caso de estudio y promoviendo su uso en escenarios replicables. Esta propuesta se ilustra en la **Figura 25**.



Figura 25 Metodología propuesta para la selección de componentes del sistema de bombeo.

En esta etapa se propone un flujo metodológico donde el diseño parte de la necesidad hídrica calculada en el **paso 3**. De manera paralela, se consideran las implicaciones operativas de la bomba centrífuga sumergible de 1 HP seleccionada en el **paso 4**. Estos criterios son el punto de partida debido a que el tanque de almacenamiento representa uno de los costos de inversión más elevados, mientras que la bomba actúa como el componente central que define la operación del sistema.

Para la selección de la batería, se establecieron tres criterios fundamentales:

- **Compensación de déficit:** Debe suministrar el 30% del requerimiento de agua que el tanque de almacenamiento no cubre por sí solo.
- **Carga de la batería:** La descarga de la batería debe ser recuperada en un tiempo menor a las horas de operación solar efectiva.
- **Soporte de arranque:** Tal como se analizó en el estado del arte, la batería debe ser capaz de suministrar el pico de corriente (corriente de irrupción) necesario para el arranque del motor de la bomba, asegurando la estabilidad del sistema.

En cuanto al inversor, este debe tener la capacidad de gestionar la descarga de corriente proveniente de la batería y soportar las demandas de potencia de la bomba. Asimismo, se garantizó la compatibilidad total entre los parámetros de salida del inversor y los requerimientos de entrada de **voltaje y frecuencia**.

Finalmente, el diseño de la matriz de paneles solares (**Paso 5**) se integró mediante un controlador de carga compatible. La selección definitiva de los módulos se realizó a través de una comparativa de mercado, buscando modelos comerciales que cumplieran con las especificaciones técnicas previstas en el dimensionamiento teórico.

Esta integración sistémica garantiza que el balance energético no sea únicamente una aproximación matemática, sino una **selección adecuada de componentes** para las condiciones reales de operación.

4.2.1 Aplicación de la extensión de la metodología (selección de componentes).

Tanque de almacenamiento.

El caso de estudio ya cuenta con tanque de concreto (3.80 m x 3.80m x 4 m) con un volumen de 57.76 m³, esto representa una autonomía del 100% para ambos ciclos de cultivo. No obstante, para la aplicación de la **extensión de la metodología** se recomienda y promueve la elección de un tanque que permita **cubrir al menos el 70%** de los días del año garantizando un funcionamiento estable durante la mayor parte del periodo anual.

Como se observa en la **Tabla 20**, un depósito de 12 m³ permite cubrir satisfactoriamente la demanda durante 9 de los 12 meses del año (aproximadamente 273 días), lo que representa una autonomía anual del 75%.

Mes	Requerimiento hídrico promedio diario (m ³ /día)	Balance diario respecto a tanque (m ³)
Ene	15.5	-3.5
Feb	3	+9
Mar	1.3	+10.7
Abr	16.6	-4.6
May	16.4	-4.4
Jun	3.8	+8.2
Jul	8.8	+3.2
Ago	2.7	+9.3
Sep	1.3	+10.7
Oct	5	+7
Nov	8.1	+3.9
Dic	9.4	+2.6

Tabla 20 Balance hídrico diario y autonomía para un depósito de 12 m³

La identificación de los déficits en los meses de **enero, abril y mayo** constituye la base técnica para el siguiente paso de la metodología. Al no ser cubiertos por el almacenamiento, estos requerimientos sobrantes dictan la capacidad necesaria del banco de baterías, este deberá suministrar energía, así garantizando la estabilidad operativa del sistema de riego.

Una vez comprobada la utilidad de un tanque de 12 m³, se realizó una búsqueda comercial de estos equipos. En la **Tabla 21** se presentan los modelos encontrados y se muestra la comparativa entre ellos.

Capacidad	Tipo	Precio estimado (MXN)
Disomex	Cisterna tricapa	\$33,000
Distribuidora nacional	Cisterna	\$54,205

Tabla 21 Comparativa de costos comerciales para tanques de almacenamiento de 12 m³.

Como resultado del análisis, se seleccionó el modelo de la marca **Disomex**. Esta decisión se fundamenta en su **bajo costo de adquisición** y en que es **adecuado para entornos aislados**, gracias a su fabricación en tricapa. Este material ofrece mayor durabilidad y protección contra la degradación por rayos UV y agentes bacterianos, lo cual resulta especialmente valioso en zonas rurales y de alta incidencia solar, como la Mixteca Poblana.

Bomba.

La selección de la bomba se realiza en forma paralela del tanque de almacenamiento. Para ello, se analizaron distintas opciones comerciales de 1 HP véase en la **Tabla 22**.

Bomba	Caudal	Altura máx.	Voltaje / Potencia	Precio aprox. (MXN)
Hyundai HYWP1000G	70 L/min	92 m	110 V / 750 W	\$2,500- \$3,000
Evans 4SEH100M100	50 L/min	80 m	127 V / ~850 W	\$4,000–\$4,800
Simer 2825SS	100 L/min	30 m	110 V / 850 W	\$4,500–\$5,000

Tabla 22 Bombas comerciales de 1 Hp.

Se seleccionó la bomba centrífuga sumergible **Hyundai HYWP1000G**, debido a que su caudal de **70 L/min**, es un valor cercano al requerimiento teórico calculado de **69 L/min**. Además, presenta el costo más competitivo y una amplia presencia en el sector agrícola.

Un factor crítico para la estabilidad del sistema es el manejo de la corriente al arranque. Con base en los fundamentos del **Marco Teórico (2.5 Tipos de bomba)**, las bombas de esta escala, aun contando con sistemas de arranque suave, presentan un pico de corriente de entre **2.5 y 3 veces su valor nominal (In)**.

La bomba cuenta con una **corriente nominal de 6.81 A**, se estimó un pico de corriente de hasta **20.4 A con una duración transitoria de entre 0.5 y 1s**. Este comportamiento, representado en la **Figura 26**.

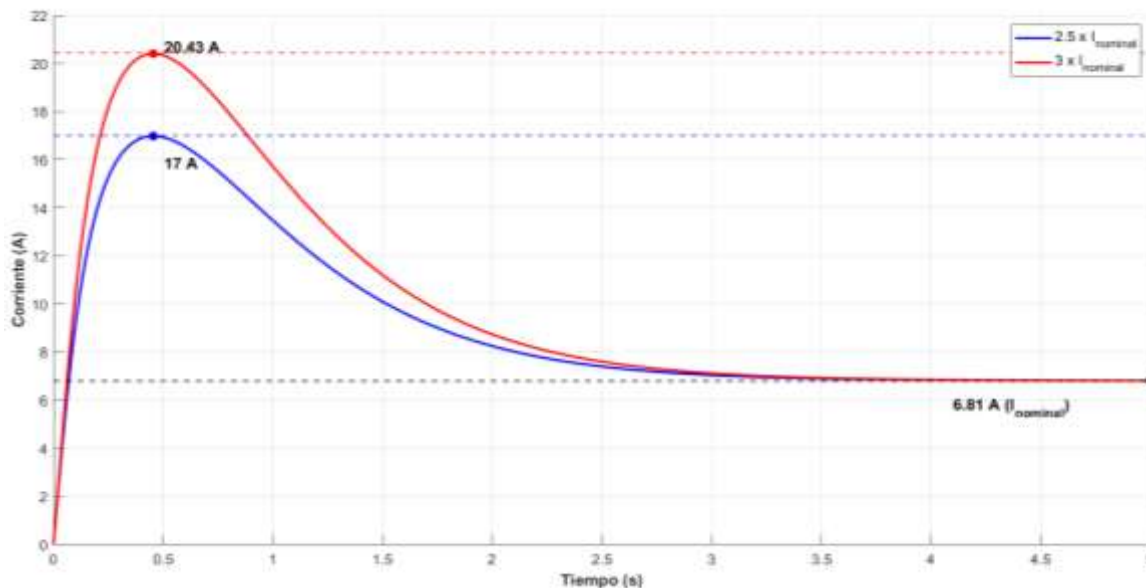


Figura 26 Pico de corriente al arranque de la Bomba Hyundai 1 HP

Como se analizó en el **Estado del arte (3.2.3 Implicaciones de los componentes)**, se usará la batería para su manejo y por sus diversas ventajas. Dado que la batería debe ser capaz de suministrar este pico de corriente, dicho requisito forma parte de su dimensionamiento. De manera complementaria, la bomba seleccionada presenta características técnicas de operación de un **voltaje de 110 V a una frecuencia de 60 Hz**, datos fundamentales para la selección del inversor.

Batería.

Cubrir el déficit.

Para esta parte se tomará el mes que tiene el mayor **volumen de agua faltante** (déficit) siendo el mes de abril con **4,600 L (V_f)**, considerando el **caudal de la bomba** de 70 L/min (Q_{bomba}), se calcula el tiempo de operación que brindará la bomba en el peor caso con la **Ecuación 14**.

$$t = \frac{V_f}{Q_{bomba}} = 66 \text{ min} \quad (14)$$

Con el tiempo establecido de 66 min, se necesita una **energía hidráulica de 326 Wh**, representando que la energía utilizada para cubrir el déficit es de aproximadamente 17% de una batería de **12 V con 200 Ah** la cual es recomendable por el trabajo hecho en [\[41\]](#), ya que su sistema, al ser tan grande evaluaron opciones que ofrecieran tanto criterios técnicos como económicos.

Pico de corriente.

Con un pico de 20.43 A, a 110 V (2,247 W AC) y una eficiencia del 70%, el sistema requiere una potencia DC de 3,210 W. A 12 V, esto demanda 267.5 A de corriente. Por seguridad, el almacenamiento debe soportar picos de hasta 400 A, cumpliendo así con los parámetros críticos de diseño establecidos.

Cargas de la batería.

Este cálculo se contempla con la **energía generada diaria** dada por el sistema en diciembre de **1,515 Wh** (E_{sg}), el cual con la **Ecuación 15**, se convierte a **potencia promedio** (P_p) del sistema con la radiación mínima del caso de estudio de 4.81 (HSP).

$$P_p = \frac{E_{sg}}{HSP} = 315 \text{ W} \quad (15)$$

La energía requerida para cubrir el déficit hídrico corresponde a 326 Wh (E_{def}), equivalente al 17% de la energía útil de la batería. El **tiempo de carga** (t_c) se calcula mediante la **Ecuación 16**.

$$t_c = \frac{E_{def}}{P_p} = 1.04 \text{ h} \quad (16)$$

Este resultado demuestra que el sistema es capaz de recuperar la energía consumida en aproximadamente una hora de operación, incluso bajo condiciones de radiación mínima. Lo anterior ratifica que el dimensionamiento y la selección de la batería fueron adecuados. Tomando como referencia los requisitos eléctricos obtenidos, específicamente la corriente pico de 267.5 A, se realizó una comparativa entre diversas opciones comerciales. La **Tabla 23** muestra algunas alternativas evaluadas, donde se observa que no todas las opciones disponibles cumplen con los requerimientos de corriente de arranque del sistema.

Batería	Precio aprox.	Corriente de descarga (continua/pico)	Ciclos de vida / DOD
LiFePO4	\$10,699 MXN	200 A continua / 400 A pico	4000+ ciclos @80% DOD
POWERWIN	\$9,539 MXN	100 A continua	3000–4000 ciclos
WEIZE	\$7,800 MXN	200 A continua	Hasta 8000 ciclos @50% DOD

Tabla 23 Baterías de 12 V con 200 Ah

La batería LiFePO4 de 12 V y 200 Ah fue seleccionada debido a su capacidad de descarga pico de 400 A, lo que garantiza el arranque seguro de la bomba.

Inversor

Considerando una potencia de arranque de **2,247 W** en corriente alterna y asumiendo una eficiencia del 70 % en las etapas de conversión, se requiere un suministro aproximado de **3,210 W en corriente directa** desde el banco de baterías. Bajo estas condiciones operativas, el inversor seleccionado debe ser capaz de soportar dicha demanda transitoria sin activar sus protecciones por sobrecarga. Con base en este criterio, se analizaron distintas alternativas comerciales compatibles con los parámetros de la bomba (110 V y 60 Hz), cuyas especificaciones técnicas se sintetizan en la **Tabla 24**.

Modelo	Potencia continua / pico	Voltaje entrada/salida	Precio aprox.
Energizer ENK3000	3000 W / 6000 W	12 V DC / 115 V AC	\$5,000 MXN
Energizer ENK4000	4000 W / 8000 W	12 V DC / 120 +/-10v AC	~\$16,000 MXN
PROwatt SW2000	1800 W / 3000 W	12 V DC / 120 V AC	~\$9,500 MXN
Phoenix Victron 12	1200 W / 2400 W	12 V DC / 230 V AC	~\$8,000 MXN

Tabla 24 Inversores compatibles con la bomba.

Aunque varios inversores cumplieran con la potencia de arranque, al evaluar la corriente máxima de entrada siendo de 268 A en corriente directa (DC), el más adecuado resultó ser el **ENK4000**, ya que soporta la corriente DC requerida por el sistema y ofrece mayor confiabilidad operativa por su robustez ante ambientes aislados.

Panel solar.

El sistema fotovoltaico está conformado por **tres paneles solares de 150 W** conectados en paralelo, lo que permite mantener un voltaje cercano a 18 V mientras se incrementa la corriente disponible del arreglo, alcanzando una potencia total aproximada de 450 W. Esta configuración es adecuada **para sistemas de 12 V** con banco de baterías, ya que facilita la regulación de carga mediante un controlador solar capaz de soportar entre 25 y 30 A.

Debido a que el sistema se implementa en un entorno rural, la selección de paneles prioriza disponibilidad comercial, facilidad de reemplazo y bajo mantenimiento. Las opciones comerciales se ven en la **Tabla 25**.

Característica	Syscom PRO15012	Renogy RNG-150D	Newpowa NPA150S
Eficiencia con polvo	Alta	Media-alta	Media
Mantenimiento	Muy bajo	Bajo	Medio
Aplicación agrícola	Especializado	General	General
Precio aprox.	\$1,600–1,800 MXN	\$2,000–2,400 MXN	\$1,800–2,100 MXN
Disponibilidad en México	Alta	Media	Media

Tabla 25 Paneles comerciales de 150 W

Con este es el último componente del caso de estudio se procede con el dimensionamiento total del caso de estudio.

4.3 Dimensionamiento final del sistema.

Una vez validada la metodología y seleccionados los componentes comerciales, se procedió a consolidar la configuración final del sistema de bombeo para el caso de estudio. Para asegurar la viabilidad del proyecto, se realizó un análisis de costos detallado (revisado a octubre de 2025), se integra desde la generación fotovoltaica hasta la infraestructura de almacenamiento y seguridad.

En la **Figura 27** se presenta el esquema general del sistema, donde se observa la interacción entre el arreglo de 450 W, el banco de baterías de 200 Ah y la bomba sumergible, detallando el flujo desde la captación en el pozo hasta el suministro final al cultivo de maíz forrajero.

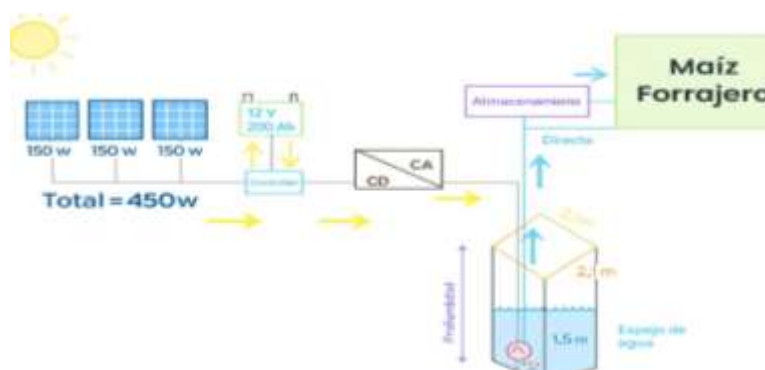


Figura 27 Esquema del sistema de bombeo del caso de estudio. Creación propia mejorada con IA.

Por su parte, la **Tabla 26** desglosa la inversión requerida para la implementación del sistema. El presupuesto contempla no solo los equipos principales, sino también los costos de instalación, estructuras y medidas de seguridad (gabinete metálico), sumando una inversión total de **\$89,734 MXN**.

Revisado el 25 de octubre de 2025.		
Componente	Precio (MXN)	Fuente
Tinaco 12,000L	33,000	https://www.disomex.com/product-page/cisterna-12-000-l-con-accesorios-triple-reforzado
Bomba 1HP	2,690	https://www.mercadolibre.com.mx/hyundai-hywp1000g/p/MLM24434567
Batería LiFePO4 12V 200Ah	10,700	https://www.amazon.com.mx/12V-200Ah-LiFePO4-Recargable-Alimentaci%C3%B3n/dp/B0BDFBQ32J
Inversor 4000W	16,536	https://articulo.mercadolibre.com.mx/MLM-2824453384-energizer-inversor-de-energia-de-4000-vatios-inversor-de-ond- JM
3 paneles solares de 150W	5,928	https://wirelessshop.mx/prod.asp?id=EPPRO15012
Estructura Paneles	2,684	Anexo 3 Cotización con proveedores externos.
Mano de Obra	5,750	
Material Instalación	8,146	
Caja Seguridad 3x3m	2,000	GABT30X30X20 Gabinete metálico
Plomería	3,000	Precios revisados en home depto. Dimensionamiento en Anexo 3 Cotización con proveedores externos.
TOTAL	89,734	

Tabla 26 Dimensionamiento y precios del sistema de bombeo del caso de estudio.

Este dimensionamiento incluye factores tanto **técnicos como financieros**, fundamentales para las siguientes etapas, donde se contrastará la inversión, los costos operativos y de producción. Asimismo, se comprobará el dimensionamiento técnico mediante una simulación en un software especializado.

4.3.1 Estudio financiero.

Tras la selección de componentes, se procedió a realizar el análisis financiero para determinar la viabilidad del proyecto. Para ello, se emplearon los parámetros definidos en el Marco teórico (**2.6 Parámetros económicos.**), tales como el **VAN y TIR**, considerando los factores que afectan este parte visto en el estado del arte (**3.2.4 Análisis de parámetros económicos y viabilidad**).

El análisis se fundamenta en una inversión inicial de **\$89,734 MXN**, una tasa de descuento local del 10% según reportes de [9], y un esquema de mantenimiento preventivo anual **de 3,000 MXN**. Se consideró una vida útil de **5 años para el inversor** y la **batería**, a partir de **10 años para los paneles** solares, integrando una tasa de **degradación del 1%** en el primer año y del **0.5% anual** a partir del segundo.

Junto a los costos de producción del maíz forrajero de **\$10,774 MXN/ha** con base en datos recientes del sector agrícola nacional (Unisem, 2025) [83], similares a los registros oficiales de SAGARPA en Chihuahua que reportaban **\$14,570** en 2014 [79], la diferencia entre ambos estimados se debe a que el reporte de Chihuahua incluye explícitamente el costo del riego, mientras que el valor actualizado no lo contempla. Ambos costos consideran preparación del terreno, fertilización, semilla, control de plagas y malezas, cosecha y transporte.

Los ingresos anuales se estiman con rendimiento **de \$7.5 toneladas** de maíz por hectárea según reportes de gobierno del 2022 [84], vendidas a **\$6,278/tonelada** debido al precio establecido por el gobierno según reportes de [85], dando un ingreso por ciclo de **\$47 085 MXN**, Dejando una ganancia anual por ambos ciclos de **\$72 622** factor que se involucra en la recuperación económica.

Considerando los factores de **(2.6 Parámetros económicos.)** del marco teórico. Se relacionan y se dan de alta en el algoritmo cuyo código se ve en el

Anexo 4 Códigos de los algoritmos. Para facilitar su comprensión, la lógica de funcionamiento general de este programa se ilustra de manera simplificada en la **Figura 28**.

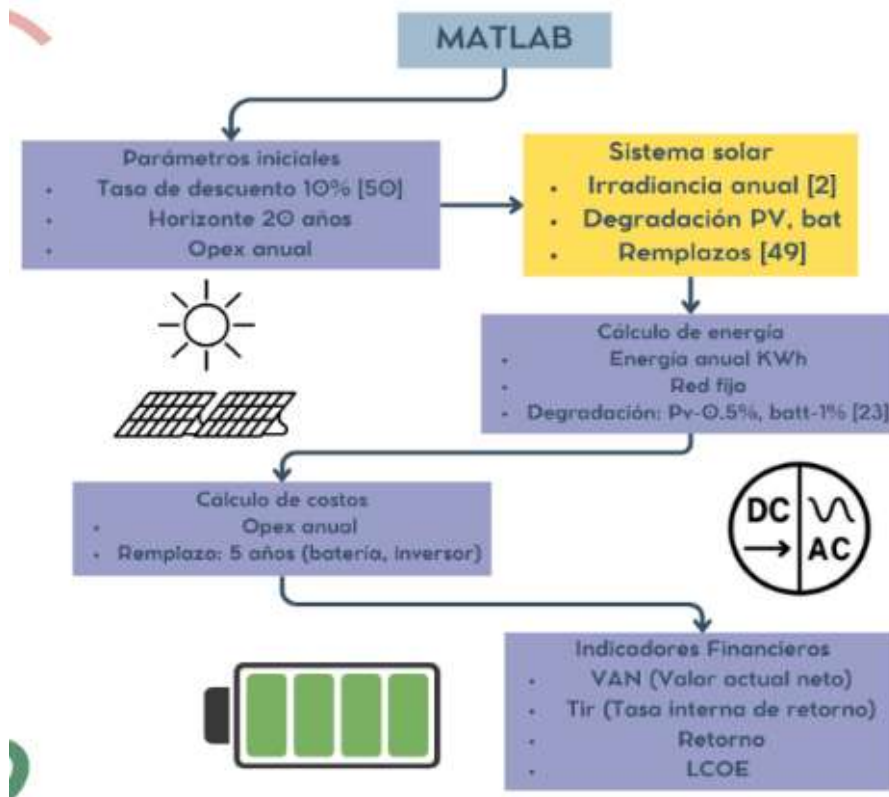


Figura 28 Algoritmo de parámetros económicos del sistema de bombeo

Los resultados obtenidos muestran indicadores financieros favorables, destacando un LCOE de **\$14.03 MXN/kWh**, así como valores positivos de **VAN = \$477,028.17 MXN** y **TIR = 76.71%**, lo que evidencia la rentabilidad del proyecto y su viabilidad económica. Estos resultados son consistentes con estudios similares en sistemas fotovoltaicos aplicados al riego agrícola [46], [73].

No obstante, el valor de LCOE obtenido puede considerarse elevado en comparación con el suministro eléctrico convencional. Por ejemplo, la tarifa eléctrica para riego agrícola reporta valores cercanos a **\$0.74 MXN/kWh** [5]. Sin embargo, esta comparación no contempla los costos asociados a la extensión de la red.

Por esta razón, se desarrolló un segundo algoritmo que incorpora dichos costos, considerando una extensión de red de 2 km, una operación de 4 horas diarias, y la demanda correspondiente a una bomba de 1 HP (750 W). El código asociado se encuentra igualmente en el

Anexo 4 Códigos de los algoritmos. Su funcionamiento base se ve en la **Figura 29**.

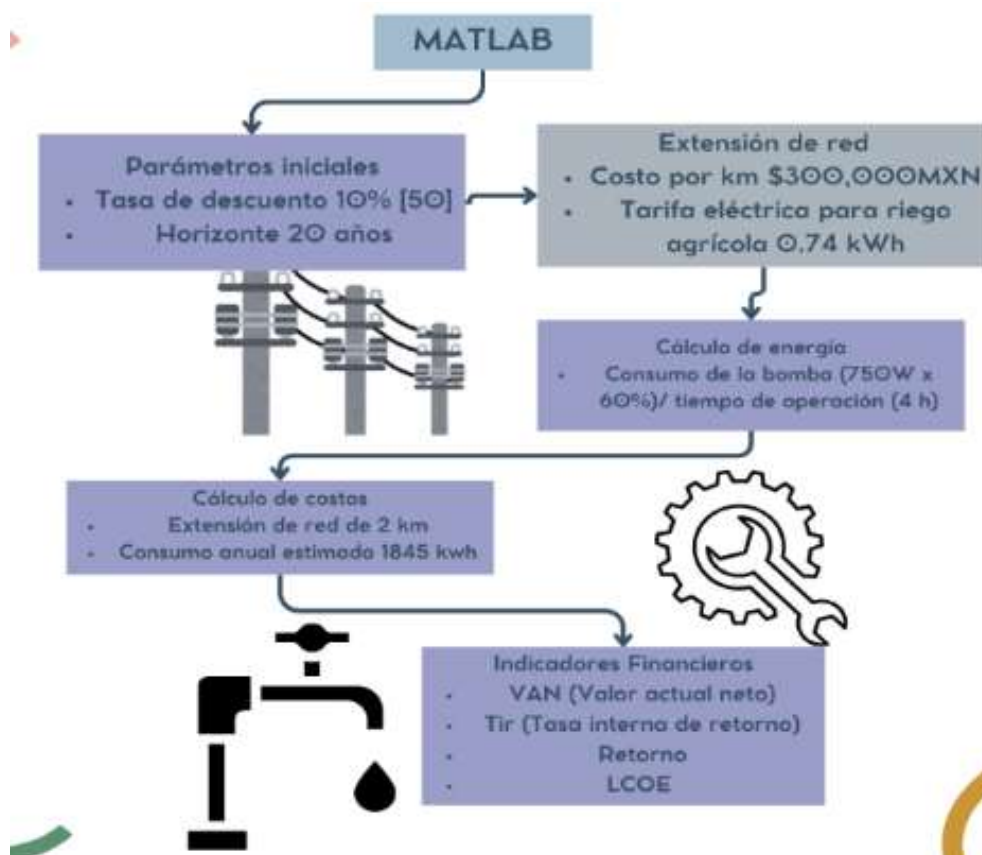


Figura 29 Algoritmo de extensión de red del caso de estudio.

Los resultados obtenidos evidencian la inviabilidad económica de la extensión de red, presentando un costo de inversión inicial aproximado de \$600,000 MXN, acompañado de un **LCOE de \$34.45 MXN/kWh**, un VAN negativo de **-\$614,295 MXN** y una TIR de **-177%**. Estos indicadores confirman que, bajo las condiciones analizadas, la solución convencional resulta económicamente inviable.

Con el fin de evaluar la robustez económica del proyecto frente a la variación de precios en el mercado, se realizó un proceso de **normalización** de costos, similar a los vistos en el estado del arte (**3.2.4 Análisis de parámetros económicos y viabilidad**), este se hizo a base del dimensionamiento de la **Tabla 26** correspondiente a la homogenización.

Esta normalización de precios permite analizar la proporción relativa de cada componente dentro del costo total, a su vez que tanto se puede permitir el proyecto un aumento económico y márgenes de seguridad de estas subidas de precio. Para empezar este análisis se usó la **Ecuación 17** la cual

relaciona el precio del componente evaluado (P_{comp}) con el precio del componente de mayor costo (P_{ref}), correspondiente al tanque de almacenamiento, sus resultados se aprecian en la **Tabla 27**

$$Precio_{normalizado} = \frac{P_{comp}}{P_{ref}} \quad (17)$$

Componente	Precio Real	Precio Normalizado	% vs Tinaco
Tinaco	\$33,000	1	100%
Inversor	\$16,000	0.48	48%
Batería	\$10,700	0.32	32%
Material	\$8,146	0.25	25%
Mano Obra	\$5,750	0.17	17%
Paneles	\$5,928	0.18	18%
Estructura	\$4,000	0.12	12%
Plomería	\$3,000	0.09	9%
Bomba	\$2,690	0.08	8%
Caja	\$2,000	0.06	6%

Tabla 27 Precios normalizados.

Considerando una ganancia neta anual de **\$72 622 MXN** y un periodo de retorno de dos años, se estableció una inversión máxima permisible (I_{Max}) de **\$145 244 MXN**. Dado que la inversión real del proyecto (I_{Real}) fue de **\$89 734 MXN**, se procedió a calcular el margen de seguridad mediante la **Ecuación 18**.

$$\% \text{ Margen} = \frac{\frac{I_{max} - I_{real}}{I_{real}}}{100\%} = 61\% \quad (18)$$

Este resultado confirma la robustez financiera del sistema, indicando que el proyecto puede soportar un incremento general de costos de hasta el 61% sin comprometer el retorno de inversión planteado. Para profundizar en esta flexibilidad, se aplicó la **Ecuación 19**, esta permite determinar el incremento permitido (I_{Per}) por componente individual. Para ello, se contrastó el precio máximo aceptable (P_{Max}) frente al precio comercial actual (P_{Actual}), Los resultados para cada componente se aprecian en la **Tabla 28**:

$$I_{per} = \left(\left(\frac{P_{Max}}{P_{Actual}} \right) - 1 \right) \times 100\% \quad (19)$$

Componente	Precio Actual	% del Total	Precio Máximo	Incremento Permitido
Tinaco	\$33,000	36.60%	\$53,159	61%
Inversor	\$16,000	17.70%	\$25,708	61%
Batería	\$10,700	11.90%	\$17,284	62%
Material	\$8,146	9.00%	\$13,072	60%
Mano Obra	\$5,750	6.40%	\$9,296	62%
Paneles	\$5,928	6.60%	\$9,586	62%
Estructura	\$4,000	4.40%	\$6,391	60%
Plomería	\$3,000	3.30%	\$4,793	60%
Bomba	\$2,690	3.00%	\$4,357	62%
Caja	\$2,000	2.20%	\$3,195	60%

Tabla 28 Incremento permitido de cada componente

En conjunto, los resultados demuestran que el sistema es económicamente viable y presenta un margen de seguridad del **61%**, lo que confirma su robustez ante variaciones en los costos. Asimismo, la comparación con la extensión de red refuerza la conveniencia de la solución fotovoltaica en contextos rurales aislados.

No obstante, es necesario validar que el sistema cumpla técnicamente con las condiciones de operación. Por ello, en el siguiente apartado se realiza la **comprobación técnica** mediante **simulación**.

4.3.2 Comprobación técnica (Simulación).

Con el fin de validar el desempeño operativo del sistema dimensionado, se llevó a cabo una comprobación técnica mediante simulación. Este análisis permite evaluar el comportamiento del sistema bajo condiciones reales de operación, considerando la variabilidad de la irradiancia solar y la demanda hídrica del cultivo.

Para esto se buscaron softwares especializados para la comprobación técnica en los cuales para sistemas de bombeo se destacan **PVsyst**, **Matlab** y **Homer pro**, en la **Tabla 29** se presenta un comparativa de sus capacidades técnicas.

Característica	PVsyst	MATLAB	HOMER Pro
Enfoque en sistemas solares	✓	□	□
Facilidad de uso	✓	□	✓
Base de datos meteorológica	✓	□	✓
Análisis de rendimiento	✓	✓	□
Optimización del sistema	✓	✓	✓
Costo de licencia	\$569.93 anual	\$1,900 mensuales	\$3,375 mensuales

Tabla 29 Comparativa de softwares especializados para simulación de sistemas solares precios revisados PVsyst [\[86\]](#), Matlab [\[87\]](#), Homer pro [\[88\]](#)

Como resultado de esta evaluación, se seleccionó **PVsyst** como herramienta de simulación para el presente proyecto. Esta decisión se fundamenta en su enfoque específico para sistemas fotovoltaicos, particularmente en aplicaciones de bombeo solar, lo que facilita su implementación y mejora la replicabilidad del estudio.

Adicionalmente, **PVsyst** ofrece acceso a diversas bases de datos meteorológicas, como **Meteonorm y los datos de la NASA**, lo que permite realizar análisis bajo escenarios realistas. Además, presenta una herramienta de evaluación de desempeño tanto técnico como económico integrada en la interfaz, lo cual facilita el análisis de resultados.

En comparación, aunque **Matlab** y **Homer Pro** ofrecen entornos de simulación más amplios, su complejidad de implementación puede representar una limitante en términos de accesibilidad y tiempo de desarrollo. Por lo tanto, **PVsyst** se posiciona como la opción más adecuada para este estudio, al equilibrar precisión, facilidad de uso y disponibilidad de recursos en su versión académica.

Una vez seleccionado el simulador, se procedió a estructurar la forma en que se evaluaría el sistema. Para ello, se integraron los principales elementos del análisis en un esquema general que relaciona entradas, proceso y salidas, permitiendo visualizar de manera clara el flujo de la simulación, como se presenta en la **Figura 30**.

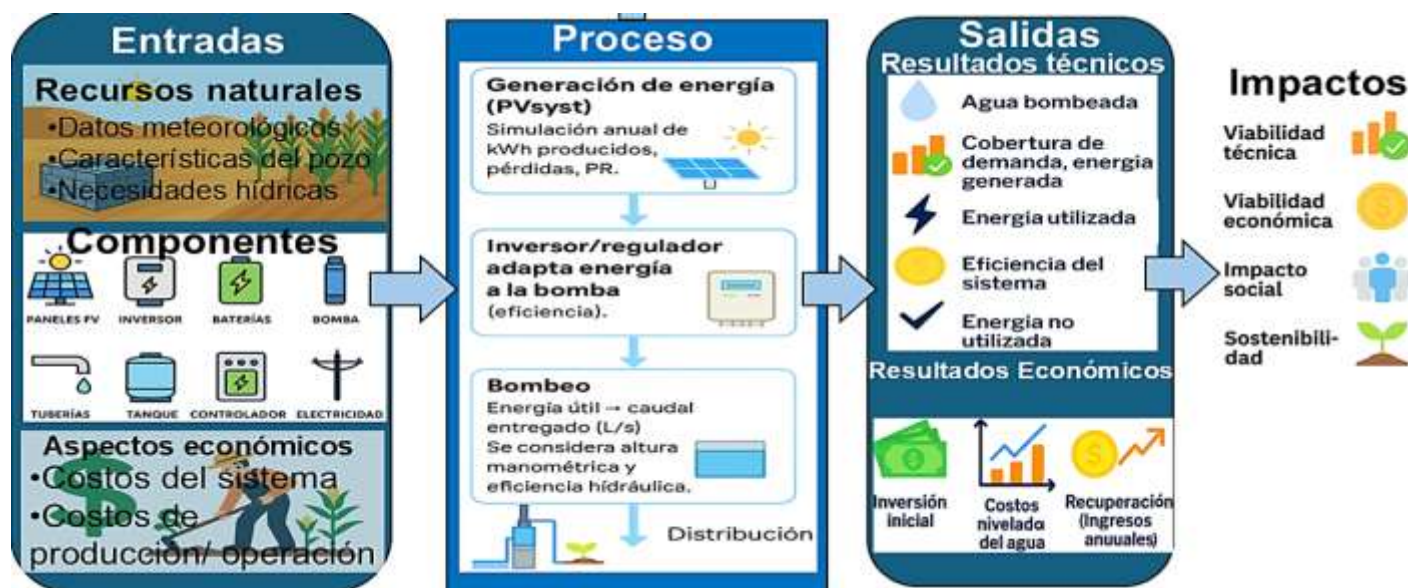


Figura 30 Protocolo de pruebas basado en [89].

4.3.2.1 Entradas.

El protocolo de simulación considera tres grupos principales de entradas: los **recursos naturales** (datos meteorológicos, características del pozo y necesidad hídrica), los **componentes del sistema** (paneles fotovoltaicos, baterías, inversor y bomba) y los **aspectos económicos** (costos de instalación, operación y mantenimiento).

Las entradas del modelo se definieron a partir del caso de estudio ubicado en la Mixteca Poblana (**Lat: 18.98°, Long: -98.08°**). Asimismo, se incorporaron parámetros como la altitud y la zona horaria (UTC +6), empleando la base de datos meteorológica del simulador, la cual fue contrastada con información de la NASA para validar la coherencia del dimensionamiento del recurso solar.

Los datos del pozo se integraron a partir de su caracterización presentada en la sección **4.1.1 Elección del sitio (paso 1)**, mientras que la necesidad hídrica del cultivo de maíz forrajero se incorporó conforme a los resultados previamente obtenidos (véase en **Figura 24**).

Adicionalmente, el simulador requiere la definición del sistema hidráulico, por lo que se incluyó un dimensionamiento básico de la red de plomería, considerando las pérdidas por fricción. Este

dimensionamiento se presenta en el **Anexo 3 Cotización con proveedores externos**. Para la estimación de dichas pérdidas, se empleó la ecuación de Hazen-Williams, mostrada en la **Ecuación 20**:

$$H_f = 10.674 * \left(\frac{L * Q^{1.852}}{C^{1.852} * D^{4.871}} \right) \quad (20)$$

Donde:

- H_f = Pérdida de carga por fricción (en metros)
- L = Longitud de la tubería (en metros)
- Q = Caudal (en metros cúbicos por segundo, m^3/s)
- C = Coeficiente de Hazen-Williams (sin unidades)
- D = Diámetro interno de la tubería (en metros)

Debido a que la plomería presenta tramos con diferentes diámetros, se consideró una sección principal de 1 1/4" compatible con la salida de la bomba ($H_{1\frac{1}{4}''}$), así como tramos secundarios de 1" con el objetivo de bajar costos ($H_{1''}$). Cada tramo fue evaluado de manera independiente, como se muestra en las **Ecuaciones 21 y 22**.

$$H_{1\frac{1}{4}''} = H_f = 10.674 * 0.5 * \frac{(0.001167^{1.85})}{150^{1.85} * 0.0326^{4.87}} = 0.005 \text{ m} \quad (21)$$

$$H_{1''} = 10.674 * 7.7 * \frac{(0.001167^{1.85})}{150^{1.85} * 0.026^{4.87}} = 0.56 \text{ m} \quad (22)$$

Asimismo, la incorporación de accesorios en la red hidráulica necesaria para conducir el agua hasta el tanque de almacenamiento genera pérdidas adicionales, las cuales deben ser consideradas en el análisis. La suma de estas pérdidas se presenta en la **Tabla 30**.

Accesorio	pérdidas	Pérdidas totales (m)
3 codos de 90°	1.1	3.3
Válvula check		4
2 válvulas	0.7	1.4
Reductor		0.5

Total		9.2
-------	--	-----

Tabla 30 Pérdidas por accesorios

Estas pérdidas se incorporaron como longitud equivalente en la ecuación de Hazen-Williams, obteniendo una pérdida por fricción asociada a los accesorios de:

$$H_f = 10.674 * 9.2 * \frac{(0.001167^{1.85})}{150^{1.85} * 0.026^{4.87}} = 0.67 \text{ m} \quad (23)$$

Posteriormente, las pérdidas totales por fricción (H_T) se calcularon mediante la suma de las contribuciones de los distintos tramos de tubería y accesorios, como se muestra en la **Ecuación 24**.

$$H_T = 0.005 + 0.56 + 0.67 = 1.235 \text{ m} \quad (24)$$

Finalmente, este valor se integra junto con la altura geométrica total del sistema, considerando tanto la componente vertical como las pérdidas hidráulicas, resultando en una altura total de 19 m, la cual se emplea como parámetro de entrada en el simulador.

El **segundo grupo de entradas** corresponde a los componentes del sistema, los cuales fueron definidos previamente en **4.3 Dimensionamiento final del sistema**. Estos incluyen los paneles, el inversor/controlador, la bomba, el tanque de almacenamiento.

Para su implementación en el simulador, los parámetros de cada componente fueron ingresados a partir de sus fichas técnicas, considerando sus condiciones nominales de operación. En el caso de los **paneles fotovoltaicos** (Epcos Syscom PRO15012), se definieron variables eléctricas fundamentales como la potencia máxima (P_m), el voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mp}), la corriente en el punto de máxima potencia (I_{mp}), el voltaje a circuito abierto (V_{oc}) y la corriente de cortocircuito (I_{sc}).

Por su parte, para la bomba **Hyundai de 1 HP** se incorporaron los datos correspondientes a sus condiciones nominales de operación, así como su curva característica de desempeño, la cual permite relacionar el caudal, la altura manométrica y la eficiencia del equipo.

En cuanto al sistema de almacenamiento hidráulico (**Disomex**), se ingresaron las características físicas del tanque, tales como su volumen, altura y condiciones de operación dentro del sistema.

Todos estos parámetros pueden consultarse con mayor detalle en el **Anexo 5 Fichas técnicas de los componentes**. Dentro del simulador se utilizó un inversor/controlador genérico, ya que el software no permite modelar directamente el inversor seleccionado debido a las limitaciones de la plataforma. No obstante, sus parámetros permiten representar adecuadamente el comportamiento del sistema, especialmente en el establecimiento del umbral de operación. Estos parámetros, junto con los demás componentes del sistema, pueden consultarse en el reporte generado por PVsyst que encuentran en **Anexo 6. Reporte de PVsyst**.

Por otro lado, el software no permite modelar directamente el banco de baterías; sin embargo, esto no afecta el análisis, ya que la simulación se enfoca en la generación energética y el funcionamiento del sistema de bombeo. El análisis de almacenamiento se aborda de forma complementaria mediante cálculos independientes.

El tercer **grupo de entradas** corresponde a la viabilidad financiera. Se integró la inversión inicial de **\$89,734 MXN** y un costo de mantenimiento preventivo anual de **\$3,000 MXN**. Debido a que el entorno de simulación requiere parámetros de ingresos basados en la venta de agua (MXN/m³), se realizó una adecuación técnica para representar la rentabilidad del cultivo de maíz forrajero. Para ello, se relacionó el ingreso neto anual (I_T) de **\$47,085 MXN** esperado con el volumen total (V_T) de agua bombeada de 2,804 m³, mediante la siguiente **Ecuación 25**.

$$Venta_{agua} = \frac{IT}{V_T} = 16.79 \text{ MXN/m}^3 \quad (25)$$

Con el fin de mantener el valor en un margen de seguridad y evitar sobredimensionamientos se estableció el valor de **16 MXN/m³**. Esta configuración permite que el simulador evalúe la recuperación económica del sistema de manera congruente con la productividad real de la parcela.

4.3.2.2 Proceso

El proceso de simulación se centra en la evaluación del comportamiento dinámico del sistema.

Durante esta etapa, se analizarán los factores críticos de eficiencia que se visualizan en el **Diagrama de Pérdidas** del software, tales como:

- **Pérdidas térmicas:** Impacto de la temperatura ambiente de la Mixteca Poblana sobre la eficiencia del silicio.
- **Pérdidas eléctricas:** Caídas de tensión en el cableado de corriente continua (CC), calidad del módulo y desajuste entre paneles.
- **Eficiencia del sistema:** Análisis del rendimiento del inversor y la precisión en el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP).

Estos factores permiten al software estimar de manera más realista la energía que dispone el caso de estudio para el sistema de bombeo mediante el **Diagrama de producciones normalizadas**.

4.3.2.3 Salidas esperadas

Las **salidas** esperadas incluyen el volumen total de **agua bombeada** y su grado de **cobertura** respecto a la **demanda hídrica**, la **energía generada y utilizada**, la **eficiencia global del sistema** y la **energía no aprovechada**. Desde el punto de vista económico, se busca obtener indicadores favorables, tales como valores positivos de **VAN y TIR**, así como un periodo de recuperación menor a cinco años.

Una vez establecidas las entradas, el proceso de simulación y las salidas esperadas, se procedió a ejecutar el modelo en PVsyst. Los resultados obtenidos se presentan en el **Capítulo 5**, donde se analiza el **desempeño energético**, la **cobertura de la demanda hídrica** y la **viabilidad económica del sistema**.

Capítulo 5 Resultados y conclusiones.

5.1 Resultados técnicos y económicos

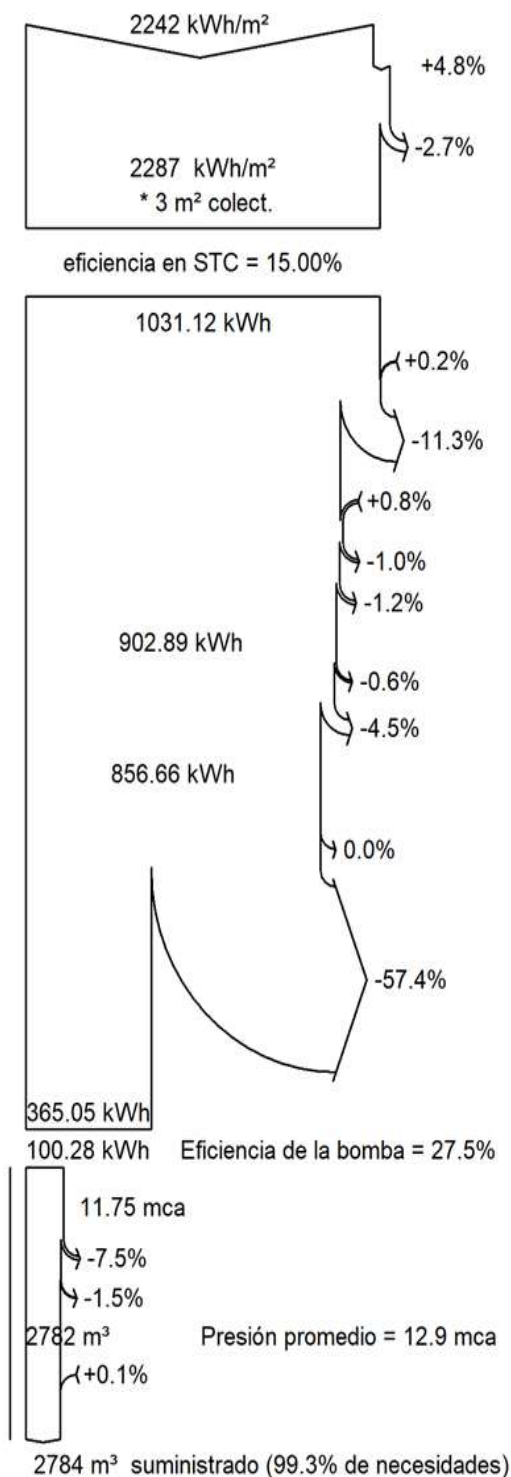
Los resultados obtenidos mediante la simulación, bajo el protocolo de pruebas y las condiciones de entrada previamente definidas, se presentan a continuación. Los indicadores técnicos fueron extraídos del reporte generado en PVsyst (**Anexo 6. Reporte de PVsyst**) y se sintetizan en la **Tabla**

31.

Parámetro	Valor	Unidad
Agua bombeada	2,782	m ³
Necesidades de agua	2,804	m ³
Cobertura de demanda	99.2	%
Energía utilizada (en bomba)	365	kWh
Energía no utilizada (tanque lleno)	492	kWh
Fracción no utilizada	54.4	%
Eficiencia global del sistema	40.4	%

Tabla 31 Salidas técnicas del simulador.

Los resultados muestran que el sistema propuesto, evaluado bajo ambas metodologías (operación directa sin almacenamiento), logra cubrir el **99.2%** de la demanda hídrica del cultivo de maíz forrajero siendo el principal objetivo de abastecer el agua para el siguiente análisis de las salidas esperadas se presenta el **diagrama de pérdidas generado por el simulador**, el cual muestra la transformación de la energía desde la irradiación incidente hasta su aprovechamiento final en el proceso de bombeo véase en la **Figura 31**.



Irradiación horizontal global
Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdida de desajuste de conjunto de módulos

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida con respecto a la ejecución de MPP

Pérdida del convertidor durante la operación (eficiencia)

Pérdidas eléctricas (convertidor, umbrales, etc.)

Energía bajo el límite de retiro

Energía no utilizada (tanque lleno)

Energía eléctrica operativa en la bomba

Energía hidráulica en la bomba

Requisito de presión estática (sin flujo)

Pozo: pérdida de presión de reducción

Pérdida de presión de fricción

Volumen de agua bombeada

Balance de agua almacenada comienzo/final del día

Necesidades de agua del usuario

Figura 31 Diagrama de pérdidas del simulador.

Las implicaciones de pérdida consideradas en este proceso se explican de manera más detallada en la **Tabla 32**.

Etapa del Proceso	Concepto	Valor (%)	Impacto
Recurso Incidente	Factor IAM (Incidence Angle Modifier)	-2.70%	Pérdida por reflexión en el cristal del panel según el ángulo del sol.
Conversión FV	Eficiencia en STC (Condiciones Estándar)	15.00%	Eficiencia nominal del panel para convertir luz en electricidad.
Pérdidas de Campo	Nivel de irradiancia	0.20%	Ganancia marginal por comportamiento del módulo a baja irradiancia.
	Temperatura	-11.30%	Pérdida principal. Reducción de eficiencia por el calor en la Mixteca.
	Calidad del módulo	0.80%	Ganancia por tolerancia positiva del fabricante.
	Desajuste	-1.00%	Pérdidas por pequeñas diferencias eléctricas entre módulos.
	Ohms (Cableado)	-1.20%	Resistencia eléctrica en los conductores de corriente continua.
Conversión y Control	Ejecución del MPP (Punto de Máxima Potencia)	-0.60%	Pérdida por la precisión del seguidor del inversor.
	Eficiencia del convertidor	-4.50%	Pérdida por calor y electrónica interna del inversor/controlador.

Tabla 32 Resumen de pérdida consideradas

En este análisis se observa que la energía incidente sufre diversas pérdidas. Las más significativas corresponden a las **pérdidas por temperatura** (-11.3%), seguidas de las **pérdidas por conversión** en el inversor (-4.5%) y pérdidas menores asociadas al **desajuste de módulos** y al **cableado**.

La energía finalmente aprovechada en la bomba corresponde a **365.05 kWh**, con una eficiencia de bombeo del **40%**, valor superior a lo reportado en el apartado del sistema de bombeo directo con MPPT, con eficiencia global del **30.92%** documentado en [15], así como en los rangos reportados de eficiencias medidas en condiciones reales que oscilan desde los **27.82%** en los sistemas con batería de [15] y los **70.64 %** reportados en los sistemas de bombeo los cuales fueron optimizados en el apartado del convertidor evitando pérdida para motores DC [11].

Asimismo, se identifica una fracción considerable de energía no utilizada **492 kWh** (-57.4%), atribuida principalmente a los periodos en los que el tanque de almacenamiento alcanza su capacidad máxima. Este comportamiento indica que el sistema se encuentra correctamente dimensionado desde **el punto de vista hídrico**, aunque con un excedente energético disponible para el aprovechamiento no dimensionado por parte del simulador de la **batería** prevista de 12 V con 200 Ah y considerando el 80% de DOD de seguridad. Bajo estas premisas, el número teórico de ciclos de carga anuales (N_a) se calcula mediante la **Ecuación 25**.

$$N_a = \frac{491.6 \text{ kWh}}{1.92 \text{ kWh}} = 256 \text{ ciclos/año} \quad (25)$$

Si este resultado se llega analizar de forma mensual con el apartado del reporte de producciones normalizadas de la figura junto a la tabla adaptada de resultados **Figura 32**.

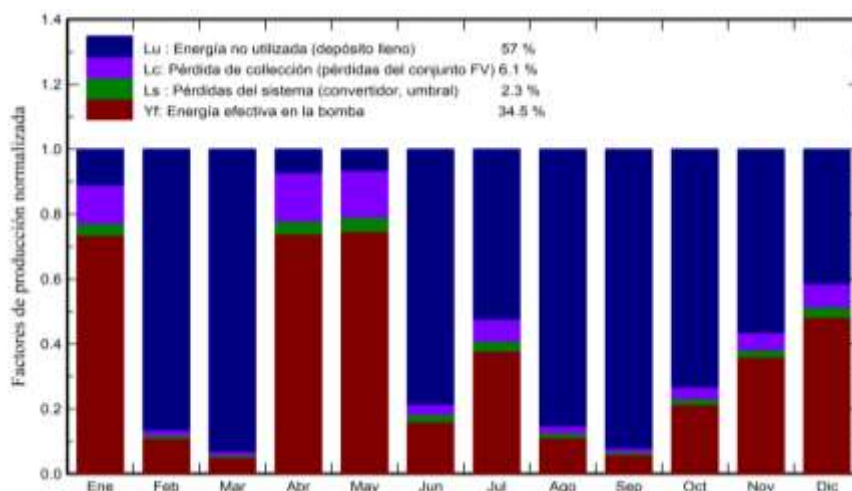


Figura 32 Producciones normalizadas.

Como se ilustra en la gráfica, el sistema satisface los requerimientos de diseño en la mayoría de los meses, manteniendo un margen de energía. Este excedente energético representa una ventana de oportunidad para el desarrollo comunitario, permitiendo el aprovechamiento del agua para fines domésticos o la diversificación agrícola con especies locales adecuadas, sin comprometer el calendario de riego establecido para el maíz forrajero

Para el análisis de los meses más críticos, se emplea la **Tabla 33**, en esta se detallan los valores mensuales de **energía excedente** (E_Exced), el **agua bombeada** (A_Bom), **agua requerida** (A_R) y **agua faltante** (A_F)

Mes	E_Exced kWh	A_Bom m³/mes	A_R m³/mes	A_F m³/mes
Enero	8.28	465.6	468.9	11.56
Febrero	61.67	87.8	84.6	0
Marzo	73.69	39.5	39.1	0
Abril	5.46	491.3	495.3	1.76
Mayo	4.74	499.6	499.7	7.14
Junio	52.76	116.6	113.1	0
Julio	37.68	271.9	273.1	0
Agosto	62.16	84.6	83.1	0
Septiembre	64.81	37.9	37.5	0
Octubre	53.56	153	154.4	0
Noviembre	40.21	241.7	242.4	0
Diciembre	26.59	292.6	292.6	0
Año	491.6	2782	2783.8	20.46

Tabla 33 Análisis mensual.

El análisis identifica a enero como el periodo de mayor exigencia, con un **déficit hídrico** de **11.56 m³/mes** (aproximadamente 380 L/día). Este faltante resultó ser significativamente menor a la estimación preliminar de **16.6 m³/mes**, lo que reduce la presión operativa sobre el sistema. Considerando el caudal de diseño de **70 L/min**, cubrir este requerimiento diario demanda apenas **5.5 minutos** de bombeo adicional.

Desde la perspectiva energética, este tiempo de operación representa un consumo mínimo frente a la capacidad útil de la batería. Al aplicar la **Ecuación 25** con el excedente energético de **8.28 kWh** disponible en dicho mes, se determinó que el sistema de almacenamiento puede sustentar holgadamente este régimen de descarga. Esta autonomía es significativamente superior a la frecuencia real de los eventos de déficit observados, garantizando la **seguridad hídrica del cultivo** y la **estabilidad operativa del proyecto** en la Mixteca Poblana. Los resultados económicos se muestran en la **Tabla 34**.

Categoría	Parámetros económicos	Valor / Unidad
Inversión inicial	Costo total instalación / Activo amortizable	\$89,774.00 / \$31,826.00
Costos nivelados	Costo del agua bombeada / Costo energético	14.2 MXN/m³ / 8.22 MXN/kWh
Recuperación de inversión	Período / VPN / TIR / ROI	2.6 años
Ingresos anuales	Venta de agua (tarifa)	16 MXN/m³
Costos operativos	Mantenimiento anual / Con inflación	\$3,000.00 / \$4,272.59 MXN/año

Tabla 34 Salidas económicas del sistema según simulador.

Los resultados económicos confirman la rentabilidad del sistema, si bien el simulador arrojó un LCOE de **\$8.22 MXN/kWh** y un periodo de recuperación de **2.6 años**, con parámetros positivos de **VAN y TIR**, demostrando que el proyecto es una inversión atractiva. Los resultados económicos obtenidos mediante el algoritmo desarrollado, como a través del simulador PVsyst coinciden en señalar la alta rentabilidad del proyecto. Como se observa en la **Tabla 35**, el sistema solar no solo asegura una inversión segura y de pronta recuperación, sino que se consolida como una alternativa superior a la extensión de red convencional en términos de costo nivelado y viabilidad financiera.

Indicador	Sistema Solar (PVsyst)	Sistema Solar (MATLAB)	Extensión de Red
Inversión Inicial (MXN)	89,774		600,000
OPEX Anual (MXN)	4,273	3000 + 24,770	No aplicable
Energía Utilizada (kWh/año)	365	686	
Agua Bombeada (m³/año)		2,782	
LCOE (MXN/kWh)	8.22	14.04	39.56
Costo de Agua (MXN/m³)	14.2	No calculado	No aplicable
Retorno (años)	2.6	2	No aplicable
VAN (MXN)	256,517	477,028	-611,436
TIR (%)	45.94%	76.71%	NaN

Tabla 35 Comparaciones de dimensionamientos económicos.

Esto muestra una clara inviabilidad de la extensión de red con los indicadores económicos negativos con un LCOE alto de **39.56 MXN/kWh**, nuestro sistema solar no solo es económicamente viable, sino que representa una inversión inteligente y sostenible. Las diferencias entre **PVsyst** y **MATLAB** no restan validez a los resultados; por el contrario, muestran consistencia metodológica y confirman que el sistema es rentable bajo distintos enfoques de análisis.

Si se realiza una comparación con los **sistemas diésel**, puede tomarse como referencia el trabajo hecho en el 2025 en [\[43\]](#), que utiliza una bomba de **1 HP** con un caudal parecido al caso de estudio **60 L/min**, con las mismas **4 horas** de operación presenta un costo inicial más bajo de **2,713 MXN** (155 USD) por el generador diésel, pero con un costo operativo de **36,050 MXN anuales** (2,060 USD).

Esta dependencia de combustible no solo representa una mayor carga financiera, sino que introduce un factor de **volatilidad y riesgo**, dado que los precios del diésel se encuentran en constante cambio. Adicionalmente la operación de estos sistemas conlleva un mayor impacto ambiental por las considerables emisiones de **CO₂**, a diferencia de los sistemas solares que promueven la reducción de la dependencia de estos sistemas.

En conclusión, el sistema diseñado es técnica y financieramente superior a la extensión de red y al uso de generadores diésel. Su capacidad para asegurar la producción de una hectárea de maíz, junto con un **retorno de inversión de 2.6 años** y **una autonomía de 25 días** en periodos críticos, demuestra la viabilidad integral del proyecto.

5.2 Construcción del sistema.

La etapa de instalación del sistema de bombeo fotovoltaico finalizó el **1 de febrero de 2026**. Siguiendo las instrucciones del manual, la bomba se introdujo en la tubería a una distancia de 30 cm del fondo del pozo, integrándose de acuerdo con los criterios de la extensión metodológica propuesta.

El sistema de energía solar se fijó sobre un soporte metálico con orientación hacia el sur e inclinación de **19°**. En esta estructura se llevó a cabo la interconexión en paralelo de los paneles fotovoltaicos

Figura 33.



Figura 33 Sistema de paneles.

El cableado de los paneles solares fue destinado a la entrada de una caja de seguridad metálica en donde se colocó la batería, el arrancador de la bomba, inversor y controlador con el fin de proteger estos componentes de los fenómenos ambientales tales como la lluvia, el polvo o la irradiación solar, la cual contribuye a la degradación de estos componentes véase en la **Figura 34**.



Figura 34 Componentes resguardados en la caja de seguridad.

En esta misma figura se puede observar la instalación de la batería, esta se conectó mediante conductores de calibre **4 AWG**, capaces de soportar corrientes cercanas a **100 A** de forma continua. Este calibre permite suministrar de manera adecuada el pico de corriente requerido durante el arranque de la bomba, así como proporcionar energía de manera estable durante la operación del sistema de bombeo fuera de los horarios de mayor generación solar.

Asimismo, las conexiones del arrancador de la bomba se dirigen hacia relevadores de control, los cuales se integran con el controlador solar mediante conductores de calibre **10 AWG**, adecuados para corrientes menores a **30 A**, típicas en sistemas fotovoltaicos de pequeña escala.

Debido a las condiciones de seguridad del pozo durante el día de la instalación, no fue posible realizar una inspección directa continua del interior. Sin embargo, se verificó la correcta conexión hidráulica y eléctrica del sistema mediante una prueba de operación de aproximadamente **2 horas**, el agua bombeada fue dirigida hacia la cisterna del sitio de estudio, con una capacidad de 58 m³ este se ve en la **Figura 35**.



***Figura 35** Cisterna en el caso de estudio.*

Para validar el desempeño del sistema, se llevó a cabo una toma de datos en campo de las **2:50** a las **4:00 p.m.** Se utilizó un osciloscopio **Tektronix THS3024**, con el cual se monitorearon las variables críticas y se garantizó la precisión en el muestreo de las señales operativas.

En la **Figura 36** se presenta la medición del voltaje de la bomba durante su operación a las **3:00 pm**. La señal obtenida muestra un comportamiento escalonado, característico por el uso de un inversor de onda senoidal modificada. Este resultado es consistente con las especificaciones técnicas del fabricante del inversor empleado en el proyecto.

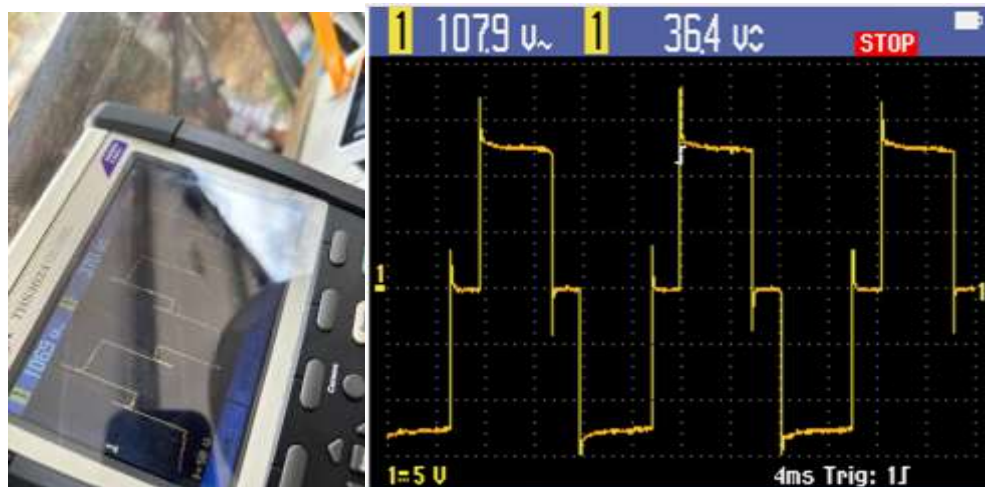


Figura 36 Análisis de voltaje en la bomba: a) Medición física en campo; b) Captura de señal con osciloscopio.

El valor que se observa de **107.9 V** correspondiente al **voltaje RMS efectivo** entregado a la bomba, cercano al voltaje nominal de operación de la bomba (**110 V**), confirmando el suministro entregado. De manera paralela el indicador de **1 – 5 V** corresponde a una escala vertical del osciloscopio (5 V por división), utilizada únicamente para visualizar la señal, sin representar directamente el voltaje real del sistema.

Complementando las pruebas anteriores, se midió el voltaje de la batería para la verificación de su funcionamiento, las mediciones realizadas en el periodo de **3:15 a 3:30 pm**, se realizó un primer monitoreo con un multímetro, y se realizó un segundo monitoreo con el osciloscopio para asegurar la medición adecuada, estas se aprecian en la **Figura 37**.

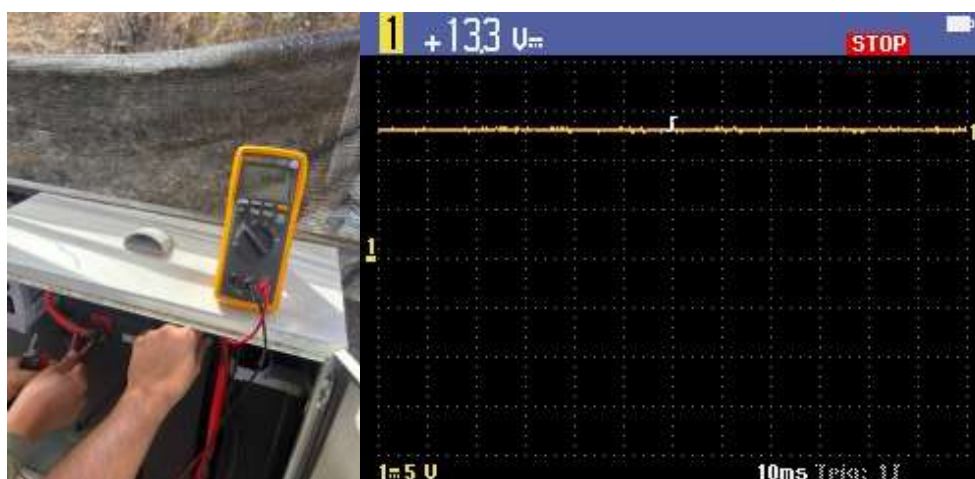


Figura 37 Monitoreo del banco de baterías: a) Medición de voltaje en bornes; b) Estabilidad de la señal en el osciloscopio.

El nivel de voltaje registrado en ambos casos es cercano a los **13 V**, esto confirma que la batería se encuentra en una carga óptima, a su vez en el monitoreo del osciloscopio se presenta un comportamiento estable sin ninguna variación que pueda comprometer el funcionamiento del inversor y de la batería. Por otra parte, la potencia entregada por el inversor durante las pruebas, capturada a las **3:50 pm**, se presenta a continuación en la **Figura 38**.



***Figura 38** Potencia del inversor.*

Durante la operación, se registró una potencia aproximada de **2420 W**. La estrecha correspondencia entre este valor experimental y la demanda teórica proyectada de **2247 W** valida el método de cálculo empleado para el dimensionamiento del sistema.

5.3 Conclusiones.

A partir del desarrollo de este proyecto de investigación y la implementación física del prototipo, se ha validado la viabilidad técnica y económica del diseño de sistemas fotovoltaicos aislados para el bombeo de agua en pozos semiprofundos. El cumplimiento del **objetivo general** se fundamentó en la ejecución del sistema propuesto para el caso de estudio, se garantiza la seguridad hídrica y alimentaria, promoviendo la sustentabilidad y el desarrollo comunitario a través de la comercialización del cultivo seleccionado.

En relación con el **primer objetivo específico**, el dimensionamiento preciso fue posible gracias a una caracterización de la zona de estudio. Se determinó la inviabilidad de la extensión de red y se realizó la caracterización técnica de la fuente de agua. El estudio solar, que consideró la irradiación

promedio mínima y la ventana operativa (campana solar), fue fundamental para el diseño. Asimismo, la selección del maíz forrajero se basó reportes agrícolas de cultivos populares y adecuados para la zona; mediante el uso del software CropWat 8.0, se integraron datos climáticos, datos del cultivo y de suelo, optimizando así la necesidad de riego y aprovechamiento de lluvias efectivas para ambos ciclos de cultivo.

El **segundo objetivo específico**, se consiguió aplicando una metodología estructurada del estado del arte para dimensionar una bomba de 1 HP con un caudal de 60 L/min. Para cubrir el consumo energético estimado en 1408 Wh (considerando una eficiencia del 50%), se diseñó una matriz solar de tres paneles de 150 W (450 W), logrando un suministro de 1515 Wh. Como aportación principal en esta etapa, se desarrolló una metodología de selección de componentes comerciales, la cual ofrece una guía estructurada para la implementación de proyectos con equipos accesibles en el mercado.

Para el cumplimiento de los **objetivos específicos 3 y 4**, se utilizó el simulador PVsyst, donde los resultados obtenidos para el dimensionamiento hecho con ambas metodologías dan una cobertura del 99.2% de la demanda hídrica. Con una inversión inicial de **\$89,774 MXN** y la venta del maíz forrajero, se determinó un periodo de retorno de inversión de 2 años (Matlab) a máximo **2.6 años** (PVsyst), cifra que demuestra viabilidad económica a diferencia de la extensión de red y más competitiva frente a los elevados costos operativos del generador diésel. Estos resultados validaron la implementación física del sistema.

Finalmente, este proyecto aporta procesos estructurados para el dimensionamiento y selección de componentes en sistemas de bombeo aislados con un retorno de inversión asegurado. La implementación de este modelo en zonas con condiciones similares representa una ventaja competitiva para el sector agrícola, fomentando la independencia energética y la reducción de emisiones de CO₂.

Como trabajo futuro, se propone realizar un monitoreo a largo plazo del sistema implementado, con el fin de evaluar su desempeño real bajo condiciones operativas continuas, así como el comportamiento de sus componentes ante el desgaste y variaciones climáticas.

Adicionalmente, se sugiere adaptar la metodología desarrollada a otros cultivos y regiones, con el objetivo de validar su aplicabilidad en distintos contextos rurales.

Anexos

Anexo 1 Gráficas climatológicas

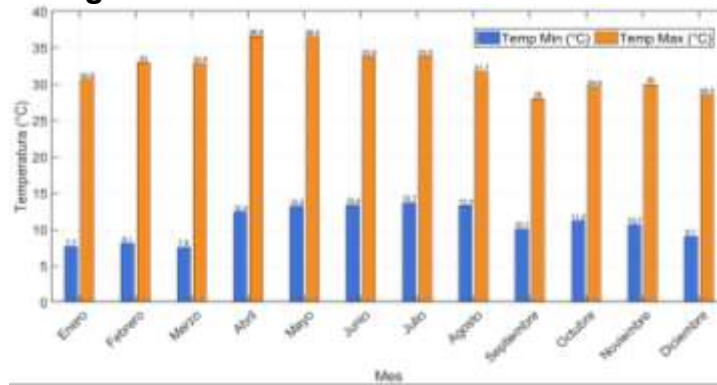


Figura 39 Temperatura ambiente histórica promedio del caso de estudio para el año 2022.

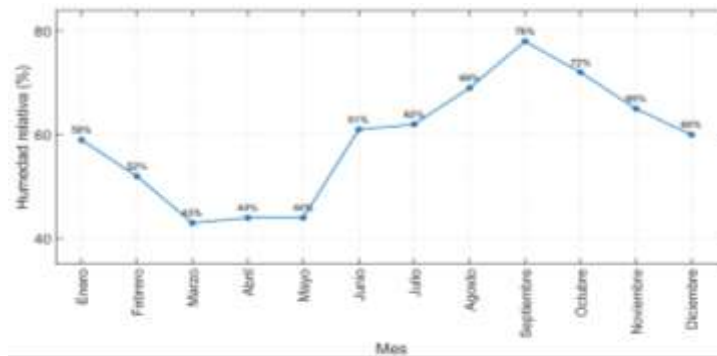


Figura 40 Humedad relativa promedio mensual del caso de estudio.

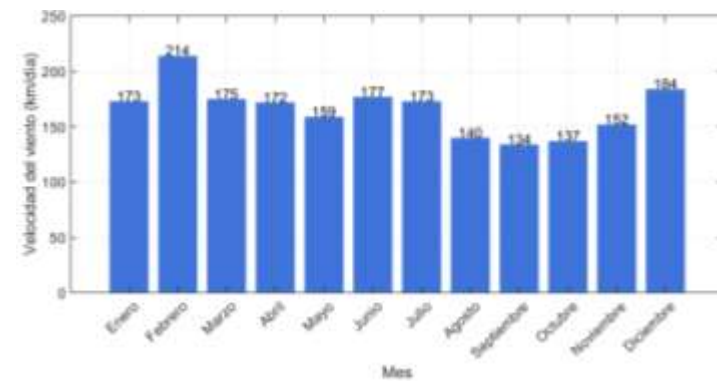


Figura 41 Velocidad del viento del caso de estudio.

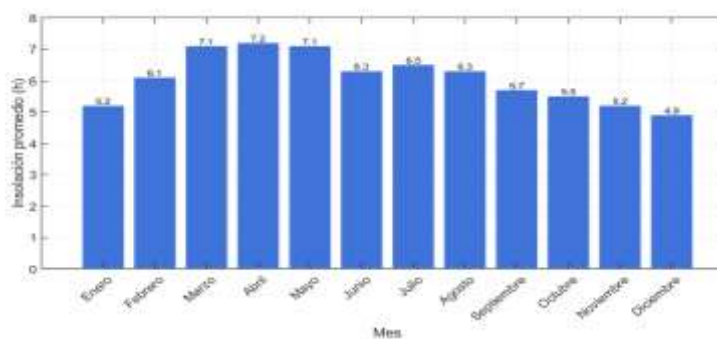


Figura 42 Insolación solar promedio mensual del caso de estudio

Anexo 2 Resultados de las interacciones de CropWat para el segundo ciclo de cultivo

Requerimiento de Agua del Cultivo

Estación ETo: 98.1 Cultivo: Maíz

Est. de lluvia: area1 Fecha de siembra: 18/09

Mes	Decada	Etapas	Kc	ETc	ETc	Prec. efec	Req Riego
			coef	mm/día	mm/dec	mm/dec	mm/dec
Sep	2	Inic	0.70	2.51	7.5	11.0	7.5
Sep	3	Inic	0.70	2.49	24.9	29.4	0.0
Oct	1	Inic	0.70	2.46	24.6	20.1	4.5
Oct	2	Des	0.70	2.43	24.3	13.0	11.2
Oct	3	Des	0.68	2.38	26.2	11.0	15.2
Nov	1	Des	0.67	2.34	23.4	9.0	14.4
Nov	2	Des	0.66	2.30	23.0	6.1	16.9
Nov	3	Med	0.65	2.29	22.9	5.6	17.3
Dic	1	Med	0.65	2.30	23.0	5.1	17.9
Dic	2	Med	0.65	2.31	23.1	4.2	18.9
Dic	3	Med	0.65	2.36	26.0	4.3	21.7
Ene	1	Fin	0.81	2.96	29.6	4.7	24.9
Ene	2	Fin	0.97	3.59	35.9	4.8	31.1
Ene	3	Fin	0.97	4.04	44.4	4.0	40.4
Feb	1	Fin	0.97	4.58	18.3	1.1	16.9
					377.0	133.7	258.7

Figura 43 Interacción del ciclo de septiembre

Requerimiento de Agua del Cultivo

Estación ETo: 98.1 Cultivo: Maíz

Est. de lluvia: area1 Fecha de siembra: 18/10

Mes	Decada	Etapas	Kc	ETc	ETc	Prec. efec	Req Riego
			coef	mm/día	mm/dec	mm/dec	mm/dec
Oct	2	Inic	0.70	2.44	7.3	3.9	7.3
Oct	3	Inic	0.70	2.44	26.9	11.0	15.9
Nov	1	Inic	0.70	2.44	24.4	9.0	15.4
Nov	2	Des	0.70	2.43	24.3	6.1	18.1
Nov	3	Des	0.69	2.41	24.1	5.6	18.5
Dic	1	Des	0.68	2.39	23.9	5.1	18.8
Dic	2	Des	0.67	2.38	23.8	4.2	19.5
Dic	3	Med	0.67	2.42	26.6	4.3	22.3
Ene	1	Med	0.67	2.43	24.3	4.7	19.6
Ene	2	Med	0.67	2.46	24.6	4.8	19.9
Ene	3	Med	0.67	2.77	30.5	4.0	26.5
Feb	1	Fin	0.86	4.06	40.6	2.9	37.7
Feb	2	Fin	0.99	5.12	51.2	2.0	49.2
Feb	3	Fin	0.99	5.18	41.4	2.3	39.1
Mar	1	Fin	0.99	5.20	31.2	1.4	30.0
					425.1	71.3	353.9

Figura 44 Interacción del ciclo de octubre

Requerimiento de Agua del Cultivo

Estación ETo: 98.1 Cultivo: Maíz

Est. de lluvia: area1 Fecha de siembra: 18/11

Mes	Decada	Etapas	Kc	ETc	ETc	Prec. efec	Req Riego
			coef	mm/día	mm/dec	mm/dec	mm/dec
Nov	2	Inic	0.70	2.44	7.3	1.8	7.3
Nov	3	Inic	0.70	2.45	24.5	5.6	18.9
Dic	1	Inic	0.70	2.46	24.6	5.1	19.5
Dic	2	Des	0.70	2.47	24.7	4.2	20.5
Dic	3	Des	0.69	2.52	27.7	4.3	23.4
Ene	1	Des	0.69	2.51	25.1	4.7	20.4
Ene	2	Des	0.69	2.54	25.4	4.8	20.6
Ene	3	Med	0.68	2.84	31.3	4.0	27.3
Feb	1	Med	0.68	3.23	32.3	2.9	29.4
Feb	2	Med	0.68	3.95	39.5	2.0	37.4
Feb	3	Med	0.68	3.98	28.7	2.3	26.3
Mar	1	Fin	0.77	4.06	40.6	2.3	38.3
Mar	2	Fin	0.98	5.22	52.2	2.3	49.9
Mar	3	Fin	0.98	5.43	58.8	4.3	55.5
Abr	1	Fin	0.98	5.65	33.9	4.3	30.3
					473.5	54.9	421.1

Figura 45 Interacción del ciclo de noviembre

Anexo 3 Cotización con proveedores externos.

	CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
1	PANEL SOLAR 645W, MCA. LONGI	2	\$3,920.00	\$7,840.00
2	ESTRUCTURA PREFABRICADA DE ALUMINIO PARA MONTAJE DE PANELES SOLARES EN SUPERFICIE PLANA A 18°	2	\$1,342.00	\$2,684.00
3	SISTEMA SUMERGIBLE KOLOSAL 600W	1	\$10,363.35	\$10,363.35
4	MATERIAL PARA SU CORRECTA INSTALACION	1	\$8,146.07	\$8,146.07
5	MANO DE OBRA DE LA INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA	1	\$5,748.62	\$5,748.62

Figura 46 Cotización hecha con tecnología solar sustentable realizada el 8 de septiembre de 2025

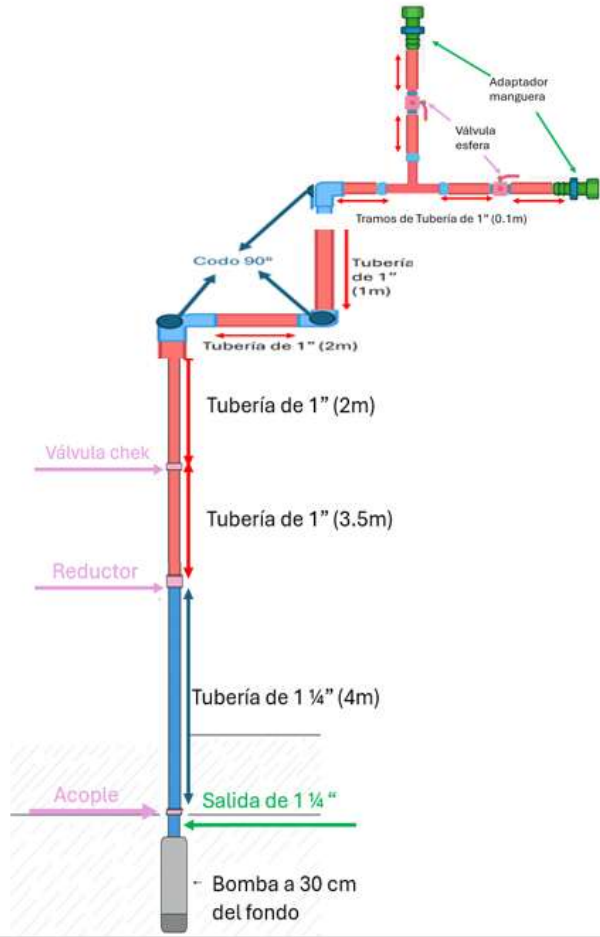


Figura 47 Dimensionamiento de plomería para el caso de estudio

Anexo 4 Códigos de los algoritmos.

Código para el cálculo de parámetros financieros de los sistemas solares

```
clc; clear; close all;
N = 20; % años
r = 0.10; % tasa de descuento
a_pv = 0.005; % degradación PV (0.5%/a)
a_batt = 0.01; % efecto baterías (1%/a)

% PV y energía
n_panels = 3;
W_per_panel = 150;
PV_kw = n_panels * W_per_panel / 1000;
irradiancia = 5.57; % kWh/m2/day radiacion promedio del caso de estudio
days = 365;
PR = 0.75;
E0 = irradiancia * days * PV_kw * PR; % kWh primer año

% Costos e ingresos
CAPEX_total = 89720; % MXN (inversión inicial total)
CAPEX_energy = 27200; % MXN (solo componentes de energía)
OPEX_oper = 21540; % MXN/año (operación)
OPEX_maint = 3000; % MXN/año (mantenimiento del sistema)
OPEX_total = OPEX_oper + OPEX_maint;
ingresos = 47087*2; % MXN/año (venta de maíz)

% Reemplazos y costos de reemplazo
rep_batt_years = [5, 10, 15];
rep_inv_years = [10, 15];
rep_pv_years = [10];
C_batt_rep = 11000;
C_inv_rep = 16000;
C_pv_rep = 5400;

% -----
% Vectores para tabla
% -----
Year = (1:N).';
Energy_kWh = zeros(N,1);
Cost_year = zeros(N,1);
Cost_year_energy = zeros(N,1); % Solo costos de energía para LCOE
Income = ingresos * ones(N,1);
Net_cash = zeros(N,1);
Cum_cash = zeros(N,1);
DiscountFactor = (1+r) .^ (Year);
DiscountedCost = zeros(N,1);
DiscountedCost_energy = zeros(N,1); % Solo costos de energía para LCOE
DiscountedEnergy = zeros(N,1);

% Inicializamos flujo acumulado con la inversión inicial (antes de añadir netos)
cum = -CAPEX_total;

% Seguimiento de reemplazos para degradación
last_pv_replace_year = 0; % 0 = no reemplazo aún (usar E0 base)
last_batt_replace_year = 0;

for n = 1:N
```

```

% Determinar años desde último reemplazo para PV y BATT
if last_pv_replace_year == 0
    yrs_pv = n-1; % en año 1 -> 0
else
    yrs_pv = n - last_pv_replace_year;
end
if last_batt_replace_year == 0
    yrs_batt = n-1;
else
    yrs_batt = n - last_batt_replace_year;
end

% Energía del año considerando degradación independiente y reinicio tras reemplazos
En = E0 * (1 - a_pv)^(yrs_pv) * (1 - a_batt)^(yrs_batt);
Energy_kWh(n) = En;

% Costos del año (OPEX + reemplazos si aplica) - PARA VAN/TIR/PAYBACK
cost_y = OPEX_total;
if ismember(n, rep_batt_years)
    cost_y = cost_y + C_batt_rep;
    last_batt_replace_year = n; % reinicia efecto de batería
end
if ismember(n, rep_inv_years)
    cost_y = cost_y + C_inv_rep;
end
if ismember(n, rep_pv_years)
    cost_y = cost_y + C_pv_rep;
    last_pv_replace_year = n; % reinicia degradación PV
end
Cost_year(n) = cost_y;

% Costos del año solo para energía (PARA LCOE) - aquí sólo mantenimiento + repuestos
cost_y_energy = OPEX_maint;
if ismember(n, rep_batt_years)
    cost_y_energy = cost_y_energy + C_batt_rep;
end
if ismember(n, rep_inv_years)
    cost_y_energy = cost_y_energy + C_inv_rep;
end
if ismember(n, rep_pv_years)
    cost_y_energy = cost_y_energy + C_pv_rep;
end
Cost_year_energy(n) = cost_y_energy;

% Flujo neto y acumulado (PARA VAN/TIR/PAYBACK)
neto = ingresos - cost_y;
Net_cash(n) = neto;
cum = cum + neto;
Cum_cash(n) = cum;

% Descontado para LCOE (solo costos de energía)
DiscountedCost_energy(n) = cost_y_energy / DiscountFactor(n);
DiscountedEnergy(n) = En / DiscountFactor(n);

% Descontado para VAN/TIR (todos los costos)
DiscountedCost(n) = cost_y / DiscountFactor(n);
end

```

```

% Calcular LCOE con CAPEX_energy y solo costos de energía
num = CAPEX_energy + sum(DiscountedCost_energy);
den = sum(DiscountedEnergy);
if den <= 0
    warning('Denominador de LCOE es 0 o negativo. Revisa Energy_kWh.');
```

$$LCOE = \frac{CAPEX_energy + \sum(DiscountedCost_energy)}{\sum(DiscountedEnergy)}$$

```

    LCOE = NaN;
else
    LCOE = num / den;    % MXN / kWh
end

% Calcular Payback (primer año en que Cum_cash > 0) - usando CAPEX_total
payback_idx = find(Cum_cash > 0, 1, 'first');
if isempty(payback_idx)
    payback_str = 'No recupera en horizonte';
else
    payback_str = sprintf('%d', payback_idx);
end

% Construir tabla
T = table(Year, Energy_kWh, Cost_year, Income, Net_cash, Cum_cash, DiscountFactor,
DiscountedCost, DiscountedEnergy);
T.Properties.VariableNames =
{'Año', 'Energia_kWh', 'Costos_MXN', 'Ingresos_MXN', 'FlujoNeto_MXN', 'FlujoAcumulado_MXN', 'FactorDe
scuento', 'CostosDescontados_MXN', 'EnergiaDescontada_kWh'};

% Mostrar resumen
fprintf('-----\n');
fprintf('LCOE final: %.4f MXN/kWh\n', LCOE);
fprintf('Payback: %s años\n', payback_str);
fprintf('-----\n');

% Mostrar tabla en command window (primeros 20 renglones)
disp(T(1:min(20, height(T)),:))

%% Cálculo del VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno)
fprintf('\n=== ANÁLISIS DE INVERSIÓN ===\n');

% Flujos de caja para VAN y TIR (año 0: inversión inicial, años 1-N: flujos netos)
cash_flows = [-CAPEX_total; Net_cash];

% Cálculo del VAN
VAN = NPV(r, cash_flows);
fprintf('VAN (con r=%.1f%%): %.2f MXN\n', r*100, VAN);

% Cálculo de la TIR (función robusta)
TIR = IRR_robust(cash_flows);
if isnan(TIR)
    fprintf('TIR: no encontrada en el rango buscado\n');
else
    fprintf('TIR: %.2f%%\n', TIR*100);
end

%% Funciones auxiliares
function van = NPV(rate, cashflows)
    % Calcula el Valor Actual Neto (VAN)
    n = length(cashflows);

```

```

van = 0;
for t = 1:n
    van = van + cashflows(t) / (1 + rate)^(t-1);
end
end

function tir = IRR_robust(cashflows)
    % Calcula la TIR usando bisección con ampliación de intervalo si es necesario
    % Devuelve NaN si no encuentra cambio de signo en límites razonables.
    f = @(x) NPV(x, cashflows);
    % Empieza con un intervalo
    r_low = -0.9;
    r_high = 1.0;
    max_expand = 40;
    expand_iter = 0;
    fl = f(r_low);
    fh = f(r_high);
    while fl * fh > 0 && expand_iter < max_expand
        % ampliar rango multiplicando r_high por 2 (o desplazando r_low)
        r_high = r_high * 2;
        fh = f(r_high);
        expand_iter = expand_iter + 1;
    end
    if fl * fh > 0
        tir = NaN; % no hay cambio de signo -> no hay raíz en rango explorado
        return;
    end

    % bisección
    tol = 1e-6;
    max_it = 200;
    for k = 1:max_it
        r_mid = 0.5*(r_low + r_high);
        fm = f(r_mid);
        if abs(fm) < tol
            tir = r_mid;
            return;
        end
        if fl * fm < 0
            r_high = r_mid;
            fh = fm;
        else
            r_low = r_mid;
            fl = fm;
        end
    end
    tir = r_mid;
end
end

```

Código para la extensión de red

```

%% Cálculo del LCOE, VAN y TIR para Extensión de Red Eléctrica
clc; clear; close all;

% -----
% Parámetros generales
% -----
N = 20; % años de vida útil

```

```

r = 0.10; % tasa de descuento (10%)
distancia_red = 2; % km (distancia a la red eléctrica)
costo_por_km = 300000; % MXN/km
tarifa_electrica = 0.740; % MXN/kWh (tarifa agrícola estimada)
OPEX_pct = 0; % 2% de CAPEX por año en mantenimiento

% -----
% Potencia y energía de la bomba
% -----
hp = 1; % potencia de la bomba
eficiencia_motor = 0.6; % eficiencia eléctrica-mecánica
P_mecanica = hp * 0.746; % kW mecánicos
P_electrica = P_mecanica / eficiencia_motor; % kW eléctricos consumidos

horas_dia = 4; % aquí puedes variar
E_anual = P_electrica * horas_dia * 365; % kWh/año constantes

% -----
% Cálculo de costos
% -----
CAPEX = distancia_red * costo_por_km; % inversión inicial
OPEX_fijo = CAPEX * OPEX_pct; % mantenimiento anual

% Vector de años
Year = (1:N).';

% Flujo de caja (negativo: egresos; positivo: egresos con signo negativo)
Flujos = zeros(N,1);

for n = 1:N
    CostoEnergia = E_anual * tarifa_electrica; % pago a CFE cada año
    Flujos(n) = -(CostoEnergia + OPEX_fijo); % costos anuales
end

% Agregar inversión inicial en t=0
Flujos0 = [-CAPEX; Flujos];

% -----
% VAN y TIR
% -----
% VAN (valor actual neto)
VAN = sum(Flujos0 ./ (1+r).^(0:N-1));

% TIR (tasa interna de retorno)
TIR = irr(Flujos0);

% -----
% LCOE
% -----
% Costos y energía descontada
DiscountedCost = zeros(N,1);
DiscountedEnergy = zeros(N,1);

for n = 1:N
    CostoEnergia = E_anual * tarifa_electrica + OPEX_fijo;
    DiscountedCost(n) = CostoEnergia / (1+r)^n;
    DiscountedEnergy(n) = E_anual / (1+r)^n;
end

```

end

LCOE = (CAPEX + sum(DiscountedCost)) / sum(DiscountedEnergy);

% -----

% Resultados

% -----

fprintf('=== RESULTADOS: EXTENSIÓN DE RED ===\n\n');

fprintf('Distancia a la red: %.1f km\n', distancia_red);

fprintf('Costo por km: %.0f MXN/km\n', costo_por_km);

fprintf('Inversión inicial (CAPEX): %.0f MXN\n', CAPEX);

fprintf('Consumo anual estimado: %.0f kWh\n', E_anual);

fprintf('Costo operativo fijo anual: %.0f MXN\n', OPEX_fijo);

fprintf('Tarifa eléctrica: %.2f MXN/kWh\n', tarifa_electrica);

fprintf('Tasa de descuento: %.1f%%\n', r*100);

fprintf('Periodo de análisis: %d años\n\n', N);

fprintf('LCOE: %.2f MXN/kWh\n', LCOE);

fprintf('VAN: %.2f MXN\n', VAN);

fprintf('TIR: %.2f %%\n', TIR*100);

% -----

% Tabla detallada

% -----

```
T = table(Year, ...  
          repmat(E_anual,N,1), ...  
          repmat(OPEX_fijo,N,1), ...  
          repmat(E_anual*tarifa_electrica,N,1), ...  
          DiscountedCost, DiscountedEnergy);
```

T.Properties.VariableNames =

{'Año','Consumo_kWh','OPEX_MXN','PagoEnergia_MXN','CostoDescontado','EnergiaDescontada'};

disp(T);

Anexo 5 Fichas técnicas de los componentes.



POWER + LINE

PRO15012
Módulo Solar de Silicio Policristalino



Celdas de Alta Calidad

Elaborados en EVA a temperatura y tiempo de 4 años. La parte posterior del módulo está protegida con una hoja de Teflón resguarda a los rayos UV, los paneles están montados en un marco de aluminio anodizado, asegurando una máxima protección.



Aplicaciones:

- Estaciones registradoras de telecomunicaciones.
- Electrificación de áreas rurales.
- Para sistemas de bombeo de agua.
- Sistemas de comunicación en emergencias.
- Alimentación para equipos médicos en áreas remotas.
- Sistemas de bombeo de agua.
- Luces de emergencia para hospitales.
- Sistemas de procesamiento de alimentos.
- Instalación de redes telefónicas.

Garantía

2 años de garantía contra defectos de fabricación.

Especificaciones Técnicas

Potencia máxima (P _{max})	150 Wp (± 3%)
Máxima corriente (I _{mp})	10.3 A (± 3%)
Máxima tensión (V _{mp})	14.5 V (± 3%)
Voltaje a circuito abierto (V _{oc})	17.7 V (± 3%)
Corriente a corto circuito (I _{sc})	10.8 A (± 3%)
Dimensiones	1440 x 670 x 35 mm
Peso	10.8 kg
Temperatura ambiente	-40 a 80 °C
Máxima voltaje del sistema	600 Vdc

Note: Las especificaciones técnicas de módulos bajo una irradiación de 1000 W/m² y temperatura de 25 °C.

Figura 48 Ficha técnica del panel solar del caso de estudio.

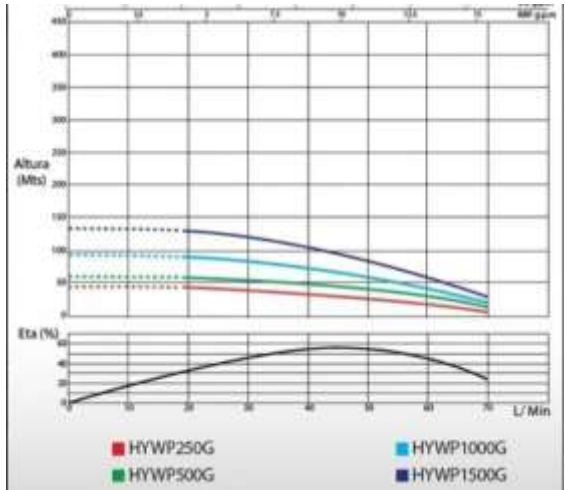


Figura 49 Curvas de modelo de bomba Hyundai 1 Hp caso de estudio 1000 G



CISTERNA 12,000 L CON ACCESORIOS TRIPLE REFORZADO

9011-14000000

\$33,000.00

Medidas: Alto: 325 cm, Diámetro: 245 cm.

Capacidad de Volumen: 12,000 L.

Materia: Polietileno de densidad media (MDPE).

Color: Azul, Beige, Blanco.

Atornillamiento: 16x 37 pernos.

Capa exterior de material color azul e incluye ayuda a dar una mejor selección de distribución al producto.

1200.040

Figura 50 Ficha del tanque Disomex

Anexo 6. Reporte de PVsyst

PVsyst V8.0.14

VC6, Fecha de simulación:
31/10/25 12:16
con V8.0.14

Parámetros generales

Sistema de bombeo FV

Requisitos del sistema

Presión básica 12 mca

Necesidades de agua

Promedio anual 7.68 m³/día

Circuito hidráulico

Longitud de la tubería 19 m

Tubos PE32

Dint 35 mm

Número de codos 3

Otras pérdidas por fricción 1.250

Pozo a depósito

Características del pozo

Profundidad nivel estático -6.9 m

Reducción específica -0.68 m/m³/h

Diámetro 256 cm

Nivel de la bomba -13.3 m

Nivel dinámico inferior -8.3 m

Orientación #1

Plano fijo

Inclinación/Azimut 19 / 0 °

Depósito de almacenamiento

Volumen 12.0 m³

Diámetro 3.3 m

Alimentación por arriba

Altitud de alimentación 4.8 m

Altura (nivel completo) 1.4 m

Bomba y conjunto FV

Módulo PV

Fabricante Generic

Modelo PRO15012

(Definición de parámetros personalizados)

Panel_solar.PAN

Unidad Nom. Potencia 150 Wp

Número de módulos FV 3 unidades

Nominal (STC) 450 Wp

Módulos 1 cadenas x 3 En serie

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 405 Wp

U mpp 50 V

I mpp 8.1 A

Potencia FV total

Nominal (STC) 0.450 kWp

Total 3 módulos

Bomba

Fabricante Generic

Modelo HYWP1000G_2

Tecnología de bomba Centrífuga de varias etapas

Bomba sumergida (pozo)

Motor CA, monofásico

Condiciones de operación

	Presión mín.	Presión nom.	Presión máx.	
	10.0	60.0	70.0	m
Caudal corresp.	1.75	0.91	0.73	m³/h
Potencia req.	750	750	750	W

Dispositivo de control

Modelo Dispositivo genérico (optimizado para el sistema)

Configuración del sistema Inversor voltaje fijo CC-CA

Necesidades de agua: valores mensuales

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
15.5	3.02	1.26	16.6	16.4	3.77	8.81	2.68	1.25	4.98	8.08	9.44	7.68	m³/día

Controlador sistema de bombeo

Control de operación del sistema

Parámetros de dispositivos genéricos ajustados según el sistema

Unidad de acondicionamiento de energía

Tipo Inversor CC-CA fijo

Condiciones de operación

Potencia nominal 750 W

Umbral de potencia 8 W

Eficiencia máx. 97.0 %

Eficiencia EURO 95.0 %

Voltaje de entrada fijo 30 V

Voltaje máximo del conjunto 77 V

Corriente de entrada máxima 6.0 A

Resultados principales

Producción del sistema

Agua

Agua bombeada	2782 m³
Específico	4886 m³/kWp/bar
Necesidades de agua	2804 m³
Agua faltante	0.8 %

Energía

Energía en la bomba	365 kWh
Específico	0.13 kWh/m³
Sin usar (tanque lleno)	
Energía FV no utilizada	492 kWh
Fracción no utilizada	54.4 %

Eficiencias

Eficiencia del sistema	40.4 %
Eficiencia de la bomba	27.5 %

Evaluación económica

Inversión

Global	89,774.00 MXN
Específico	199 MXN/Wp

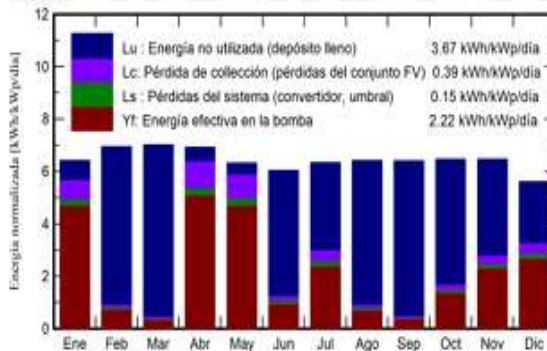
Costo anual

Anualidades	0.00 MXN/año
Costos de func.	4,272.59 MXN/año

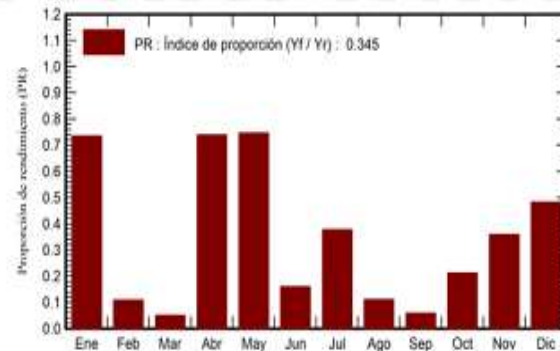
Costo específico

Costo del Agua	1.08 MXN/m³
Costo energético	8.22 MXN/kWh

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobEff kWh/m²	EArrMPP kWh	E_PmpOp kWh	ETkFull kWh	H_Pump mca	WPumped m³	W_Used m³	W_Miss m³
Enero	194.5	77.72	65.80	8.28	13.13	465.6	468.9	11.56
Febrero	190.1	74.67	9.56	61.67	12.89	87.8	84.6	0.00
Marzo	211.8	82.56	4.98	73.69	12.31	39.5	39.1	0.00
Abril	201.8	78.32	68.99	5.46	13.05	491.3	495.3	1.76
Mayo	190.0	74.78	65.87	4.74	13.02	499.6	499.7	7.14
Junio	175.0	70.00	13.06	52.76	12.62	116.6	113.1	0.00
Julio	189.7	75.37	33.41	37.68	12.86	271.9	273.1	0.00
Agosto	192.8	76.18	9.92	62.16	12.51	84.6	83.1	0.00
Septiembre	186.7	73.60	5.08	64.81	12.26	37.9	37.5	0.00
Octubre	195.3	76.58	19.24	53.56	12.62	153.0	154.4	0.00
Noviembre	189.6	75.16	31.40	40.21	12.98	241.7	242.4	0.00
Diciembre	169.9	67.95	37.73	26.59	12.98	292.6	292.6	0.00
Año	2287.2	902.89	365.05	491.60	12.90	2782.0	2783.8	20.46

Leyendas

GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
EArrMPP	Energía virtual del conjunto en MPP
E_PmpOp	Energía de funcionamiento de la bomba
ETkFull	Energía no utilizada (tanque lleno)
H_Pump	Presión total promedio en la bomba

WPumped	Volumen de agua bombeada
W_Used	Agua extraída por el usuario
W_Miss	Agua faltante

Costo del sistema

Costes de instalación

Artículo	Cantidad unidades	Costo MXN	Total MXN
Módulos PV			
PRO15012	3	2,000.00	6,000.00
Soportes para módulos	3	1,342.00	4,026.00
Bombas			1,800.00
Controladores			16,000.00
Tanque			33,000.00
Circuito hidráulico			2,200.00
Otros componentes			
Accesorios, sujetadores	1	4,000.00	4,000.00
Cableado	1	4,000.00	4,000.00
Caja de conexiones	1	2,000.00	2,000.00
Instalación			
Costo de instalación global por inversor	1	5,748.00	5,748.00
Ajustes	1	11,000.00	11,000.00
		Total	89,774.00
		Activo amortizable	31,826.00

Costos de operación

Artículo	Total MXN/año
Mantenimiento	
Limpieza	3,000.00
Total (OPEX)	3,000.00
Incluyendo inflación (3.57%)	4,272.59

Resumen del sistema - Costo de Agua y Energía

Costo total de instalación	89,774.00 MXN
Costos de operación (Incl. inflación 3.57%/año)	4,272.59 MXN/año
Energía utilizada para bombear	365 kWh/año
Exceso de energía (tanque lleno)	492 kWh/año
Agua bombeada	2782 m³
Costo de agua bombeada	14.2 MXN/m³

Referencias.

- [1] Our World in Data, "Access to energy," 2025. [En línea]. Disponible: <https://ourworldindata.org/energy-access> . Consultado: 16-abr-2025.
- [2] INEGI, "México en cifras," 2025. [En línea]. Disponible: <https://www.inegi.org.mx/app/areasgeograficas> . Consultado: 16-abr-2025.
- [3] J. C. Herrejón, Estudio de sistemas de bombeo fotovoltaicos, tesis de maestría, Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET), México, 2009.
- [4] M. Carrillo, Diseño de un sistema fotovoltaico e inversor trifásico de alta eficiencia para aplicaciones de bombeo de agua, tesis, Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET), México, 2019.
- [5] Comisión Federal de Electricidad (CFE), "Tarifas agrícolas," [En línea]. Disponible: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Tarifas/AgricolaCargoUnico.aspx> .
- [6] Comisión Federal de Electricidad (CFE), "Catálogo de precios," 2025. [En línea]. Disponible: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Aportaciones/MenuAportaciones.aspx>. Consultado: 14-abr-2025.
- [7] Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, "Programas nacionales estratégicos: Energía y cambio climático."
- [8] Pacto Mundial ONU, "Objetivos de Desarrollo Sostenible," 2026. [En línea]. Disponible: <https://www.pactomundial.org/que-puedes-hacer-tu/ods/> . Consultado: 31-mar-2026.
- [9] SHCP, "Oficio TSD para los proyectos de inversión," 2022.
- [10] V. Adomavicius, "Review of results of agro-photovoltaic system implementation in agriculture," 2021, doi: 10.22616/ERDev.2021.20.TF130.
- [11] J. Meyer and S. von Solms, "Solar powered water security: An enabler for rural development in Limpopo, South Africa," IEEE Access, vol. 6, pp. 20694–20703, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2805367.
- [12] L. Diop et al., "Technical and economic feasibility of solar irrigation pumping systems: A review," Knowledge-Based Engineering and Sciences, vol. 1, no. 1, pp. 1–22, 2020, doi: 10.51526/kbes.2020.1.01.1-22.
- [13] H. B. Vaghela et al., "Comprehensive review on solar water pumping systems for irrigation applications," Journal of Electrical Systems, vol. 20, pp. 2323–2331, 2024, doi: 10.52783/jes.4892.
- [14] S. Ibrahim, H. H. Ghetany, and A. Shabak, "Comprehensive design tool for sizing solar water pumping systems in Egypt," Applied Solar Energy, vol. 56, pp. 18–29, 2020, doi: 10.3103/S0003701X20010053.
- [15] S. Orts-Grau et al., "Photovoltaic water pumping: Comparison between direct and lithium battery solutions," IEEE Access, vol. 9, pp. 101147–101163, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3097246.
- [16] A. S. Lilhare and S. G. Kadwane, "Maximizing solar water pump efficiency: Exploring MPPT strategies for optimization," AIP Advances, vol. 14, no. 4, 2024, doi: 10.1063/5.0204215.
- [17] Š. Bojnec, U. Daraz, and Y. Khan, "Harvesting sunlight: The promise of agro-photovoltaic fusion systems for sustainable agriculture and renewable energy generation," Energies, vol. 17, no. 13, p. 3310, 2024, doi: 10.3390/en17133310.
- [18] M. D. D. Maharani and L. Febrina, "Pemanfaatan teknologi photovoltaic surya pada kawasan agro-wisata halal (studi kasus: Mulyaharja & Rancamaya, Bogor)," in Proc. Semin. Nas. Pariwisata dan Kewirausahaan (SNPK), vol. 1, pp. 260–267, 2022, doi: 10.36441/snpk.vol1.2022.51.

- [19] "Study of a photovoltaic solar pumping system for irrigation: Case of the Adaraoua site," *Advances in Image and Video Processing*, vol. 10, no. 6, 2022, doi: 10.14738/aivp.106.13407.
- [20] E. D. Mehleri, P. L. Zervas, H. Sarimveis, J. A. Palyvos, and N. C. Markatos, "Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays," *Renewable Energy*, vol. 35, no. 11, pp. 2468–2475, 2010, doi: 10.1016/j.renene.2010.03.006.
- [21] M. Sodhi, L. Banaszek, C. Magee, and M. Rivero-Hudec, "Economic lifetimes of solar panels," *Procedia CIRP*, vol. 105, pp. 782–787, 2022, doi: 10.1016/j.procir.2022.02.130.
- [22] J. Hernández-Moro and J. M. Martínez-Duart, "Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, pp. 119–132, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.11.082.
- [23] R. Chadge et al., "Investigation of electrical configuration topologies for enhancing the performance of solar photovoltaic water pumping systems," *Electric Power Components and Systems*, 2024, doi: 10.1080/15325008.2024.2319312.
- [24] K. Muralidhar and N. Rajasekar, "A review of various components of solar water-pumping systems: Configuration, characteristics, and performance," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 31, no. 9, 2021, doi: 10.1002/2050-7038.13002.
- [25] H. Parveen, U. Sharma, and B. Singh, "Solar water pumping system with captive energy storage functionality," in *Proc. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2021, pp. 186–191, doi: 10.1109/ECCE47101.2021.9595869.
- [26] S. Lilhare, "Control strategy for ensuring uninterrupted operation of a solar water pump with islanding technique," *Journal of Electrical Systems*, vol. 20, pp. 1050–1063, 2024, doi: 10.52783/jes.1752.
- [27] J. O. Oladigbolu, M. A. M. Ramli, and Y. A. Al-Turki, "Feasibility study and comparative analysis of hybrid renewable power systems for off-grid rural electrification," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 171643–171663, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3024676.
- [28] H. Rezk, M. Al-Dhaifallah, Y. B. Hassan, and H. A. Ziedan, "Optimization and energy management of hybrid photovoltaic–diesel–battery systems for water pumping and desalination," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 102512–102529, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2998720.
- [29] G. Catuogno et al., "Water and solar energy for humanitarian aid in rural communities in the Argentine Chaco," in *Proc. IEEE Global Humanitarian Technology Conference (GHTC)*, 2023, pp. 66–69, doi: 10.1109/GHTC56179.2023.10354830.
- [30] M. Gopisetty and C. Adlawan, "Solar powered water pumping system for remote areas," in *Proc. IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech)*, 2024, pp. 332–338, doi: 10.1109/SusTech60925.2024.10553581.
- [31] G. Haase et al., "Designing optimal solar water pumping stations for irrigation of agricultural lands," *Scientific Review Engineering and Environmental Sciences*, vol. 32, no. 3, pp. 270–283, 2023, doi: 10.22630/srees.4994.
- [32] M. Gasque et al., "Energy efficiency optimization in battery-based photovoltaic pumping schemes," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 54064–54078, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3175586.
- [33] M. Rahman, N. Hassan, and M. Z. R. Khan, "Design of a low-power off-grid photovoltaic water pumping system for rural areas," in *Proc. IEEE Int. Conf. Electrical and Computer Engineering (ICECE)*, 2020, pp. 314–317, doi: 10.1109/ICECE51571.2020.9393154.
- [34] M. Almaidan et al., "Performance analysis of a 5-kW photovoltaic installation for water pumping in rural areas in Yemen," in *Proc. IEEE Int. Conf. Energy Efficiency and Agricultural Engineering (EE&AE)*, 2024, pp. 1–4, doi: 10.1109/EEAE60309.2024.10600618.

- [35] R. Chaisricharoen and W. Srimaharaj, "P2P control model for synchronous battery-less solar-powered serial water pumps," *Wireless Personal Communications*, vol. 115, no. 4, pp. 3033–3049, 2020, doi: 10.1007/s11277-020-07218-0.
- [36] N. S. Rengma, M. Yadav, and N. Kishor, "Solar photovoltaic water pumping system: Optimal configuration investigation for system installation location, sizing and deployment," *Renewable Energy Focus*, vol. 46, pp. 236–255, 2023, doi: 10.1016/j.ref.2023.07.001.
- [37] A. O. Queiroz and A. U. Brito, "Direct connection photovoltaic system in multi-motor applications for the rural sector," *Engenharia Agrícola*, vol. 40, no. 3, pp. 303–314, 2020, doi: 10.1590/1809-4430-ENG.AGRIC.V40N3P303-314/2020.
- [38] F. Raza et al., "The socio-economic impact of using photovoltaic energy for high-efficiency irrigation systems: A case study," *Energies*, vol. 15, no. 3, 2022, doi: 10.3390/en15031198.
- [39] M. Rumbayan et al., "Integration of smart water management and photovoltaic pumping systems for rural communities," *Results in Engineering*, vol. 25, p. 103966, 2025, doi: 10.1016/j.rineng.2025.103966.
- [40] S. Biswas and A. K. Paul, "Solar cell-based inverter for submersible pumps," in *Proc. Int. Conf. Advancement in Engineering, Applied Science and Management (ICAESM)*, Mumbai, India, Jan. 2018, ISBN: 978-93-874433-08-3.
- [41] L. Deelee, S. Ozuomba, and O. Essang, "Sizing of an off-grid photovoltaic power supply system with battery storage," *Journal of Multidisciplinary Engineering Science and Technology (JMEST)*, vol. 7, no. 8, pp. 13659–13666, Aug. 2020, ISSN: 2458-9403.
- [42] S. Badamshina et al., "Opportunities for economic efficiency increase in renewable energy powered off-grid systems," in *Proc. Int. Ural Conf. Electrical Power Engineering*, 2023, doi: 10.1109/UralCon59258.2023.10291053.
- [43] M. Guevara, F. Manzini, and A. Sánchez-Juárez, "Technical and economic analysis for the implementation of photovoltaic systems in agricultural zones of Mexico City: A case study," *Energy for Sustainable Development*, vol. 87, 2025, doi: 10.1016/j.esd.2025.101743.
- [44] A. Agostini, M. Colauzzi, and S. Amaducci, "Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment," *Applied Energy*, vol. 281, p. 116102, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116102.
- [45] M. S. Hossain et al., "A sustainable energy approach for pumping and irrigation in the Barind region of Bangladesh," *Research Square*, 2023, doi: 10.21203/rs.3.rs-3387947/v1.
- [46] C. Lorenzo et al., "Economic assessment of large photovoltaic irrigation systems in the ECOWAS region," *Energy*, vol. 155, pp. 992–1003, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.05.066.
- [47] M. N. Ibrahim et al., "Hybrid photovoltaic-thermoelectric generator powered synchronous reluctance motor for pumping applications," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 146979–146988, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2945990.
- [48] F. J. Gimeno-Sales et al., "PV monitoring system for a water pumping scheme with lithium-ion battery using IoT technologies," *Sustainability*, vol. 12, no. 24, 2020, doi: 10.3390/su122410651.
- [49] F. Ahmed et al., "An optimal energy dispatch management system for hybrid power plants," *IEEE Access*, vol. 12, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3470652.
- [50] R. Wielgat et al., "A concept of smart agro-photovoltaic tunnels," *IEEE Access*, vol. 12, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3376411.
- [51] M. Elborg, "Reducing land competition for agriculture and photovoltaic energy generation," *International Journal of Scientific Research*, 2015.
- [52] I. Blanco et al., "Hydrogen and renewable energy sources integrated system for greenhouse heating," *Journal of Agricultural Engineering*, vol. 44, 2013, doi: 10.4081/jae.2013.287.

- [53] A. K. Oladele, "Assessment of performance of solar powered DC water pumps for boreholes," *International Journal of Advanced Scientific Research and Engineering*, vol. 9, no. 9, pp. 27–39, 2023, doi: 10.31695/ijasre.2023.9.9.5.
- [54] M. Skordoulis et al., "Socioeconomic evaluation of green energy investments," *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 14, no. 5, pp. 871–890, 2020, doi: 10.1108/IJESM-12-2019-0015.
- [55] A. Mazloumi et al., "Optimal sizing of a photovoltaic pumping system integrated with water storage tank considering cost/reliability assessment," *Mathematics*, vol. 11, 2023, doi: 10.3390/math11020463.
- [56] A. Sarwar and M. T. Iqbal, "Design and optimization of solar PV system for a fish farm in Pakistan," in *Proc. IEEE CCWC*, 2022, pp. 1076–1081, doi: 10.1109/CCWC54503.2022.9720822.
- [57] A. Sarwar and M. T. Iqbal, "Solar powered water pumping system automation and control using a microcontroller for aquaculture," *European Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 6, no. 4, pp. 17–22, 2022, doi: 10.24018/ejece.2022.6.4.447.
- [58] A. Karki and S. P. Lohani, "Techno-economic analysis of solar water pumping systems for irrigation in Nepal," *Journal of Science and Engineering Technology*, vol. 14, no. 2, 2020.
- [59] K. Kenge et al., "Mathematical modelling and implementation of solar-based water pumping systems for irrigation," *International Journal of Recent Technology and Engineering*, vol. 8, pp. 5596–5601, 2020, doi: 10.35940/ijrte.E6706.018520.
- [60] Z. Xu and X. Chen, "Optimization of the coupling between water and energy consumption in photovoltaic pumping stations," *Water*, vol. 16, 2024, doi: 10.3390/w16111493.
- [61] C. E. Sunal et al., "Machine learning-based fault detection for centrifugal pump motors," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 71344–71355, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3187718.
- [62] M. Aliyi and N. Nuru, "Simulation of photovoltaic water pumping systems for small-scale irrigation," *International Journal of Energy and Power Engineering*, vol. 9, no. 4, 2020, doi: 10.11648/j.ijepe.20200904.12.
- [63] I. S. Mruma and S. P. Ayeng'o, "Designing a model of solar photovoltaic water pumping systems for off-grid localities in Tanzania," *Tanzania Journal of Engineering and Technology*, vol. 42, no. 3, pp. 154–170, 2023, doi: 10.52339/tjet.v42i3.963.
- [64] A. P. Okediji et al., "Development of a solar-powered slider-crank mechanism for hand pumps," *International Journal of Advanced Engineering Management Science*, vol. 9, no. 8, pp. 1–9, 2023, doi: 10.22161/ijaems.98.1.
- [65] X. Gao et al., "Experimental research on heating performance of solar energy coupled with water source heat pump systems," *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 2823, 2024, doi: 10.1088/1742-6596/2823/1/012008.
- [66] J. Manju, S. Amjith, and S. Vijayan, "Synchronous permanent magnet motors with an energy-efficient autonomous solar water pumping system," *SSRN Electronic Journal*, 2022, doi: 10.2139/ssrn.4158145.
- [67] W. Zhou et al., "Selection of electric submersible progressing cavity pumps," *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, vol. 47, no. 6, 2025, doi: 10.1007/s40430-025-05592-z.
- [68] A. V. Klovov et al., "Inverter heat pumps as a variable load for off-grid solar-powered systems," *Energies*, vol. 16, no. 16, 2023, doi: 10.3390/en16165987.
- [69] M. Irandoostshahrestani and D. R. Rousse, "Photovoltaic electrification and water pumping using reliability indicators," *Energies*, vol. 16, 2023, doi: 10.3390/en16010001.
- [70] A. Jahanfar and M. T. Iqbal, "A comparative study of solar water pump storage systems," in *Proc. IEEE CCWC*, 2022, pp. 1070–1075, doi: 10.1109/CCWC54503.2022.9720912.

- [71] V. Kiray et al., "Fuel efficiency improvement of diesel generators with lithium-ion batteries," *Energies*, vol. 14, no. 21, 2021, doi: 10.3390/en14216904.
- [72] I. M. Mahmoud et al., "Pre-sizing online tool for photovoltaic water pumping systems," *Discover Sustainability*, vol. 5, 2024, doi: 10.1007/s43621-024-00198-2.
- [73] T. M. I. Riayatsyah et al., "Techno-economic analysis of hybrid diesel generators and renewable systems using HOMER Pro," *Sustainability*, vol. 14, 2022, doi: 10.3390/su14169846.
- [74] H. Chen et al., "Experimental and simulation study on bifacial photovoltaic modules integration with buildings," *Thermal Science*, vol. 26, no. 5, pp. 4413–4422, 2022.
- [75] NASA, "POWER Data Access Viewer," [En línea]. Disponible: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [76] R. Allen et al., *FAO Irrigation and Drainage Paper No. 56*, FAO, 1998.
- [77] G. Delgado-Ramírez et al., "Estimating the crop coefficient of forage maize using remote sensing," *Ingeniería Agrícola y Biosistemas*, 2023, doi: 10.5154/r.inagbi.2023.09.075.
- [78] G. D. C. U. Ordoñez, *Determinación de las necesidades hídricas del cultivo de maíz mediante lisímetro*, tesis, 2017.
- [79] P. J. Guerra et al., *Paquete tecnológico para la producción de maíz forrajero en Chihuahua*.
- [80] B. E. Santiago-Mejía, *Evaluación de obras de conservación de suelos en Oaxaca*, tesis, 2016.
- [81] A. N. Rachmayani, *Análisis y predicción del cambio de uso de suelo en Puebla*, tesis, Universidad Autónoma Chapingo, 2015.
- [82] M. S. Khan et al., "Assessment of solar photovoltaic water pumping systems in aquifers," *Energies*, vol. 14, no. 20, 2021, doi: 10.3390/en14206676.
- [83] Unisem, "Análisis de costos de producción de maíz en 2025," [En línea]. Disponible: <https://semillastodoterreno.com>. Consultado: 28-ago-2025.
- [84] J. L. Montesillo-Cedillo, "Rendimiento por hectárea del maíz grano en México," *Economía Informa*, vol. 398, pp. 60–74, 2016, doi: 10.1016/j.ecin.2016.04.005.
- [85] Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural, "Precio de garantía para maíz," 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.gob.mx/agricultura>.
- [86] PVSyst, "Software PVSyst versión 8," [En línea]. Disponible: <https://www.pvsyst.com>.
- [87] MathWorks, "MATLAB & Simulink pricing," [En línea]. Disponible: <https://mathworks.com>.
- [88] HOMER Energy, "HOMER Pro-software," [En línea]. Disponible: <https://www.homerenergy.com>.
- [89] I. E. P. Colmenares and L. J. R. Cando, "Eco-efficiency of agricultural production models of corn," *La Granja*, vol. 33, no. 1, pp. 76–90, 2021, doi: 10.17163/lgr.n33.2021.07.