

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**EVALUACIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO PARA LA DEMANDA ELÉCTRICA DE
1MW EN LA ASOCIACIÓN DE MINEROS
ARTESANALES PEPAS DE ORO DE PAMPAMARCA –
APURÍMAC – 2024**

PRESENTADO POR:

Br. HECTOR GUILLERMO SERRANO
YUPAYCCANA

Br. LUIS MIGUEL SERRANO YUPAYCCANA

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL
DE INGENIERO ELECTRICISTA**

ASESOR:

DR. DONATO MAMANI PARI

CUSCO – PERÚ

2026



Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

INFORME DE SIMILITUD

(Aprobado por Resolución Nro. CU-321-2025-UNSAAC)

El que suscribe, el Asesor DONATO MAMANI PARI
..... quien aplica el software de detección de similitud al
trabajo de investigación/tesis titulada: EVALUACIÓN DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA LA DEMANDA ELÉCTRICA
DE IMW EN LA ASOCIACIÓN DE MINEROS ARTESANALES PEPAS
DE ORO DE PAMPAMARCA - APURÍMAC - 2024

Presentado por: HECTOR GUILLERMO SERRANO YUPAYCCANA DNI N° 72741263 ;
presentado por: LUIS MIGUEL SERRANO YUPAYCCANA DNI N°: 72942349
Para optar el título Profesional/Grado Académico de INGENIERO ELECTRICISTA

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 02 veces, mediante el
Software de Similitud, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso del Sistema Detección de**
Similitud en la UNSAAC y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 2 %.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No sobrepasa el porcentaje aceptado de similitud.	☒
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las subsanaciones.	☐
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, conforme al reglamento, quien a su vez eleva el informe al Vicerrectorado de Investigación para que tome las acciones correspondientes; Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	☐

Por tanto, en mi condición de Asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto
las primeras páginas del reporte del Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, 09 de AGOSTO de 2026

Firma

Post firma DONATO MAMANI PARI

Nro. de DNI 23876507

ORCID del Asesor 0000-0002-0998-3124

Se adjunta:

- Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
- Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: oid: 27259:613240851

HECTOR-LUIS SERRANO-SERRANO

TESIS FINAL SERRANOS REPOSITORIO.pdf

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:613240851

Fecha de entrega

9 ago 2026, 5:36 a.m. GMT-5

Fecha de descarga

9 ago 2026, 5:50 a.m. GMT-5

Nombre del archivo

TESIS FINAL SERRANOS REPOSITORIO.pdf

Tamaño del archivo

4.8 MB

144 páginas

33.023 palabras

167.445 caracteres

2% Similitud general

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

Filtrado desde el informe

- Bibliografía
- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 20 palabras)

Exclusiones

- N.º de fuente excluida
- N.º de coincidencias excluidas

Fuentes principales

- 2%  Fuentes de Internet
- 0%  Publicaciones
- 1%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

-  **Caracteres reemplazados**
67 caracteres sospechosos en N.º de páginas
Las letras son intercambiadas por caracteres similares de otro alfabeto.
-  **Texto oculto**
1557 caracteres sospechosos en N.º de páginas
El texto es alterado para mezclarse con el fondo blanco del documento.

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

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

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a las personas que estuvieron a mi lado en todo este proceso, a mis padres Guillermo y Maruja, por su apoyo y amor incondicional, a mis hermanos, familiares y amistades por el impulso que representaron en el trayecto, a mi asesor de tesis fuente de confianza y gran apoyo con su sabiduría en este camino profesional.

Hector Guillermo.

Dedicado a mis padres. Este paso tan importante en mi vida es el fruto de su amor, dedicación y valores que sembraron en mí. Su empeño constante por darme las mejores herramientas educativas posibles es un regalo invaluable que siempre llevaré conmigo. Esta tesis honra su legado, su sacrificio y la gran admiración que les profeso. Gracias por enseñarme que con esfuerzo todo es posible y, sobre todo, gracias por ser mis mejores guías.

Porque al final todo estará bien y si no está bien no hemos llegado al final.

Luis Miguel.

AGRADECIMIENTO

Este trabajo no podría llegar al final sin agradecer profundamente a los amigos, familiares y todas las personas que estuvieron en todo el proceso de la tesis, a mi asesor, a los docentes, administrativos y compañeros de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica de nuestra alma mater la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, gracias a todos.

Hector Guillermo.

“Quiero iniciar dirigiendo unas palabras de agradecimiento a la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, quien me ha dado la oportunidad de conocer, explorar e incrementar mis conocimientos, competencias y herramientas para volverme el mejor profesional posible. Siempre teniendo como único rival a vencer una versión previa de mí.”

Luis Miguel

INDICE

DEDICATORIA	2
AGRADECIMIENTO	3
INDICE DE FIGURAS.....	10
ÍNDICE DE TABLAS.....	12
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	14
RESUMEN	16
ABSTRACT	17
INTRODUCCIÓN	18
CAPÍTULO I.....	20
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	20
1.1. Introducción	20
1.2. Ubicación geográfica.....	22
1.3. Situación problemática	24
1.4. Formulación del problema.....	30
1.4.1. Problema General.....	30
1.4.2. Problema Especifico	31
1.5. Justificación de la investigación	31
1.5.1. Justificación Teórica	31
1.5.2. Justificación practica	31
1.5.3. Justificación Social	31
1.6. Delimitación de la Investigación.....	32
1.6.1. Delimitación Espacial.....	32

1.6.2.	Delimitación Temporal	32
1.7.	Objetivos de la investigación.....	33
1.7.1.	Objetivo general.....	33
1.7.2.	Objetivos específicos	33
1.8.	Limitación de la investigación	33
CAPÍTULO II.....		34
2.	MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO.....	34
2.1.	Antecedentes empíricos de la investigación	34
2.2.	Normatividad.....	36
2.3.	Bases Conceptuales	37
2.3.1.	Demanda eléctrica.....	37
2.3.1.1.	Carga en un sistema eléctrico o potencia instalada (P_i).....	37
2.3.1.2.	Demanda eléctrica (D_e).....	37
2.3.1.3.	Demanda máxima (D_{max})	38
2.3.1.4.	Demanda promedio (D_{promd})	38
2.3.1.5.	Factor de carga (F_c).....	38
2.3.1.6.	Factor de demanda (F_d).....	39
2.3.1.7.	Energía eléctrica (E).....	39
2.3.2.	Radiación solar.....	40
2.3.2.1.	Radiación global, directa, difusa y reflejada	41
2.3.2.2.	Irradiancia	42
2.3.2.3.	Irradiación	42
2.3.2.4.	Hora solar pico	44

2.3.3.	Otros parámetros a considerar.....	45
2.3.3.1.	Velocidad del viento y temperatura.....	45
2.3.3.2.	Angulo de inclinación y orientación.....	47
2.3.3.3.	Distancia entre filas de los módulos fotovoltaicos	49
2.3.4.	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	50
2.3.4.1.	Modulo fotovoltaico.....	50
2.3.4.2.	Características principales del módulo fotovoltaico.....	51
2.3.4.3.	Cantidad mínima de módulos fotovoltaicos por energía requerida	52
2.3.4.4.	Arreglo fotovoltaico	53
2.3.4.5.	El inversor fotovoltaico.....	55
2.3.4.6.	Cantidad mínima, máxima y óptima de módulos según característica del inversor.....	60
2.3.5.	Determinación de la producción de energía diaria	63
2.3.5.1.	Cálculo de la temperatura de la célula.....	63
2.3.5.2.	Cálculo de la tensión de circuito abierto corregido	64
2.3.5.3.	Cálculo de la corriente de cortocircuito corregido	64
2.3.5.4.	Cálculo de la potencia máxima de generación disponible.....	64
2.3.6.	Baterías DC	65
2.3.7.	Regulador de carga fotovoltaico.....	66
2.3.8.	Estructuras de apoyo fotovoltaico	67
2.3.9.	Tableros eléctricos en CD, CA y conductores.....	68
2.3.10.	Mano de obra, materiales y equipos.....	71
2.3.11.	Análisis económico	72

2.3.11.1.	Horizonte de tiempo	72
2.3.11.2.	Inversión	72
2.3.11.3.	Indicadores de rentabilidad.....	72
2.3.11.4.	Valor actual neto VAN.....	73
2.3.11.5.	Tasa interna de retorno TIR.....	74
2.3.11.6.	Relación beneficio-costos B/C.....	75
2.4.	Hipótesis.....	75
2.4.1.	Hipótesis general.....	75
2.4.2.	Hipótesis específicas.....	76
2.5.	Identificación de variables e indicadores	76
2.5.1.	Variable dependiente	76
2.5.2.	Variable independiente	76
2.6.	Operacionalización de variables	76
CAPÍTULO III.....		78
3.	Metodología	78
3.1.	Tipo de investigación.....	78
3.1.1.	Nivel de Investigación	78
3.1.2.	Diseño de Investigación.....	78
3.2.	Enfoque de la Investigación.....	78
3.3.	Método de investigación.....	78
3.4.	Unidad de análisis	79
3.5.	Población del estudio y tamaño muestral	79
3.6.	Técnicas e instrumentos de recolección de información	79

3.6.1.	Técnicas	79
3.6.2.	Instrumentos	79
3.7.	Técnicas de análisis e interpretación de la información.....	80
CAPITULO IV		81
4.	RESULTADOS Y DISCUSIONES.....	81
4.1.	Evaluación del consumo energético.	81
4.1.1.	Evaluación de la potencia instalada actual y proyectada.....	81
4.1.2.	Evaluación histórica de la demanda máxima y energía registrada.....	83
4.1.2.1.	Evaluación diaria de la demanda máxima y energía registrada.....	83
4.1.2.2.	Evaluación mensual de la demanda máxima y energía registrada.....	86
4.1.3.	Evaluación de la demanda máxima y energía proyectada	88
4.1.3.1.	Evaluación diaria de la demanda máxima y energía proyectada	88
4.1.3.2.	Evaluación mensual de la demanda máxima y energía proyectada.....	91
4.1.4.	Gastos por generación de energía con grupo electrógeno	93
4.1.4.1.	Evaluación de los costos para demandas actuales	93
4.1.4.2.	Evaluación de los costos para demandas proyectadas	94
4.2.	Dimensionamiento técnico de la generación fotovoltaica de autoconsumo.	96
4.2.1.	Evaluación de la irradiancia e irradiación	96
4.2.2.	Evaluación de la hora solar pico.....	98
4.2.3.	Evaluación de la temperatura ambiente.....	98
4.2.4.	Evaluación de la altura solar	101
4.2.5.	Calculo arreglo fotovoltaico	103
4.2.6.	Evaluación de la producción de la energía fotovoltaica	112

4.2.7.	Cálculo eléctrico en DC y AC.....	116
4.2.8.	Calculo obra civil (losa rígida).....	117
4.2.9.	Detalle de los planos.....	119
4.3.	Evaluación del presupuesto para la generación fotovoltaica.....	120
4.3.1.	Resumen del presupuesto y listado de insumos requeridos	120
4.4.	Evaluación de los indicadores económicos por administración directa.....	126
4.4.1.	Evaluación técnica de la operación y mantenimiento.....	126
4.4.2.	Evaluación de los indicadores económicos	129
4.5.	Resumen del procesamiento, análisis, interpretación y discusión de resultados	133
CONCLUSIONES.....		138
RECOMENDACIONES Y/O SUGERENCIAS		139
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		140
ANEXOS.....		142

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 <i>Planta de trituración Condoruma</i>	21
Figura 1.2 <i>Garita Minería Pepas de Oro</i>	21
Figura 1.3 <i>Ubicación geográfica Minería Pepas de Oro</i>	22
Figura 1.4 <i>Localización minería Pepas de Oro</i>	23
Figura 1.5 <i>Personales autorizados para la operación de planta</i>	25
Figura 1.6 <i>Área proyectada para la generación fotovoltaica</i>	30
Figura 2.1 <i>Espectro electromagnético de la radiación solar</i>	40
Figura 2.2 <i>Componentes de la radiación solar</i>	41
Figura 2.3 <i>Irradiancia solar</i>	42
Figura 2.4 <i>Irradiación solar</i>	43
Figura 2.5 <i>Hora solar pico</i>	44
Figura 2.6 <i>Curva de temperatura promedio a 2 m de la tierra</i>	46
Figura 2.7 <i>Azimut y elevación o altitud</i>	48
Figura 2.8 <i>Interfaz herramienta SunEarthTools.com</i>	49
Figura 2.9 <i>Distancia entre filas de módulos fotovoltaicos</i>	50
Figura 2.10 <i>Modulo fotovoltaico</i>	51
Figura 2.11 <i>Curva PV típico de un módulo fotovoltaico</i>	54
Figura 2.12 <i>Conexión en serie para un sistema fotovoltaico</i>	54
Figura 2.13 <i>Conexión en paralelo para un sistema fotovoltaico</i>	55
Figura 2.14 <i>Inversores fotovoltaicos</i>	56
Figura 2.15 <i>Inversores de interconexión solar fotovoltaico</i>	57
Figura 2.16 <i>Inversor cargador solar fotovoltaico</i>	57
Figura 2.17 <i>Inversores de bombeo solar fotovoltaico</i>	58
Figura 2.18 <i>Inversores de bombeo solar fotovoltaico</i>	59

Figura 2.19 <i>Inversor cargador de potencia solar fotovoltaico.</i>	60
Figura 2.20 <i>Batería fotovoltaico.</i>	66
Figura 2.21 <i>Regulador de carga fotovoltaico.</i>	67
Figura 2.22 <i>Estructuras de apoyo Modulo fotovoltaico</i>	67
Figura 2.23 <i>Tableros DC, AC fotovoltaico.</i>	68
Figura 4.1 <i>Curva de la demanda máxima diaria registrada.</i>	86
Figura 4.2 <i>Curva de la demanda máxima mensual registrada</i>	87
Figura 4.3 <i>Curva de la demanda máxima diaria proyectada.</i>	91
Figura 4.4 <i>Curva de la demanda máxima mensual proyectada.</i>	92
Figura 4.5 <i>Curva del consumo diésel para cada demanda máxima mensual registrada.</i>	94
Figura 4.6 <i>Curva del consumo diésel para cada demanda máxima mensual proyectada.</i>	95
Figura 4.7 <i>Curva de la irradiancia solar.</i>	97
Figura 4.8 <i>Curva de la temperatura en 24 h.</i>	100
Figura 4.9 <i>Curva de la altura solar.</i>	102
Figura 4.10 <i>Distancia mínima entre string fotovoltaicos.</i>	103
Figura 4.11 <i>Curva de variación costo diésel.</i>	130

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 <i>Descripción de la carga eléctrica</i>	24
Tabla 1.2 <i>Demandas máximas mensuales al 2023.</i>	25
Tabla 1.3 <i>Especificaciones técnicas grupos electrógenos 01 y 02.</i>	27
Tabla 1.4 <i>Costos operativos por kWh-mes producidos grupo electrógeno 01.</i>	28
Tabla 1.5 <i>Delimitación espacial.</i>	32
Tabla 2.1 <i>Valores óptimos inclinación modulo.</i>	47
Tabla 2.2 <i>Parámetros requeridos del módulo fotovoltaico.</i>	52
Tabla 2.3 <i>Operacionalización de variables.</i>	77
Tabla 4.1 <i>Descripción de la potencia instalada actual y proyectada</i>	81
Tabla 4.2 <i>Evaluación diaria de la demanda máxima y energía registrada</i>	83
Tabla 4.3 <i>Evaluación mensual de la demanda máxima y energía registrada.</i>	86
Tabla 4.4 <i>Evaluación diaria de la demanda máxima y energía proyectada</i>	88
Tabla 4.5 <i>Evaluación mensual de la demanda máxima y energía registrada.</i>	91
Tabla 4.6 <i>Evaluación mensual del consumo diésel para cada máxima demanda registrada.</i> .93	
Tabla 4.7 <i>Evaluación mensual del consumo diésel para cada máxima demanda proyectada.</i> 94	
Tabla 4.8 <i>Evaluación de la irradiancia e irradiación diaria.</i>	96
Tabla 4.9 <i>Evaluación de la HSP.</i>	98
Tabla 4.10 <i>Evaluación de la temperatura ambiente a 2.00 m del suelo.</i>	99
Tabla 4.11 <i>Evaluación de la temperatura ambiente.</i>	100
Tabla 4.12 <i>Evaluación de la altura solar</i>	101
Tabla 4.13 <i>Datos técnicos modulo fotovoltaico seleccionado</i>	104
Tabla 4.14 <i>Datos técnicos Inversor de potencia seleccionado.</i>	104
Tabla 4.15 <i>Cálculos fotovoltaicos.</i>	106
Tabla 4.16 <i>Demanda máxima requerida por horas.</i>	112

Tabla 4.17 <i>Evaluación de la potencia y energía pico generada.</i>	113
Tabla 4.18 <i>Evaluación de la energía y potencia pico generada.</i>	114
Tabla 4.19 <i>Arreglo fotovoltaico por unidad de inversor.</i>	115
Tabla 4.20 <i>Resumen de cálculos AC y DC.</i>	116
Tabla 4.21 <i>Cálculos justificativos losa rígida para nave industrial.</i>	117
Tabla 4.22 <i>Resumen del presupuesto y listado de insumos requeridos generación FV.</i>	120
Tabla 4.23 <i>Análisis de la operación fotovoltaica</i>	127
Tabla 4.24 <i>Evaluación de los costos administrativos.</i>	127
Tabla 4.25 <i>Evaluación de los costos administrativos.</i>	128
Tabla 4.26 <i>Resumen operación y mantenimiento fotovoltaico.</i>	128
Tabla 4.27 <i>Datos de entrada y evaluación de la variación del costo diésel.</i>	129
Tabla 4.28 <i>Análisis de la depreciación de equipos principales fotovoltaicos.</i>	130
Tabla 4.29 <i>Evaluación de indicadores económicos a precios privados</i>	131
Tabla 4.30 <i>Análisis de la sensibilidad</i>	132
Tabla 4.31 <i>Resultado de la evaluación económica.</i>	133
Tabla 4.32 <i>Resultados del trabajo de tesis.</i>	133

GLOSARIO DE TÉRMINOS

MPPT	:	Maximum Power Point Tracking (Seguimiento del punto de máxima potencia)
D _{max}	:	Demanda máxima
D _{min}	:	Demanda mínima
D _{prom}	:	Demanda promedio
EA	:	Energía activa
FD	:	Factor de demanda
FC	:	Factor de carga
L/h	:	Litros por hora
ELSE	:	Electro Sur Este S.A.A.
P _i	:	Potencia instalada
E	:	Energía eléctrica
t	:	Tiempo
HSP	:	Hora solar pico
H _i	:	irradiación
G _i	:	Irradiancia
φ	:	Latitud
β_{opt}	:	Inclinación optima modulo fotovoltaico
D	:	Distancia entre filas de paneles
d	:	Distancia pasillo entre paneles
α_s	:	Angulo altura solar
L	:	Longitud modulo fotovoltaico
W _p	:	Potencia pico

P	:	Potencia activa
Isc	:	Corriente de cortocircuito
Voc	:	Voltaje de circuito abierto
Vmp	:	Voltaje de potencia máxima
Imp	:	Corriente de potencia máxima
Pmax	:	Máxima potencia
TONC	:	Temperatura operación célula
AC	:	Corriente alterna
DC	:	Corriente continua
Id	:	Corriente de diseño
APU	:	Análisis de precio unitario
IGV	:	Impuestos generales de las ventas
VAN	:	Valor actual neto
TIR	:	Tasa interna de retorno
B/C	:	Beneficio costo
PRI	:	Periodo recupero de la inversión

RESUMEN

La presente tesis se desarrolló en las instalaciones de la pequeña minería denominada Pepas de Oro. Siendo esta, una asociación de mineros artesanales ubicado en el departamento de Apurímac, provincia de Aymaraes, distrito de Cotaruse, localidad de Pampamarca y a una altitud de 4485 msnm.

Asimismo, el problema que actualmente tiene la minería por la ubicación geográfica que se encuentra, no cuenta con alguna red eléctrica para cubrir la demanda máxima actual y proyectada, existiendo altos costos de producción de energía por la compra del diésel para el funcionamiento del grupo electrógeno, así como la emisión de los agentes contaminantes como el dióxido de carbono.

Por lo que se evaluó la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1 MW, así como el consumo energético actual y proyectado, el dimensionamiento propiamente dicho y la determinación de los costos de inversión por administración directa y su rentabilidad a precios privados para la asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac.

La metodología empleada en el desarrollo de la tesis es del tipo básica, con nivel descriptivo, diseño no experimental, enfoque cuantitativo por ser datos numéricos en cuanto al procesamiento y análisis de resultados, método deductivo y la técnica para la recolección de información es el análisis documental.

Se concluyó que, la evaluación de la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW, es factible técnica y económicamente.

Palabras Clases: Generación eléctrica, Sistemas fotovoltaicos, Demanda eléctrica, Evaluación económica.

ABSTRACT

This thesis was developed at the facilities of the small-scale mining operation known as Pepas de Oro. This operation is an association of artisanal miners located in the department of Apurímac, province of Aymaraes, district of Cotaruse, town of Pampamarca, at an altitude of 4485 meters above sea level.

The mining operation currently faces the problem of its geographical location: it lacks an electrical grid to meet current and projected peak demand. This results in high energy production costs due to the purchase of diesel fuel for the generator, as well as the emission of pollutants such as carbon dioxide.

Therefore, the feasibility of self-consumption photovoltaic generation for the 1 MW electrical demand was evaluated, along with current and projected energy consumption, the system sizing, and the determination of investment costs for direct administration and its profitability at private prices for the Pepas de Oro Artisanal Miners Association of Pampamarca, Apurímac.

The methodology employed in the development of this thesis is basic in nature, with a descriptive level, a non-experimental design, and a quantitative approach due to the numerical data used in the processing and analysis of results. The deductive method was used, and the data collection technique was documentary analysis.

It was concluded that the evaluation of self-consumption photovoltaic generation for an electrical demand of 1 MW is technically and economically feasible.

Keywords: Electricity generation, Photovoltaic systems, Electricity demand, Economic evaluation

INTRODUCCIÓN

A sabiendas que las energías renovables radican principalmente en la capacidad para generar energía sostenible y sobre todo respetuosa con el medio ambiente, estas contribuyen a la lucha contra el cambio climático. Y así mismo, reducen con la contaminación por el dióxido de carbono (CO₂). Es así como la generación de la energía eléctrica por medio de los sistemas fotovoltaicos una de las tantas opciones de generación renovable, proporcionan energía limpia y duradera o inagotable reduciendo dependencias de la utilización de combustibles, de igual forma con los costos por tarificación energética. Y sobre todo si se tiene una generación fotovoltaica de autoconsumo que abastezca la demanda máxima requerida y más aún si estos son económica y técnicamente rentables y sostenibles.

No obstante, el presente trabajo de tesis consta de los siguientes capítulos:

Capítulo I: Planteamiento del problema: `

Donde se describe los fundamentos de los problemas que afectan a la pequeña minería denominada Pepas de Oro, así como el planteamiento de los objetivos propiamente dichos.

Capítulo II: Marco teórico y normativo:

Aquí se desarrolla los conceptos y/o definiciones relacionadas con la generación fotovoltaica de autoconsumo.

Capítulo III: Metodología

Aquí se desarrolla el conjunto de estrategias técnicas y/o procedimientos e interpretaciones de los resultados que respondan nuestras preguntas de investigación.

Capítulo IV: Resultados y discusiones

Capitulo donde se desarrolla el fundamento de las dimensiones técnicas y económicas que viabilicen el proyecto de tesis.

Finalmente:

Las Conclusiones, Recomendaciones y/o Sugerencias, Referencias bibliográficas y los Anexos.

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Introducción

Actualmente, la pequeña minería y/o minería artesanal formal y sostenible Pepas de Oro, cuya razón social denominada Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, con RUC: 20490115804, con fecha de inicio de actividades 23 de marzo del 2015, cuenta con 507 socios y más de 200 profesionales que actualmente trabajan. Adicionalmente, las diferentes empresas privadas que laboran como proveedores de bienes y/o servicios en los rubros de mecánica, geología, mantenimiento eléctrico, soporte para la operación en planta, gestión en seguridad, salud y medio ambiente, etc.

Remontando al pasado, la mina estuvo conformado por diferentes socios propios del lugar, la exploración, explotación, el tratamiento y la comercialización de los minerales en especial el oro, dependía de cada socio tanto en cantidad como en ganancia. Es decir, cada uno se beneficiaba según el trabajo que realizaban de manera independiente sin importar los beneficios económicos de los otros socios.

El 2022, los socios decidieron unirse de manera mancomunada, llegando a un acuerdo que todos trabajen para todos, así como las inversiones, gastos y las utilidades son repartidas de manera equitativa entre los socios y con aporte de beneficios a la comunidad de Pampamarca. Es allí donde dan un gran paso y la mina empieza a tener un crecimiento significativo con visiones al 2026 como mediana minería.

Al 2024, el método de explotación de los minerales es el corte y relleno ascendente, la producción es de 50 toneladas al día y 1,500.00 toneladas al mes del minerales a procesar con proyección a más de 50 años de explotación. Para luego ser transportado a la planta

de trituración denominado Condoruma.

Figura 1.1

Planta de trituración Condoruma



Nota: Fuente propia.

Figura 1.2

Garita Minería Pepas de Oro

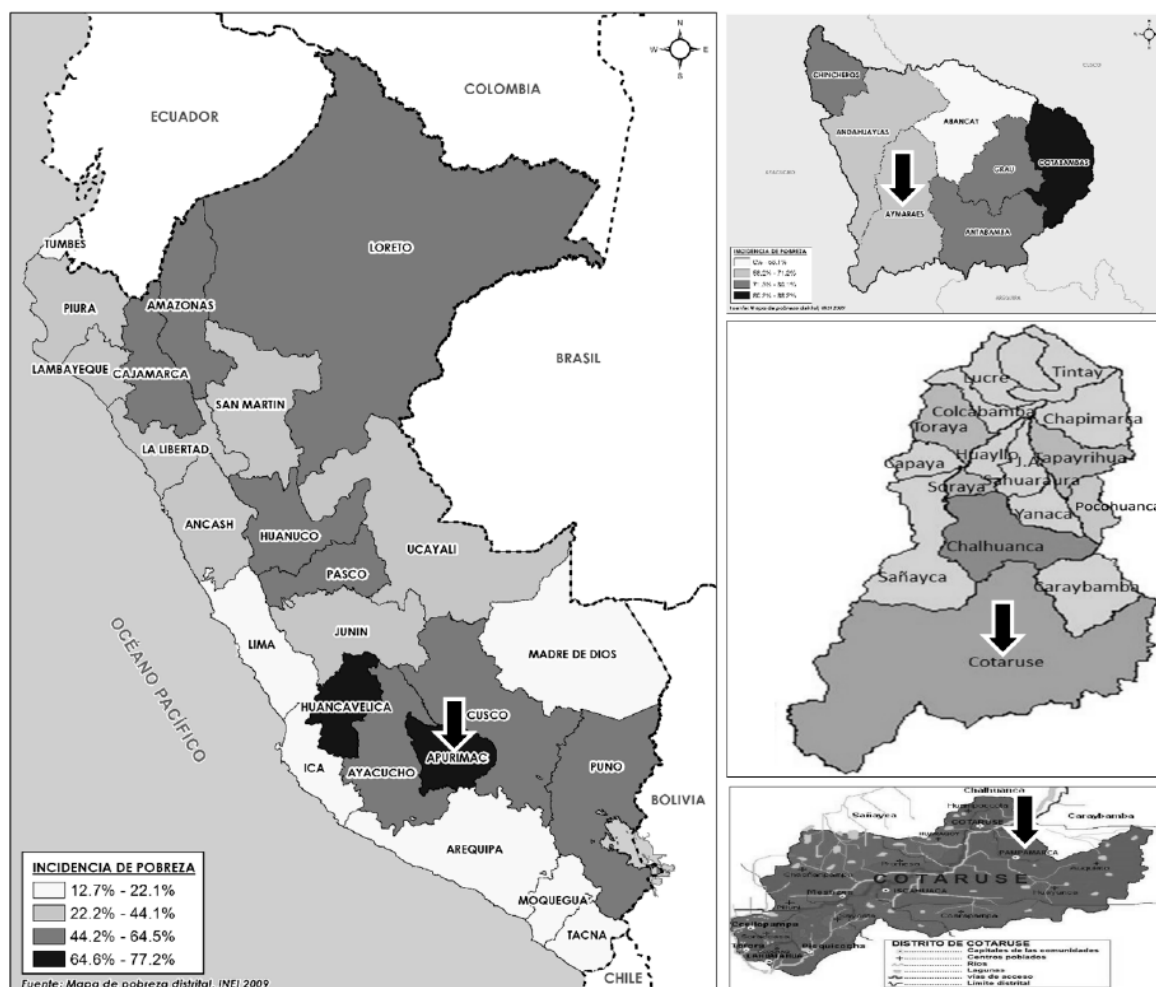


Nota: Fuente propia.

1.2. Ubicación geográfica

Figura 1.3

Ubicación geográfica Minería Pepas de Oro



Ubicación geográfica

País	:	Perú
Departamento	:	Apurímac
Provincia	:	Aymaraes
Distrito	:	Cotaruse
Localidad	:	Pampamarca

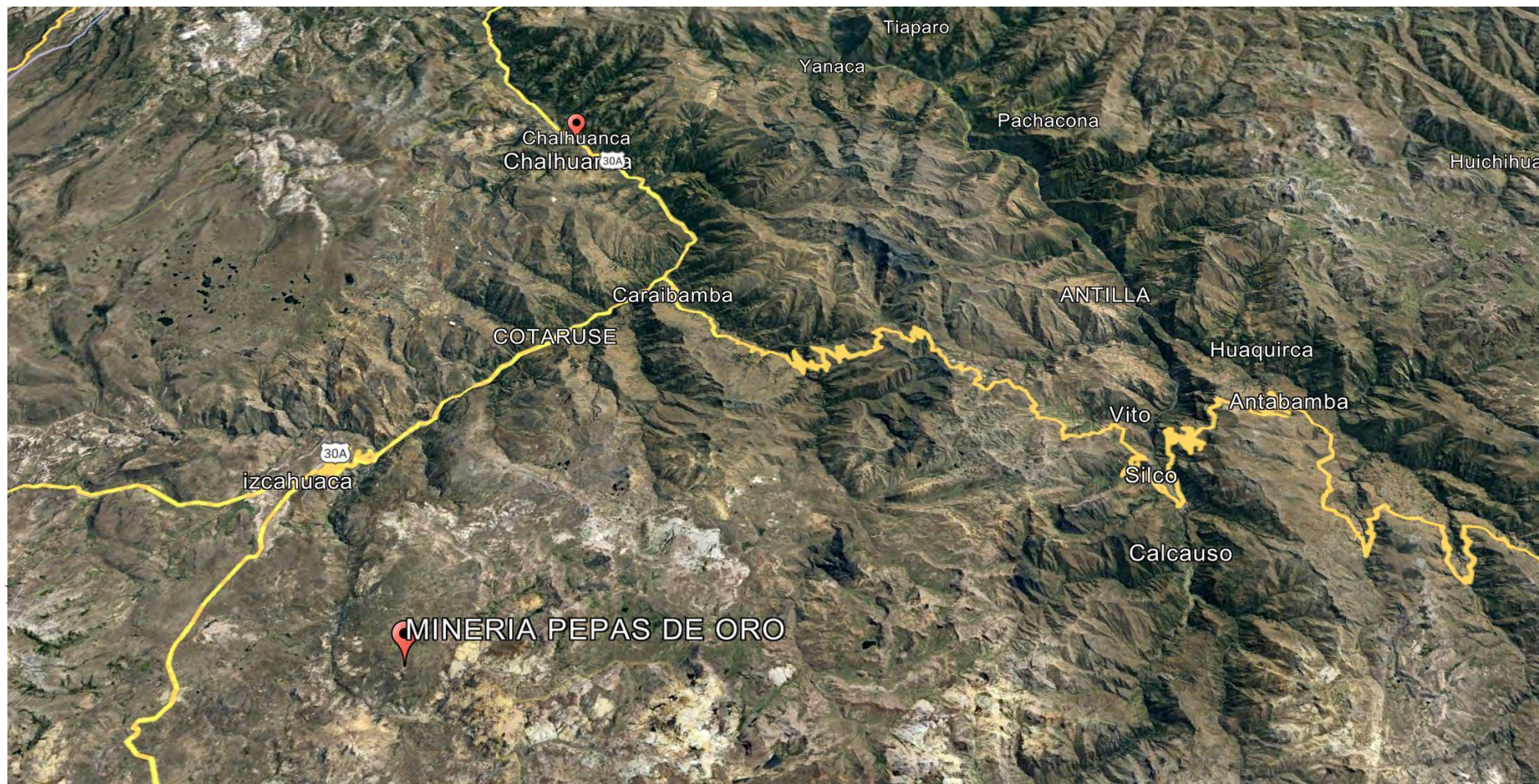
Coordenadas geográficas

Latitud sur	:	14°35'10.92"S (Latitud: -14.5863833)
Longitud oeste	:	73°11'48.02"O (Longitud: -73.1966722222223)
Altitud (Planta)	:	4485

Nota: Fuente propia.

Figura 1.4

Localización minería Pepas de Oro.



Nota: Elaboración propia

1.3. Situación problemática

Actualmente, la pequeña minería Pepas de Oro tiene una potencia instalada de 0.61245 MW, con demanda máxima de 0.44441MW y un consumo de energía máxima mensual de 114.4147MWh, con proyección a 987.8460 kW $\approx$ 1.0 MW. Según datos registrados por los equipos de mediciones, cuyas cargas se describen en la tabla 1.2:

Tabla 1.1

Descripción de la carga eléctrica.

Ítem	Descripción	Potencia Placa HP	Potencia Placa kW
01	Electrobombas pozo de balancín	100	74.60
02	Electrobombas aguas residuales	100	74.60
03	Motor de trituración 01	250	186.50
04	Motor de trituración 02	250	186.50
05	Potencia instalada instalaciones eléctricas en general (Oficinas de gerencia, charlas inductivas, operación y mantenimiento, Planeamiento, comedor, supervisiones, centro de datos, centro de control, garita y/o guardianía.	---	39.546
06	Sumatoria de potencias equipos eléctricos varios (balanza electrónica para control del peso de minerales, iluminación exterior).	---	50.70
07	<i>proyección demanda (Motores para faja de transporte minerales y otras cargas adicionales).</i>	500	375.40
Total, al 2023			0.61245 MW

Total, proyectado	0.9878 MW
	≈1.000 MW

Nota: Entrevista jefe de Operaciones Minería Pepas de Oro.

Figura 1.5

Personales autorizados para la operación de planta



Nota: Elaboración propia.

Tabla 1.2

Demandas máximas mensuales al 2023.

Data Mediciones 2023						
Ítems	Año	Dmax	Energía EA		Días mes	t (mensual)
		(MW)	(MW)			t (diario)
1	Enero	0.3241	99.2685	31	306.2967	9.8805
2	Febrero	0.4104	93.8137	28	228.6006	8.1643
3	Marzo	0.4108	97.1066	31	236.3883	7.6254
4	Abril	0.3616	90.0026	30	248.9183	8.2973
5	Mayo	0.3917	93.6959	31	239.2027	7.7162

6	Junio	0.4115	101.0609	30	245.5659	8.1855
7	Julio	0.4133	95.9046	31	232.0634	7.4859
8	Agosto	0.4129	98.8153	31	239.3207	7.7200
9	Setiembre	0.4444	114.4147	30	257.4513	8.5817
10	Octubre	0.4167	101.2340	31	242.9402	7.8368
11	Noviembre	0.3890	93.5290	30	240.4385	8.0146
12	Diciembre	0.4018	101.0322	31	251.4558	8.1115
	Dmax (MW) =	0.44441	114.4147	31.0000	306.2967	9.8805
	Dmin (MW) =	0.32409	90.0026	28.0000	228.6006	7.4859
	Dpromd (MW) =	0.39901	98.3231	30.4167	247.3869	8.1350
	PI (MW) =	0.61245				
	Factor de Demanda FD =	0.7256				
	Factor de Carga FC =	0.8978				

Nota: Entrevista jefe de Operaciones Minería Pepas de Oro.

El problema que tiene la minería es efectivamente el suministro eléctrico. Ya que actualmente las cargas eléctricas son alimentadas por grupos electrógenos con emisiones de agentes contaminantes como el caso del dióxido de carbono (CO₂), y con capacidades similares a las cargas en mención. Contando así, con dos grupos electrógenos de características iguales.

Tabla 1.3

Especificaciones técnicas grupos electrógenos 01 y 02.

Ítem	Descripción	Valores
01	Grupo electrógeno 01 (Grupo operativo) de 500.00 kW	
	Grupo electrógeno 02 (Grupo de respaldo) de 500.00 kW	
	Marca	Cummins
	Potencia nominal recomendado	450.4 kW / fp 0.85
	Potencia máxima de respaldo	500 kW / fp 0.85
	Frecuencia (Hz)	50 - 60 Hz
	Voltajes salida (V)	240 – 440 – 480 V
	RPM	1500 – 1800 RPM
	Motor	QXS15G9
	Alternador	Stamford
	Módulo de control	DSE7320
	Largo x Ancho x Alto (mm)	5022 x 1652 x 2475
	Tanque de combustible (Litros)	893 L
	Tipo combustible	Diesel
	Peso aproximado (kg)	4585 kg

Nota: Entrevista jefe de Operaciones Minería Pepas de Oro.

Los costos operativos por los kWh – meses producidos por el grupo electrógeno 01, se detallan en la tabla 1.4.

Tabla 1.4

Costos operativos por kWh-mes producidos grupo electrógeno 01.

CONSUMO COMBUSTIBLE GRUPO ELECTRÓGENO 01 – 2023									
Consumo combustible		(L/h 100% carga)	106.80	L				1 gal	3.7854 L
Capacidad Grupo electrógeno			450.40	kW					
Precio promedio DIESEL			15.29	Soles					
Ítems	Meses	Días mes	Dmax (MW)	th (diario)	Consumo en L/h	Consumo en L/día	Consumo en L/mes	Consumo en Gal/mes	Consumo en Soles/mes
1	Enero	31	0.3241	9.8805	76.8496	759.32	23,538.79	6,218.29	95,046.57
2	Febrero	28	0.4104	8.1643	97.3110	794.48	22,245.34	5,876.60	89,823.79
3	Marzo	31	0.4108	7.6254	97.4082	742.78	23,026.16	6,082.87	92,976.63
4	Abril	30	0.3616	8.2973	85.7375	711.39	21,341.64	5,637.86	86,174.76
5	Mayo	31	0.3917	7.7162	92.8811	716.69	22,217.41	5,869.22	89,710.99
6	Junio	30	0.4115	8.1855	97.5861	798.79	23,963.82	6,330.57	96,762.78
7	Julio	31	0.4133	7.4859	97.9954	733.59	22,741.14	6,007.57	91,825.77
8	Agosto	31	0.4129	7.7200	97.9077	755.85	23,431.33	6,189.90	94,612.64
9	Setiembre	30	0.4444	8.5817	105.3804	904.34	27,130.31	7,167.07	109,548.65
10	Octubre	31	0.4167	7.8368	98.8097	774.35	24,004.85	6,341.41	96,928.48
11	Noviembre	30	0.3890	8.0146	92.2391	739.26	22,177.82	5,858.76	89,551.17
12	Diciembre	31	0.4018	8.1115	95.2733	772.81	23,957.02	6,328.78	96,735.34
Consumo Total Anual =					1,135.38	9,203.64	279,775.63	73,908.90	1,129,697.57

Nota: Entrevista jefe de Operaciones Minería Pepas de Oro.

En vista de que la potencia instalada proyectada es de 1.0 MW, ellos trataron de tramitar contratos de compra de energía en alta tensión en 66 kV desde la subestación de Cotaruse (barra Selene 66 kV) hasta sus instalaciones, los cual fueron denegados debido a que la venta de energía según la geografía y la potencia no son suficientes para tal contrato por cuestiones de viabilidad, benéfico y costo de recupero; muy a parte de la implicancia en la construcción de una nueva línea en 66 kV.

A raíz de ello, esta vez recurrieron a la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. por lo que la viabilidad que les propusieron es transportar la energía en media tensión en 22.9 kV desde la subestación de Chalhuanca hasta sus instalaciones con aproximadamente de 120 km de recorrido (proyectado en línea recta).

Desde nuestro punto de vista, si bien es cierto es viables la opción a corto plazo, pero en 33 kV para disminución de las perdidas técnicas y demás. A lo largo de los años alegamos que se tendría problemas por las tarifas que se les cobraría. Tanto en potencia, energía, los peajes por el sistema principal de transmisión, en especial el sistema complementario y secundario de transmisión y demás por considerarse como cliente regulado o en su defecto declarándose cliente libre en vista que su potencia amerita tal opción. Al igual que se tuvo problemas de tarifación como el caso de la minería cercana a ella denominada Selene (unidad operativa Compañía minera ARES S.A.C). que inicialmente sus cargas fueron alimentadas en media tensión y suministrado por ELSE. Y que posteriormente ellos si pudieron acceder a tener un contrato en 66 kV desde la barra Selene Cotaruse con la construcción de una línea privada en 66 kV hasta sus instalaciones y por disponer de una potencia mayor al de la mina naturaleza del tema de tesis.

En tal caso, dada la reunión entre la directiva y los especialistas de la mina Pepas de Oro, decidieron como plan alternativo y una de las tantas opciones desarrollar un proyecto

que sea viable, sostenible y amigable con el medio ambiente. Y que para el suministro de energía se desarrolle un proyecto financiado por ellos en base a la generación fotovoltaica de autoconsumo o autónomo y que dichas instalaciones serán cercanas a la planta de trituración denominada “Condorama” cuyo espacio se divide en la figura 1.6.

Figura 1.6

Área proyectada para la generación fotovoltaica.



Nota: Fuente propia.

En resumen:

No se cuenta con alguna red eléctrica para cubrir la demanda máxima actual y proyectada, existiendo altos costos de producción de energía por la compra del Diesel para el grupo electrógeno, así como la emisión de los agentes contaminantes como el dióxido de carbono.

1.4. Formulación del problema

1.4.1. Problema General

¿Será factible la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024?

1.4.2. Problema Especifico

1) ¿Cuál es el consumo energético actual y proyectada en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024?

2) ¿Es posible dimensionar la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024?

3) ¿A cuánto asciende el costo de inversión por administración directa y su rentabilidad de la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1 MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024?

1.5. Justificación de la investigación

1.5.1. Justificación Teórica

El presente plan de tesis se justifica en que, si bien es cierto, existe tesis relacionados con las variables de estudio, mas no existe estudios similares para la Minería Pepas de Oro. Por lo que la propuesta será de interés para la mina y adicionalmente incrementar mayor conocimiento teórico para posteriores estudios similares.

1.5.2. Justificación practica

El plan de tesis se justifica de manera práctica, debido a que solucionara el problema del suministro de la energía para la demanda proyectada de 1MW.

1.5.3. Justificación Social

Se justifica de manera social en vista de que la presente propuesta servirá como

modelo para futuras investigaciones relacionadas con el tema. Así mismo, la minería Pepas de Oro dispondrá del estudio como una de las opciones más rentables en cuanto al pago por conceptos de tarifa frente a las concesionarias de suministros eléctricos existentes.

1.6. Delimitación de la Investigación

1.6.1. Delimitación Espacial

El presente plan de tesis se desarrollará en la instalación de la Minería Pepas de Oro.

Tabla 1.5

Delimitación espacial.

Ubicación geográfica	
País	: Perú
Departamento	: Apurímac
Provincia	: Aymaraes
Distrito	: Cotaruse
Localidad	: Pampamarca
Domicilio fiscal	: Pza. Plaza de Armas Pampamarca Nro. S/n Anx. Pampamarca (Comunidad de Pampamarca)
RUC	: 20490115804
Razón social	: Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca
Coordenadas geográficas	
Latitud sur	: 14°35'10.92"S (Latitud: -14.5863833)
Longitud oeste	: 73°11'48.02"O (Longitud: -73.19667222222223)
Altitud	: 4485

Nota: Elaboración propia.

1.6.2. Delimitación Temporal

La tesis propiamente dicha, desde la recolección de los datos hasta la entrega del volumen tendrá un tiempo estimado (06) seis meses periodo 2024 al 2025.

1.7. Objetivos de la investigación

1.7.1. Objetivo general

Evaluar la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024.

1.7.2. Objetivos específicos

1. Evaluar el consumo energético actual y proyectada en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024.

2. Dimensionar la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024.

3. Determinar el costo de inversión por administración directa y su rentabilidad de la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024.

1.8. Limitación de la investigación

- No se abarcarán temas de estudios de preoperatividad profundizados.
- Ni estudios de operatividad.
- No se abarcarán temas de estudios de sistemas de puesta a tierra por considerarse un tema más de estudio y no están consignados dentro de los objetivos de la investigación.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO

2.1. Antecedentes empíricos de la investigación

Internacionales

1) **Martines (2022)** realiza la investigación: “Diseño y cálculos justificativos de una planta solar fotovoltaica de 10 MW, en la provincia de Alicante, y su estudio de viabilidad económica.” A través de su tesis plantea que a causa del aumento de temperaturas de las energías no renovables causantes del efecto invernadero es necesario proponer la generación fotovoltaica y para un mejor aprovechamiento de los recursos naturales; así como su viabilidad económica. La metodología utilizada en esta investigación es de tipo descriptiva por considerarse una tesis de ingeniería. Los Instrumentos de investigación son: el análisis documental.

Concluyendo que, la generación fotovoltaica de 10MW resulta ser viable a nivel técnico y económicamente rentable en un horizonte de tiempo de 25 años con periodo de retorno de 9 a 10 años según los resultados que obtiene el investigador.
(Martines;2022, pág. 60)

2) **Novoa (2015)** realiza la investigación: “Planificación y modelación de sistemas de generación fotovoltaica como alternativa para la iluminación en edificaciones educativas.” A través de su tesis plantea que Ecuador se encuentra en la búsqueda de generaciones eléctricas con energías renovables estos con el fin de la disminución de agentes o la contaminación ambiental ya que Ecuador es considerado una ciudad con generaciones hídricas y térmicas. La metodología utilizada en esta investigación es de tipo descriptiva por considerarse una tesis de ingeniería. Los Instrumentos de investigación son: el análisis

documental.

Concluyendo que, la generación fotovoltaica con demanda de 74 kW resulta ser viable a nivel técnico teniendo una vida útil de 20 a 25 años. (Novoa;2015, pág. 72)

Nacionales

3) Sanchez et al. (2019) realizaron la tesis: “Análisis del ingreso de una central de generación eléctrica de 10 MW con fuentes renovables no convencionales como proyecto piloto para el sistema eléctrico aislado de Iquitos.” Ellos describen ante la dependencia de los combustibles en la generación eléctrica la viabilidad de un parque de generación fotovoltaica es lo adecuado muy aparte de mantener una generación térmica con Diesel en Iquitos significaría un riesgo a la volatilidad de los precios de los combustibles. La metodología que utilizan es netamente descriptiva. Los Instrumentos de investigación son: el análisis de datos.

Concluyendo que, de los resultados obtenidos y planteados en las hipótesis, es factible técnicamente y económicamente el plan de la generación fotovoltaica de 10MW en el sistema aislado de Iquitos, por lo que también se encuentra el equilibrio ecológico, crecimiento económico y el acceso a la seguridad eléctrica. (Sanches et al.;2019, pág. 126)

4) Lobaton (2022) realiza la investigación: “Proyecto de inversión privada para la instalación de una central de energía solar fotovoltaica para el distrito de Yurimaguas - Loreto, 2022.” A través de su tesis describe como plantear un proyecto a nivel privado para la instalación de la generación fotovoltaica en el distrito de Yurimaguas, así como su viabilidad técnica y económica. La metodología utilizada en esta investigación es de tipo proyectiva. Los Instrumentos de investigación son: el análisis documental.

Concluyendo que, la generación fotovoltaica a nivel probado resulta ser técnicamente viable para la potencia de 10MW equivalente a una energía de 10,000.00 kWh con aproximadamente 10,000.00 módulos fotovoltaicos policristalinos y económicamente rentable según los resultados que obtiene el investigador. (Lobaton;2022, pág. 6)

5) Herrera (2023) realiza la investigación: “Diseño de un sistema fotovoltaico aislado para mejorar el suministro eléctrico de la institución educativa Señor Cautivo del centro poblado Angash, Jaén, 2022.” A través de su tesis describe el diseño de un sistema fotovoltaico aislado para el suministro eléctrico, evaluando el potencial de radiación en la zona, determinando la demanda de energía eléctrica de la institución, así como su viabilidad técnica y económica. La metodología utilizada en esta investigación es de tipo proyectiva. Los Instrumentos de investigación son: el análisis documental.

Concluyendo que, la generación fotovoltaica a nivel probado resulta ser técnicamente viable para la potencia de 6.73 KW equivalente a una demanda máxima de 11.92 KWh/día con aproximadamente 28 módulos fotovoltaicos policristalinos y económicamente rentable según los resultados que obtiene el investigador. (Herrera;2023, pág.55)

2.2. Normatividad

- IEEE 1361, 1566, Normatividad sobre el dimensionamiento y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos.
- ISO 50001, Gestión energética.
- Decreto Legislativo N° 1002, Promoción para la generación de energías renovables.
- Decreto Legislativo N° 1221, Autoconsumo fotovoltaico.

- Ley N° 28749, Electrificación rural fotovoltaica.
- NTP 399.403-2006, Especificaciones técnicas sobre la aplicación fotovoltaica.
- Norma EM.080, Requisitos técnicos para proyectos fotovoltaicos.
- IEC 61730, Calificación para módulos seguros, construcción y pruebas.
- IEC 62446, Requisitos mínimos documentarios para la puesta en marcha fotovoltaica.

2.3. Bases Conceptuales

2.3.1. Demanda eléctrica

Para ello, debemos entender algunos conceptos básicos tales como:

2.3.1.1. Carga en un sistema eléctrico o potencia instalada (P_i)

Es la parte terminal de un sistema eléctrico de potencia donde se convierte la energía eléctrica a otra formada de energía para un fin específico. Por ejemplo, una maquina eléctrica rotativa convierte la energía eléctrica en energía mecánica, en el caso de una lampara que convierte la energía eléctrica en energía lumínica. A la suma de estas cargas se le llama carga total o potencia instalada, siendo la sumatoria de todas las cargas o potencias placa individuales.

2.3.1.2. Demanda eléctrica (D_e)

Vienen a ser la potencia eléctrica total que se ocupa en un tiempo en específico a lo largo de un día, es decir 24 horas. Esto nos permite construir perfiles diarios de carga para análisis de consumo de un sistema eléctrico de potencia, y para poder elaborar un completo análisis del comportamiento del consumo eléctrico.

2.3.1.3. Demanda máxima (Dmax)

Se entiende por demanda máxima a la demanda más alta registrada en un periodo de tiempo; es decir, donde se demanda el mayor consumo eléctrico, el registro de esta generalmente se realiza con la utilización del analizador de redes con registros cada 15 minutos según normativa.

2.3.1.4. Demanda promedio (Dpromd)

Viene a ser la sumatoria de todas las demandas eléctricas ya sea máximas y mínimos, divididas entre el número de datos registrados.

$$D_{promd} = \frac{\sum_{i=1}^n De_i}{n} \quad (2.1)$$

Donde:

De_i : $De_1, De_2, De_3 \dots De_n$, conjunto de demandas eléctricas registradas en kW

2.3.1.5. Factor de carga (Fc)

Se define al factor de carga como el cociente entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada al mismo tiempo. Siendo esta un indicador para verificar el aprovechamiento de la capacidad instalada. Este valor, cuando más se asemeja a la unidad mejor aprovechamiento se tendrá.

$$Fc = \frac{D_{promd}}{D_{max}} \quad (2.2)$$

Donde:

Fc : Factor de carga (adimensional)

D_{promd} : Demanda promedio en kW

D_{max} : Demanda máxima en kW

2.3.1.6. Factor de demanda (F_d)

Se define al factor de demanda como la relación que existe entre la máxima demanda eléctrica y la potencia instalada. Siendo esta un indicador para verificar el grado al cual la potencia instalada opera simultáneamente.

$$F_d = \frac{D_{max}}{P_i} \quad (2.3)$$

Donde:

F_d : Factor de demanda (adimensional)

D_{max} : Demanda máxima en kW

P_i : Potencia instalada en kW

2.3.1.7. Energía eléctrica (E)

Se define como la potencia instalada que se consume durante un periodo de tiempo (hora).

$$E = P_i * t \quad (2.4)$$

Donde:

E : Energía eléctrica en MWh-mes

P_i : Potencia instalada en MW

t : tiempo en h

2.3.2. Radiación solar

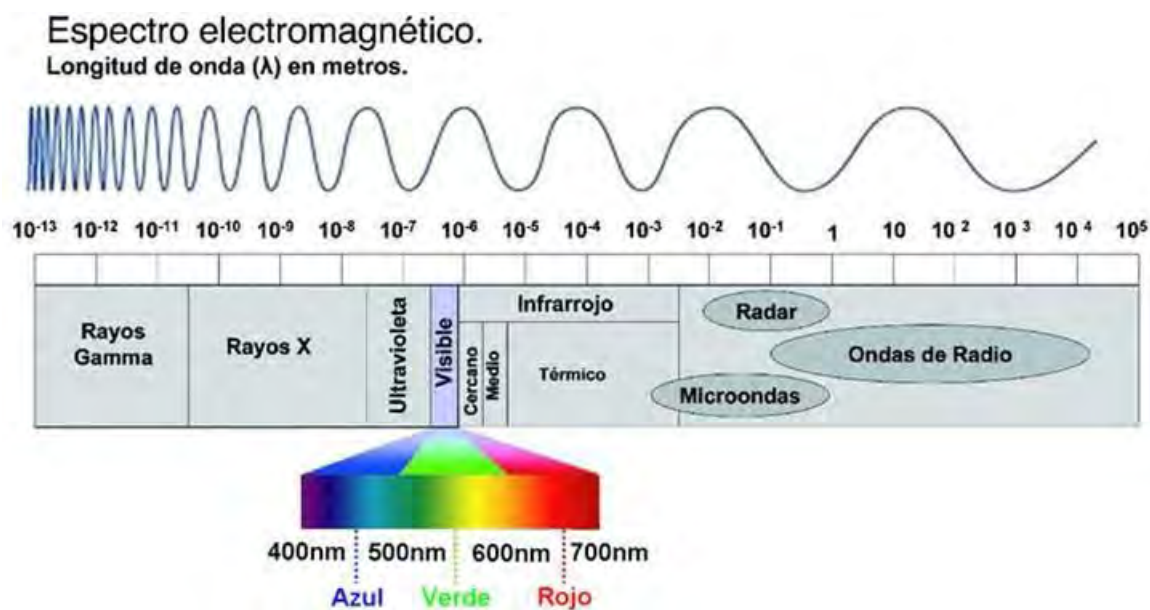
Viene a ser la propagación del sol en todas sus magnitudes de ondas electromagnéticas en el espacio. (Osma, 2012).

El porcentaje o la proporción de la radiación solar en distintas regiones es aproximadamente:

- Ultravioleta : 7%
- Luz visible : 43%
- Infrarrojo : 49%
- Otros : 1%

Figura 2.1

Espectro electromagnético de la radiación solar.



Nota: Osma, 2012.

Cabe mencionar que, para la medición de estas en cuanto a la radiación directa se utilizan los pirheliómetros, para la radiación global, piranómetro, radiación infrarroja,

pirgeómetros, y para la medición de la radiación ultravioleta son los piranómetros específicos de ultravioleta.

2.3.2.1. Radiación global, directa, difusa y reflejada

Los componentes de la radiación solar que inciden sobre la tierra son (Aparicio, 2020)

- 1) **Radiación directa:** son las que provienen directamente del sol, sin cambios en su dirección.
- 2) **Radiación difusa:** son aquellas que inciden sobre la superficie horizontal desde todos los lugares provenientes de la atmósfera. Siendo esta, aproximadamente el 15% de la radiación global.
- 3) **Radiación reflejada:** es aquella que se incide de manera rebotada de la superficie terrestre.
- 4) **Radiación global:** viene a ser la suma de la difusa más la directa.

(<https://autarquiapersonal.com/2021/01/10/radiacion-solar-irradiancia-y-otros-parametros-climaticos-basicos/>)

Figura 2.2

Componentes de la radiación solar



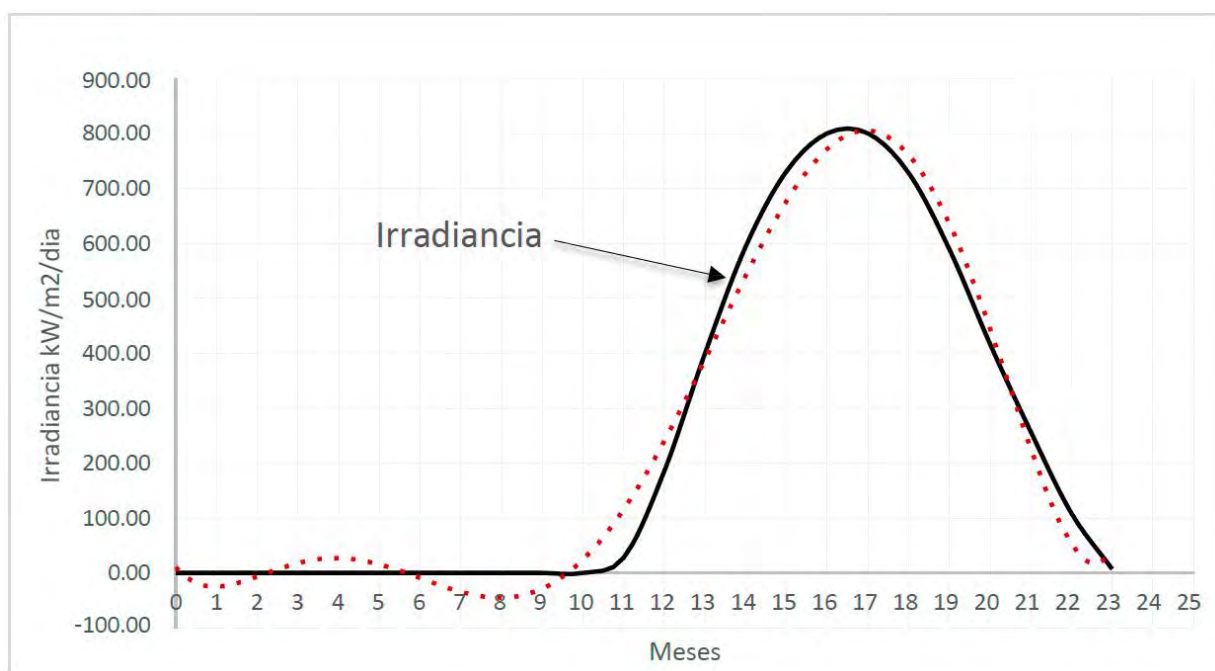
Nota: Aparicio, 2020.

2.3.2.2. Irradiancia

Es la cantidad de energía electromagnética que circula por un área definido en un intervalo de tiempo (densidad de potencia), su unidad de medida es el W/m^2 (potencia), están varían acorde a las horas del día. (Pareja, 2015)

Figura 2.3

Irradiancia solar.



Nota: Fuente propia.

Dicho de otra manera, la irradiancia es la magnitud usada para medir la potencia solar que incide en una superficie, su unidad en el sistema internacional es el W/m^2 , y se obtienen de estudios de mediciones, datos históricos proporcionados por las páginas oficiales como PVGIS, Data Center NASA, etc.

2.3.2.3. Irradiación

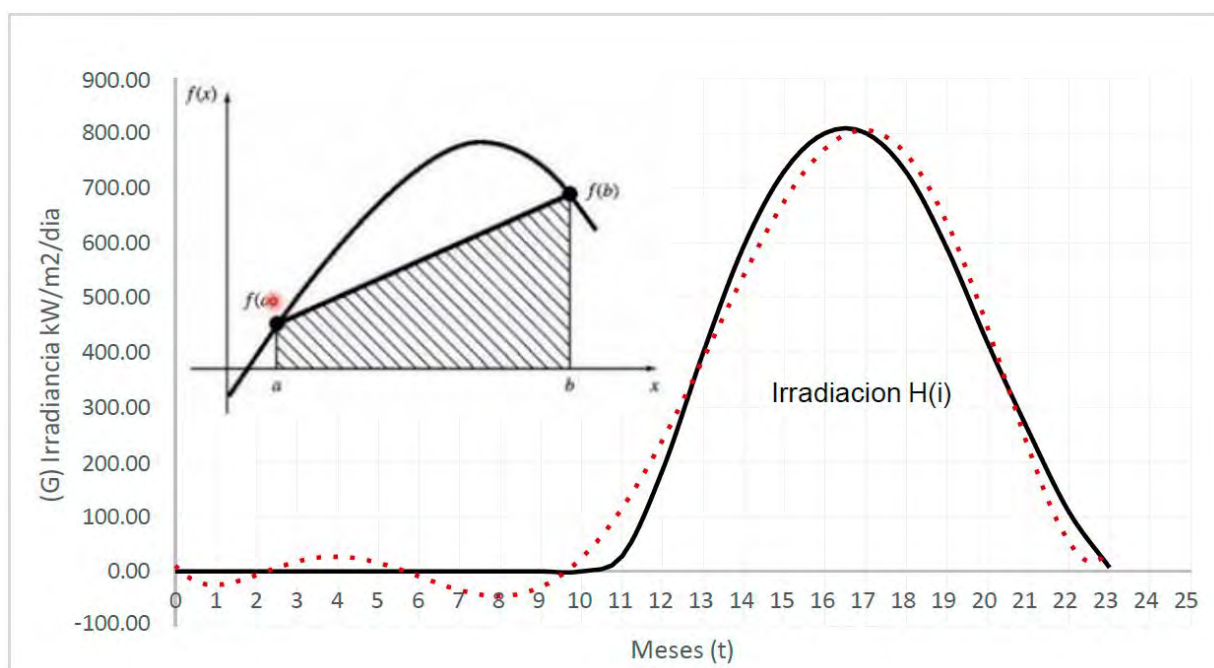
Es la cantidad de energía electromagnética que fluye a través de un área (densidad de energía), su unidad de medida es el Wh/m^2 o J/m^2 (energía). (Martines, 2014).

En otras palabras, la irradiación es la energía recibida por unidad de superficie su unidad de medida es el Wh/m². (Martines, 2014)

Esta, se obtiene a partir de la Irradiancia. Es decir, viene a ser el área bajo la curva. Para hallar dicho valor y por su complejidad, se opta utilizar la formula del método de trapecio.

Figura 2.4

Irradiación solar:



Nota: Fuente propia.

$$\text{IrradiacionH} = A_t = \sum A_i ; A_i = (t_{i+1} - t_i) \frac{G_{i+1} + G_i}{2} \quad (2.5)$$

Donde:

A_t : Área total integrada bajo la curva o irradiación en Wh/m²/día

$t_i; i+1$: Valores eje x, superior e inferior en horas.

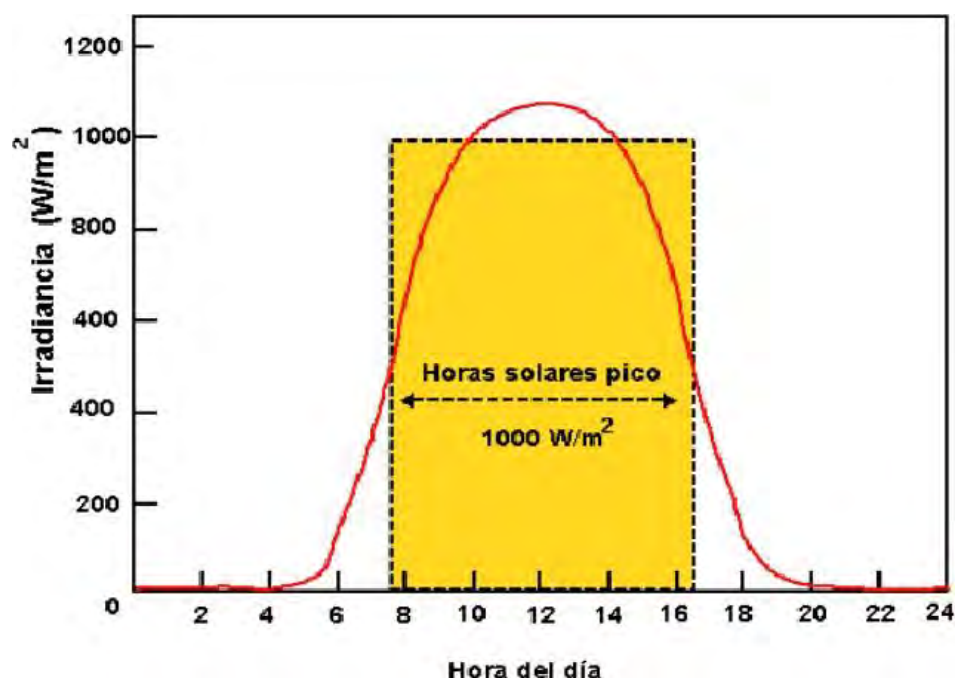
$G_i; i+1$: Valores eje y, superior e inferior en W/m²/día.

2.3.2.4. Hora solar pico

Es definido como el tiempo en horas de una hipotética irradiación equivalente a 1000W/m^2 . (Pareja, 2015)

Figura 2.5

Hora solar pico



Nota: Fuente propia.

De la figura, el eje x representa las horas del día desde las 0 a 24 horas, la línea roja representa la irradiancia solar en W/m^2 , es decir la potencia acumulada. El área bajo la curva representa la irradiación solar, es decir la energía acumulado durante el día.

Según la gráfica amanece aproximadamente a las 5.00 am y anochece a las 19.00 pm con una aproximación de 14 horas de radiación solar. Por otra parte, se puede observar que en la mañana la irradiancia es baja, conforme va pasando el tiempo aumenta hasta su pico máximo 12 pm luego va cayendo a medida que las horas va pasando en la tarde.

Por ende, para manejar mejor esta variabilidad, se determina utilizar el concepto de HSP, en vez de analizar las 14 horas con una irradiación variable, se suman todas las irradiancias y se obtiene una hora determinada, pero con una irradiancia equivalente a 1000W/m².

Por lo que la hora solar pico HSP, queda definido como el número de horas que tiene un día con una irradiancia de 1000W/m², y son analizados en 24 horas (por día). Es decir:

$$HSP = \frac{H(i)}{G(t)} \quad (2.6)$$

Donde:

HSP : Hora solar pico en horas

H(i) : irradiación global en Wh/m²/día.

G(t) : Irradiancia hipotética, 1000 W/m²/día.

Como ya se mencionó anteriormente, la irradiación se obtiene de integrar el área bajo la curva de la irradiancia global y esta a su vez, se puede obtener de software PVGIS o vía online: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools o https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

Siendo este dato importante para el dimensionamiento del número de módulos fotovoltaicos que se requieren para una determinada máxima demanda evaluada.

2.3.3. Otros parámetros a considerar.

2.3.3.1. Velocidad del viento y temperatura

- 1) **La velocidad del viento:** esto para determinar la solidez estructural o soportes de los módulos fotovoltaicos.
- 2) **Temperatura:** durante las horas de sol, siendo estos muy importantes para precisar las pérdidas térmicas que sufren cada uno de los módulos fotovoltaicos

y que influyen en la producción de la energía. Estos datos se pueden obtener de las mediciones directas, así como del historial de datos obtenidos de la página Web Data Center Nasa. Y su requerimiento, es la variación de la temperatura promedio en las horas del día.

Para fines de cálculo de la temperatura ambiente, cabe mencionar que se considerará la temperatura promedio a partir del historial de temperaturas obtenidas de la página Web de la Nasa en los horarios disponible de la irradiancia, ya que es en este rango donde se produce la energía fotovoltaica.

$$T_{\text{promed}} \left(\frac{^{\circ}\text{C}}{\text{dia}} \right) \rightarrow T_{\text{promed}} = \frac{\sum T_i}{n} \quad (2.7)$$

Donde:

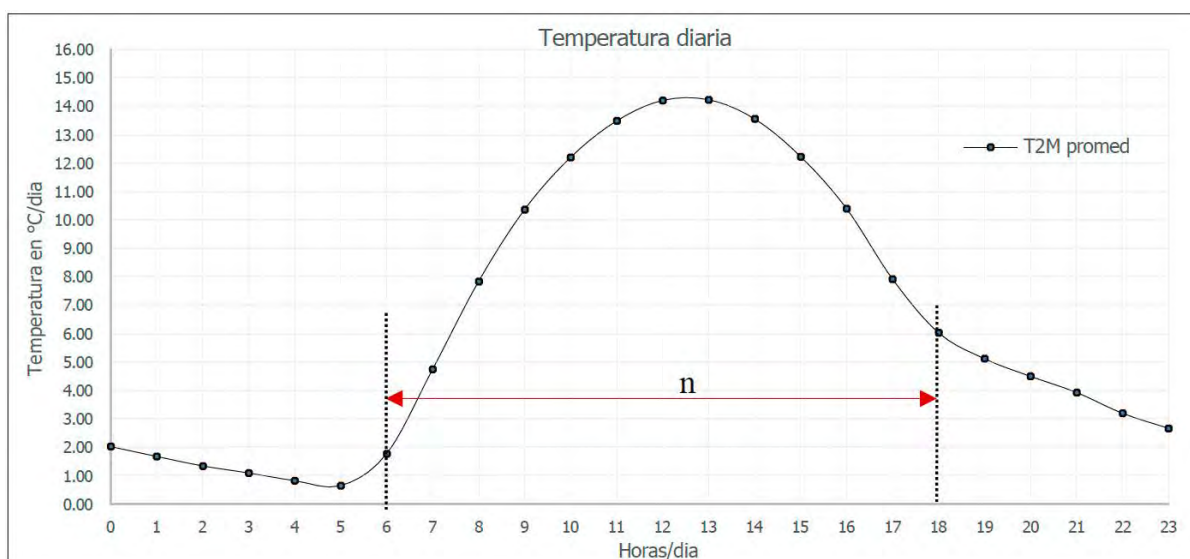
T_{promed} : Temperatura promedio en $^{\circ}\text{C}$

T_i : Temperatura en una hora determinada en $^{\circ}\text{C}$.

n : Número de datos obtenidos en horas de irradiancia disponible.

Figura 2.6

Curva de temperatura promedio a 2 m de la tierra.



Nota: Fuente propia.

2.3.3.2. Angulo de inclinación y orientación

1) Angulo de inclinación: está determinada por la elevación del sol, para el cálculo, se emplea la formula en base a la latitud, este resultado es comparado con los valores de inclinación optimo y recomendados por fabricantes los cuales se detallan en la tabla 2.1: (O'Connor, 2020)

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69|\varphi| \quad (2.8)$$

Donde:

β_{opt} : Inclinación optima en (°)

φ : latitud (valor absoluto del valor en grados decimales)

Tabla 2.1

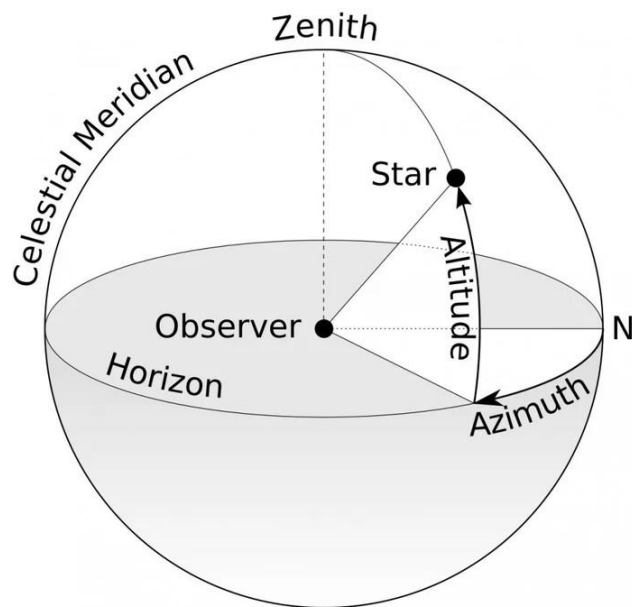
Valores óptimos inclinación modulo.

Valores óptimos de inclinación	
Latitud del lugar (en grados)	Angulo de inclinaicon fijo (en grados)
De 0° a 15°	15°
De 15° a 25°	La misma latitud
De 25° a 30°	Latitud más 5°
De 30° a 35°	Latitud más 10°
De 35° a 40°	Latitud más 15°
De 40° a mas	Latitud más 20°

Nota: (O'Connor, 2020)

Figura 2.7

Azimet y elevación o altitud.



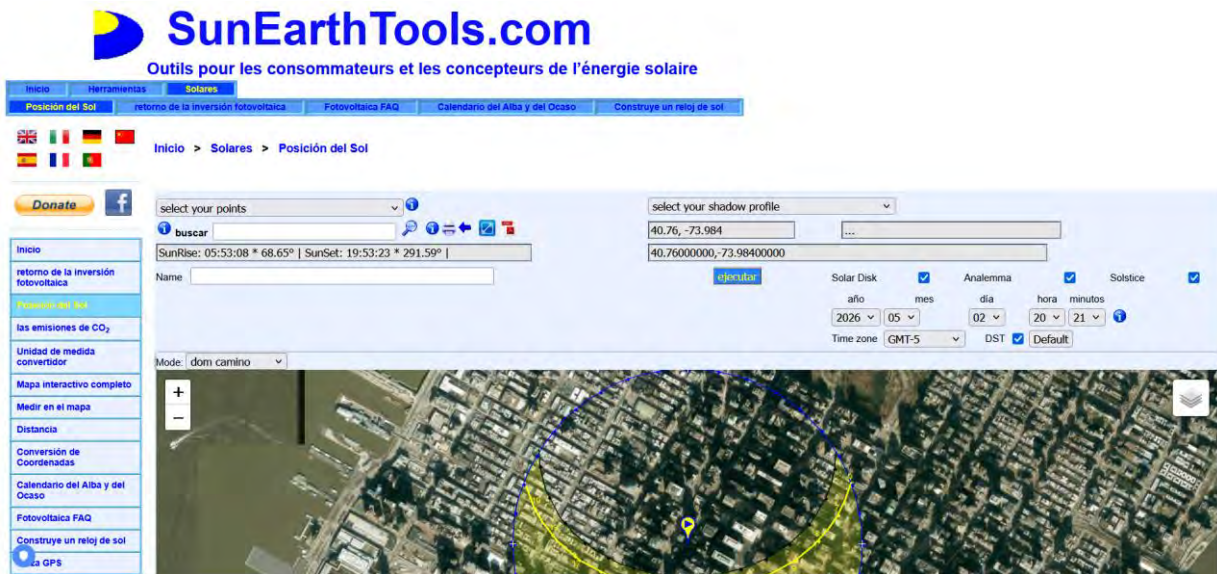
Nota: (Casa, 2012).

2) Angulo de orientación: está determinada por el azimut; es decir, el ángulo que forma los módulos fotovoltaicos con el norte a favor de las manecillas del reloj. Para el caso práctico. Si el módulo fotovoltaico se encuentra por encima de la línea del Ecuador (zona sur), esta deberá orientarse hacia el norte, caso contrario si estuviese por debajo de la línea del Ecuador (zona norte), deberá ser orientada hacia el sur (Casa, 2012).

Por otro lado, para esto, se debe tomar en cuenta la trayectoria del sol: definido como el movimiento relacionado con las estaciones y los diferentes ángulos de la radiación solar. Para su determinación, existen variedades de asistentes online entre ellos: SunEarthTools.com.

Figura 2.8

Interfaz herramienta SunEarthTools.com



Nota: Asistente online SunEarthTools, disponible en:

https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=es

2.3.3.3. Distancia entre filas de los módulos fotovoltaicos

Esta distancia, no es un factor estético, sino más bien tiene un impacto directo contra la eficiencia y rendimiento del sistema fotovoltaico, ya que estas evitan sombras mejorando la ventilación y el enfriamiento, así como la reducción de las pérdidas por reflexión (O'Connor, 2020)

La fórmula más empleada para el cálculo de la distancia entre filas de los módulos fotovoltaicos es:

$$D = L * \left(\frac{\sin \beta_{opt}}{\tan \alpha_s} + \cos \beta_{opt} \right) \quad (2.9)$$

$$d = D - L * (\cos \beta_{opt}) \quad (2.10)$$

Donde:

D : Distancia entre filas de paneles en m

d : Distancia pasillo entre paneles en m

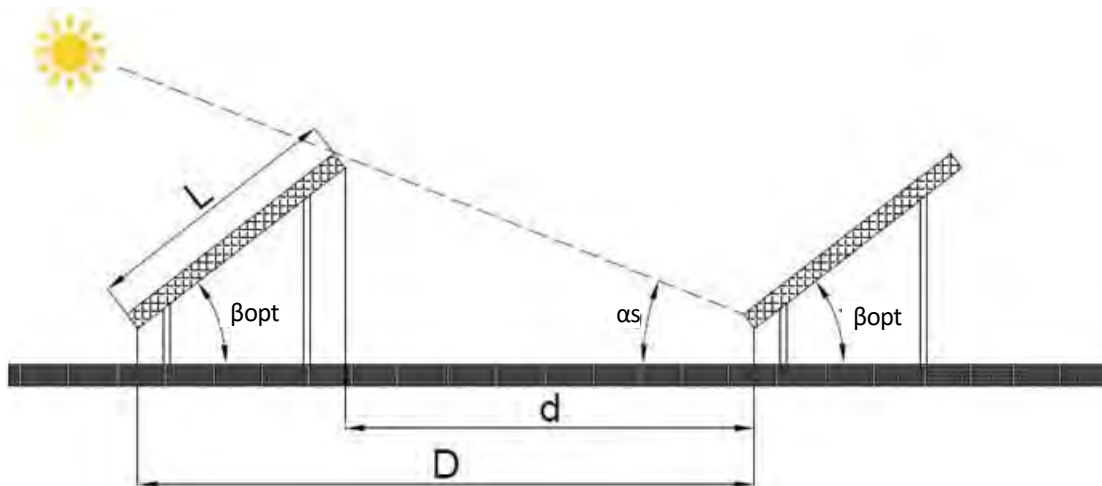
α_s : Angulo de la altura solar a medio día (valor mínimo entre las HSP disponible y calculado al 21 de junio, solsticio de verano y donde la declinación alcanza el máximo valor)

β_{opt} : Angulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos en ($^{\circ}$)

L : Largo panel fotovoltaico en m

Figura 2.9

Distancia entre filas de módulos fotovoltaicos.



Nota: Elaboración propia.

2.3.4. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

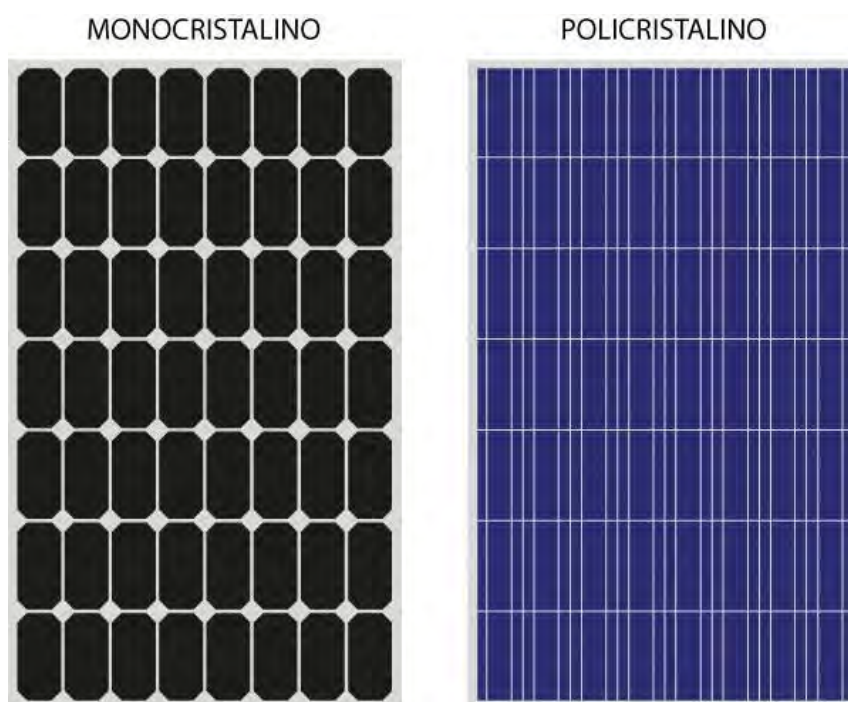
2.3.4.1. Modulo fotovoltaico

Denominado también panel solar, placa solar, es el dispositivo que capta la energía solar para convertirla en energía eléctrica y sostenible.

Estos pueden ser monocristalinos y policristalinos. El módulo monocristalino compuesto por células de único cristal de silicio son mayor eficiente es decir captan mayor energía con la misma cantidad de luz y con mayor durabilidad frente al policristalino (múltiples partículas de silicio cristalizadas). Ofreciendo mayor resistencia a la sombra y el viento. Por lo que requieren menor mantenimiento a largo plazo con una desventaja en cuanto al precio, son más caros que el policristalino. Conectándose en serie y/o paralelo según requerimiento de la tensión a la entrada del inversor. (Pareja, 2015)

Figura 2.10

Módulo fotovoltaico



Nota: Fuente propia.

2.3.4.2. Características principales del módulo fotovoltaico

Las características principales o parámetros que se consideran para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico son las siguientes.

Tabla 2.2

Parámetros requeridos del módulo fotovoltaico.

Características eléctricas en DC	Valor		Unidad
Máxima potencia Pmax (Wp)	610.00		Wp
Corriente de potencia máxima (Imp)	15.34		A
Voltaje de potencia máxima (Vmp)	39.77		V
Corriente de cortocircuito (Isc)	16.05		A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	48.10		V
Coeficiente de temperatura Isc	0.043		%/ °C
Coeficiente de temperatura Voc	-0.240		%/ °C
Coeficiente de temperatura Pmp	-0.300		%/ °C
Rango temperatura funcionamiento	-40.00	a +85.0	°C
Temperatura operación célula (TONC)	45.00	± 2.00	°C

* condiciones estándar de medida STC: irradiación 1000 w/m2, espectro AM 1.5, célula a 25°C. 1000 Wm2.

Nota: Ficha técnica modulo fotovoltaico TENSTE.

2.3.4.3. Cantidad mínima de módulos fotovoltaicos por energía requerida

Para determinar la cantidad mínima inicial con referencia a la energía consumida y/o requerida de una determinada carga, se recurre a la formula siguiente:

$$D_{fv} = \frac{E_{fv} - dia}{HSP} \quad (2.11)$$

$$nmfv = \frac{D_{fv}}{P_{max}} \quad (2.12)$$

Donde:

D_{fv} : Demanda fotovoltaica en kW.

Efv-día : Energía consumida durante un día en kWh-día.

HSP : Hora solar pico en horas-día.

nmfv : Numero de módulos fotovoltaicos, adimensional.

Pmax : Máxima potencia del módulo fotovoltaico en kWp.

Cabe mencionar que, dicho resultado es considerado como la cantidad mínima requerida para cubrir la energía consumida durante el día, y que la cantidad optima considerada, depende de las características del inversor seleccionado por MPPT y por unidad de inversor utilizado incluyendo la eficiencia de esta. Por lo que, serán necesarios su conexión en paralelo según criterio técnico y las condiciones o especificaciones del fabricante para llegar a la potencia requerida.

2.3.4.4. Arreglo fotovoltaico

El arreglo fotovoltaico viene a ser el conjunto de módulos conectados en serie, paralelo o la combinación de ambas, tomando en cuenta los parámetros del módulo tales como:

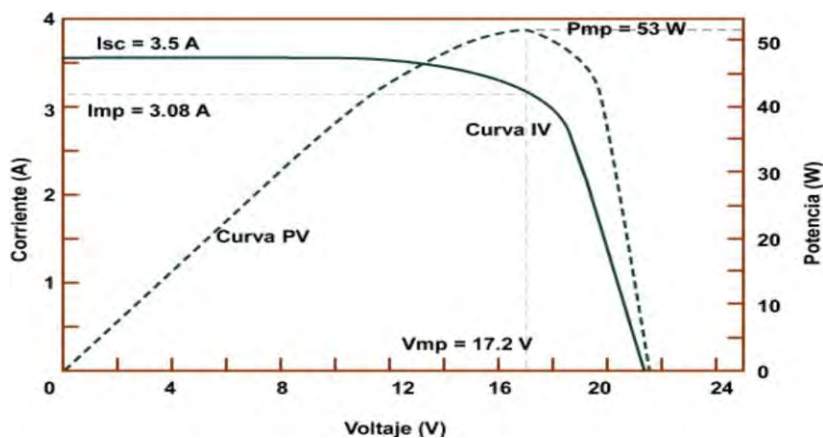
La corriente de cortocircuito (I_{sc}): máxima corriente generada por el módulo que se mide en bornes con resistencia nula, su valor depende de la radiación y el área superficial del módulo.

Voltaje de circuito abierto (V_{oc}): voltaje máximo generado por el módulo medido en bornes y en circuito abierto sin carga.

Potencia máxima (P_{max}): viene a ser la capacidad nominal o tamaño del módulo considerando el voltaje (V_{mp}) y la corriente (I_{mp}) bajo las condiciones de irradiancia de $1\text{kW/m}^2/\text{día}$ a 25°C .

Figura 2.11

Curva PV típico de un módulo fotovoltaico.



Nota: Fuente propia.

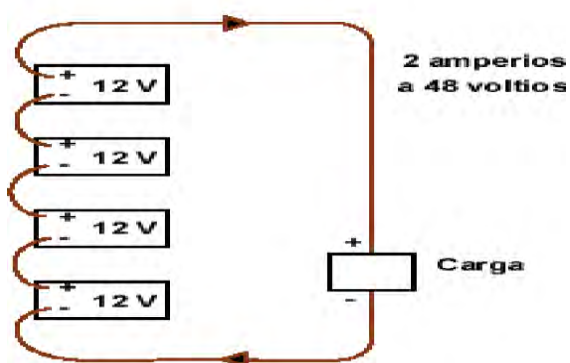
Estos con el fin de incrementar, la corriente, tensión y potencia en el sistema fotovoltaico, tomando en consideración las especificaciones técnicas máximas y mínimas del inversor solar. Las conexiones típicas para un módulo fotovoltaico son:

- 1) Conexión en serie: esta con el fin de incrementar el voltaje.

Figura 2.12

Conexión en serie para un sistema fotovoltaico.

$$V = V1 + V2 + V3 + \dots$$

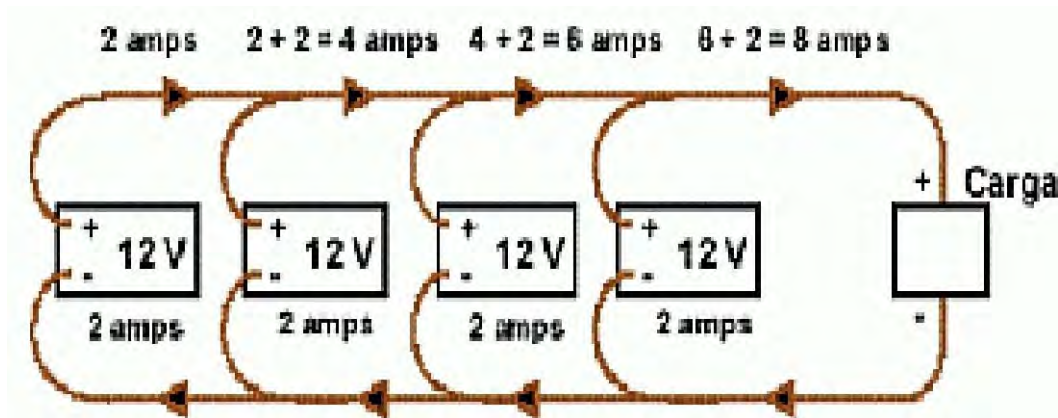


Nota: Fuente propia.

2) Conexión en paralelo: para incrementar la corriente.

Figura 2.13

Conexión en paralelo para un sistema fotovoltaico.



Nota: Fuente propia.

2.3.4.5. El inversor fotovoltaico

Es un dispositivo encargado de recibir la energía proveniente de los módulos fotovoltaicos (corriente continua) y transformarlas a corriente alterna.

Y se puede encontrar de diferentes características, ya sea monofásicos, trifásicos, con factor de potencia unitario o variables (0.85 – 1 inductivo/capacitivo), es decir estos son capaces de generar tanto potencia activa como reactiva. Con frecuencias de 50 o 60 Hz y tensiones CA en 220 V, 380-220 V, 440-220 V, etc. Estos pueden conectarse en paralelo según requerimiento y/o potencia requerida. (Tobajas, 2020)

Figura 2.14

Inversores fotovoltaicos.

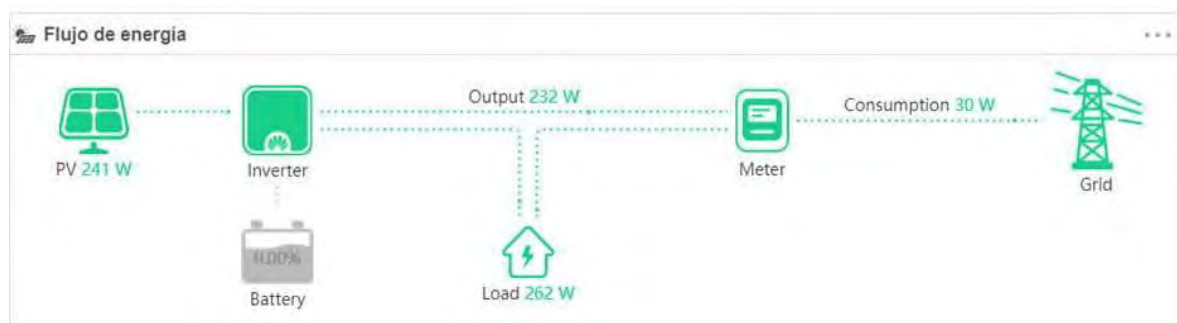
Nota: Fuente propia.

Actualmente, en el mercado se tiene diferentes modelos y tipos de inversores ya sea monofásicos, trifásicos, con capacidades de conexión en cascada o paralelo, o inversores monofásicos conectables en delta, estrella para obtener un equivalente trifásico tales como:

- 1) **Inversores de interconexión:** son inversores con características de trabajo más exigente y potencias grandes con capacidad de acoplo a la red eléctrica, sin perjuicio de la impedancia, frecuencia y tensión. Estas pueden ser utilizadas en sistemas aislados o con interconexión, con acumulación de energía en baterías o inyección de energía directa a la red.

Figura 2.15

Inversores de interconexión solar fotovoltaico.

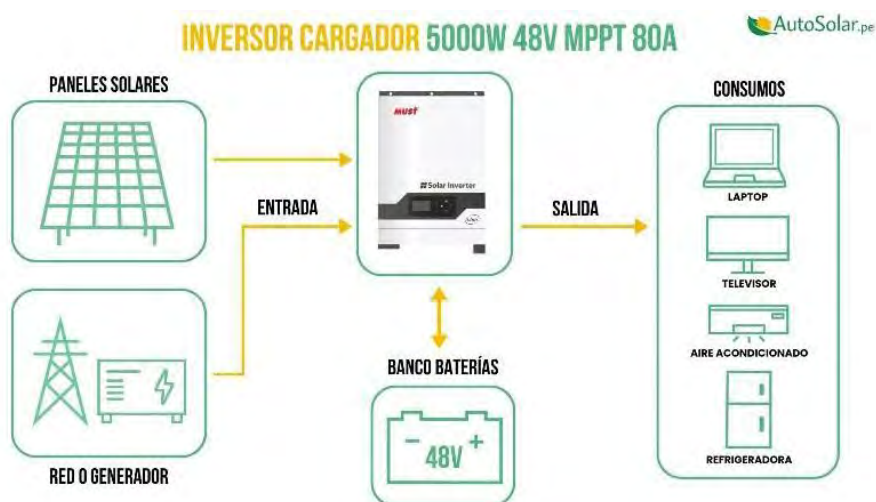


Nota: Fuente propia.

- 2) **Inversor cargador:** este modelo de inversor incluye borneras para cargador de batería de alta eficiencia, así como controladores maximizadores del tipo MPPT para sistemas de trabajo disponibles en 12V, 24V y 48V en CD. Son utilizados para sistemas aislados o autónomos con demandas pequeñas (12kW) con salidas en AC monofásicas o trifásicas.

Figura 2.16

Inversor cargador solar fotovoltaico.



Nota: Fuente propia.

- 3) **Inversor de bombeo solar:** dentro de esta incluye un variador de frecuencia solar para su control de equipos de bombeo de presión constante, regulando el motor en función de su demanda de agua.

Figura 2.17

Inversores de bombeo solar fotovoltaico.

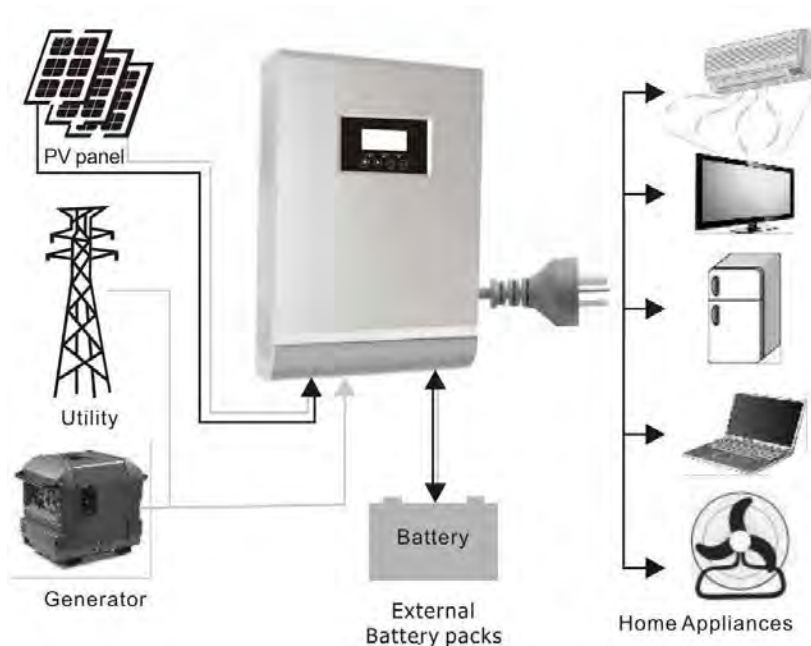


Nota: Fuente propia

- 4) **Inversor híbrido solar:** pueden ser monofásicos, trifásicos para instalaciones de autoconsumo con posibilidad de interconexión a la red. Estos inversores se caracterizan por tener la capacidad de recibir energía tanto del sistema fotovoltaico, así como de la red en ausencia de estas. La carga de baterías se da por ambas redes para el abastecimiento de la carga o demanda máxima requerida.

Figura 2.18

Inversores de bombeo solar fotovoltaico.



Nota: Fuente propia.

- 5) Inversor cargador de potencia:** estos inversores son la última tecnología y el más completo al 2025. para su funcionamiento en sistemas aislados sin red con o sin baterías, interconexión con transferencia de energía directa a la red o previa acumulación en baterías para potencias grandes de hasta 80kW trifásico en el modelo 80K-SG02HP3-EU-EM6.

Este inversor es el más completo, con funciones de manera asilado o con interconexión, alimentados desde los paneles solares, la red eléctrica o generador, funcionamiento con o sin baterías para todos los casos. Lo ideal de este modelo, permite la utilización de baterías con rango de tensiones de 160V hasta 1000V. Con entradas MPPT de 4 a 6 de manera independiente, lo cual hace práctico el uso de módulos solares de gran potencia. Permite el desbalance de cargas de hasta el 50% con factores de potencia variable.

Así mismo, permite su conexión en paralelo de hasta 10 unidades sin ningún tipo de

inconveniencia para su incremento de potencia.

Además de incorporar el interruptor de corte en carga que incluye:

- Protecciones contra fenómenos atmosféricos DC tipo II y AC tipo II (sobretensiones) incluido.
- Protección anti-isla incluida.
- Protección contra cortocircuitos incluida.
- Detección de fallo de aislamiento en paneles solares incluida.
- Protección contra polaridad invertida en los strings incluida.
- Interruptor Dc switch de corte en carga del campo fotovoltaico incluido.

Figura 2.19

Inversor cargador de potencia solar fotovoltaica.



Nota: Fabricante Deye Sun.

2.3.4.6. Cantidad mínima, máxima y óptima de módulos según característica del inversor

Como se ha mencionado anteriormente, para el cálculo de la cantidad mínima de

módulos fotovoltaicos y abastecer la energía consumida durante el día para una demanda máxima se emplea la expresión 2.12. ahora, con criterios técnicos y condiciones de mercado para potencias grandes como 1MW, por ejemplo, se propone la utilización de varios inversores en paralelo con el fin de alcanzar la potencia requerida. Para ello, se requiere comprobar que el inversor seleccionado cumpla con las condiciones óptimas de conversión garantizando la potencia nominal de salida. Por consiguiente, se debe emplear las fórmulas siguientes:

1) Número mínimo de módulos fotovoltaicos por inversor y por MPPT:

$$\text{MinSxMPPT} = \frac{V_{\text{minxMPPT}}}{V_{\text{mp(modulo)}}} \quad (2.13)$$

$$\text{MinPxMPPT} = \frac{I_{\text{minxMPPT}}}{I_{\text{mp(modulo)}}} \quad (2.14)$$

Donde:

MinSxMPPT : Cantidad mínima de módulos en serie por entrada MPPT inversor.

V_{minxMPPT} : Voltaje de arranque del inversor en V.

$V_{\text{mp(modulo)}}$: Voltaje de máxima potencia del módulo en V.

MinPxMPPT : Cantidad mínima de módulos en paralelo por entrada MPPT inversor.

I_{minxMPPT} : Corriente de entrada nominal u operativa del inversor en A.

$I_{\text{mp(modulo)}}$: Corriente de máxima potencia del módulo en A.

2) Número máximo de módulos fotovoltaicos por inversor y por MPPT:

$$\text{MaxSxMPPT} = \frac{V_{\text{maxMPPT}}}{V_{\text{oc(modulo)}}} \quad (2.15)$$

$$\text{MaxPxMPPT} = \frac{\text{ImaxMPPT}}{\text{Isc(modulo)}} \quad (2.16)$$

Donde:

MaxSxMPPT : Cantidad máxima de módulos en serie por entrada MPPT inversor.

VmaxMPPT : Voltaje máximo por MPPT del inversor en V.

Voc(modulo) : Voltaje de circuito abierto del módulo en V.

MaxPxMPPT: Cantidad máxima de módulos en paralelo por entrada MPPT inversor.

ImaxMPPT : Corriente máxima de entrada del inversor en A.

Isc(modulo) : Corriente de cortocircuito del módulo en A.

3) Número óptimo de módulos fotovoltaicos por inversor y por MPPT:

$$\text{OptSxMPPT} = \frac{\text{VnomxMPPT}}{\text{Vmp(modulo)}} \quad (2.17)$$

$$\text{OptPxMPPT} = \frac{\text{InomxMPPT}}{\text{Imp(modulo)}} \quad (2.18)$$

Donde:

OptSxMPPT : Cantidad optima de módulos en serie por entrada MPPT inversor.

VnomxMPPT : Voltaje nominal o recomendable de entrada del inversor en V.

Vmp(modulo): Voltaje de máxima potencia del módulo en V.

OptPxMPPT : Cantidad optima de módulos en paralelo por entrada MPPT inversor.

InomxMPPT : Corriente de entrada nominal u operativa del inversor en A.

Imp(modulo) : Corriente de máxima potencia del módulo en A.

4) Total, número máximo de módulos fotovoltaicos por inversor:

$$P_{\max FV} = \frac{\text{MaxPDCInput}}{P_{\max}(\text{modulo})} \quad (2.19)$$

Donde:

$P_{\max FV}$: Cantidad máxima de módulos por inversor.

MaxPDCInput : Máxima potencia de entrada DC del inversor en W.

$P_{\max}(\text{modulo})$: Potencia máxima del módulo en Wp.

2.3.5. Determinación de la producción de energía diaria

Para la determinación de la potencia de generación fotovoltaica en su punto máximo diaria, se tomará en cuenta la metodología descrita por el docente de la Universidad Politécnica de Valencia, en su curso de: Energía Solar Fotovoltaica y considerando las pérdidas por la temperatura, así como en la corrección de la irradiancia con respecto al lugar (Seguí, 2024).

2.3.5.1. Cálculo de la temperatura de la célula

$$T_{\text{cell}} = T_{\text{amb}} + (\text{TONC} - 20) * \frac{G(i)}{800} \quad (2.20)$$

Donde:

T_{cell} : Temperatura de la célula en (°)

T_{amb} : Temperatura del ambiente en (°)

$G(i)$: Irradiancia disponible en W/m²/día.

TONC : Dato de la temperatura de operación normal de la célula en (°).

2.3.5.2. Cálculo de la tensión de circuito abierto corregido

$$V_{OC_T_{cell}} = V_{OC_25^{\circ}C} * \left(1 + \frac{\beta_{OC}}{100} * (T_{cell} - 25) \right) * (ns) \quad (2.21)$$

Donde:

V_{oc_tcell} : Tensión de circuito abierto corregida en V.

$V_{oc_25^{\circ}C}$: Tensión de circuito abierto a 25°C en V

β_{oc} : Coeficiente de temperatura de Voc en %/°C.

T_{cell} : Temperatura de la célula en (°)

ns : Numero de módulos fotovoltaicos en serie.

2.3.5.3. Cálculo de la corriente de cortocircuito corregido

$$I_{SC_T_{cell}} = \left[I_{SC_{25^{\circ}C}} * \left(1 + \frac{\alpha_{CS}}{100} * (T_{cell} - 25) \right) \right] * \frac{G_{(ix)}}{1000w/m^2} * (np) \quad (2.22)$$

Donde:

I_{sc_tcell} : Corriente de cortocircuito corregido en A.

$I_{sc_25^{\circ}C}$: Corriente de cortocircuito a 25°C en A

α_{sc} : Coeficiente de temperatura de Isc en %/°C.

T_{cell} : Temperatura de la célula en (°)

$G_{(ix)}$: Irradiancia disponible en una hora determinada en W/m2/día.

np : Numero de módulos fotovoltaicos en paralelo.

2.3.5.4. Cálculo de la potencia máxima de generación disponible

$$P_{MPP_T_{cell}} = \left[P_{MPP_25^{\circ}C} * \left(1 + \frac{\beta_{\%^{\circ}C}}{100} * (T_{cell} - 25) \right) \right] * \frac{G_{(ix)}}{1000w/m^2} * (np) * (ns) \quad (2.22)$$

Donde:

P_{MPP_Tcell} : Potencia de generación máxima disponible en W_p .

$P_{mmp_25^{\circ}C}$: Potencia del módulo fotovoltaico en W_p

$gmpp$: Coeficiente de potencia de P_{max} en $\%/^{\circ}C$.

T_{cell} : Temperatura de la célula en ($^{\circ}C$)

$G(ix)$: Irradiancia disponible en una hora determinada en $W/m^2/día$.

n_p : Numero de módulos fotovoltaicos en paralelo

n_s : Numero de módulos fotovoltaicos en serie.

2.3.6. Baterías DC

Estos almacenan la energía solar que es producida por los paneles solares, según mercado pueden disponer de tensiones como 12V, 24V, 48V, etc. Y para inversores cargadores de potencia entre 160V a 1000V, Para diferentes horas de almacenamiento. Estas pueden ser: baterías AGM, baterías de GEL, baterías de Litio y baterías Estacionarias, estas pueden conectarse en serie (aumentar la tensión) y paralelo (aumentar la corriente) según corresponda.

Para el cálculo del número de baterías según demanda máxima y horas de tiempo requeridos se emplea la siguiente fórmula:

$$W_h = \frac{DM * DA * FC}{PD} \quad (2.24)$$

$$Ah = \frac{W_h}{V} \quad (2.25)$$

Donde:

DM : Consumo de energía en W_h

DA : Días de autonomía (normalmente 01 día)

FC : Factor de corrección (1.2)

PD : Profundidad de descarga de la batería (para batería de Gel es el 70%=0.7)

V : tensión en bornes de la batería (12, 24 o 48V, de potencia 160V o 1000V)

Figura 2.20

Batería fotovoltaico.

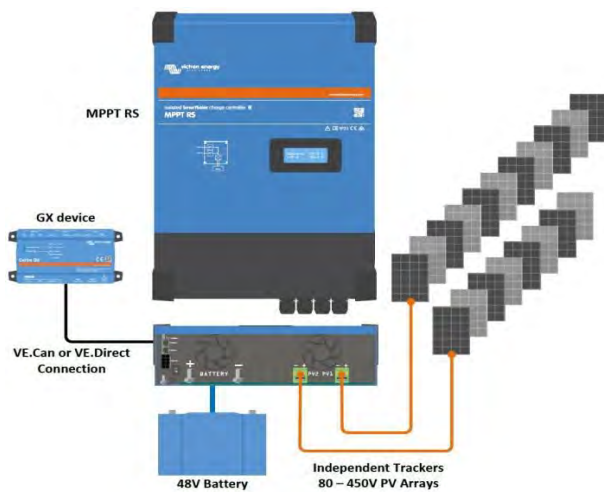


Nota: Fuente propia.

2.3.7. Regulador de carga fotovoltaico

La función es regular el flujo de energía que va desde el módulo fotovoltaico (string) hasta la batería, controlando la corriente y el voltaje que recibe esta. Con el fin de alargar la vida útil de las baterías y sobre todo que la recarga sea en condiciones óptimas. (Tobajas, 2020)

Figura 2.21

Regulador de carga fotovoltaico.

Nota: Fuente propia.

2.3.8. Estructuras de apoyo fotovoltaico

Generalmente son estructuras de acero galvanizado tipo LAC forjado en caliente cumpliendo las normas vigentes como el ASTM. Cuya función es soportar los módulos fotovoltaicos para un determinado ángulo de inclinación y empotrados según el azimut (dirección del módulo y el sol).

Figura 2.22

Estructuras de apoyo Modulo fotovoltaico

Nota: Fuente propia.

2.3.9. Tableros eléctricos en CD, CA y conductores.

Son diseñados para distribuir la energía tanto en DC como AC, con el fin de proteger a los equipos, conductores y contactos directos e indirectos.

Figura 2.23

Tableros DC, AC fotovoltaico.



Nota: Fuente propia.

Para el dimensionamiento de estos, es fundamental un estudio que se realiza en los sistemas eléctricos para determinar los parámetros de tensión y corriente en condiciones de generación, transmisión o distribución de la energía fotovoltaica. Es muy útil para determinar la potencia instalada, el dimensionamiento del calibre de conductores (alimentador principal y secundarios), caída de tensión, sistemas de protección en AC y DC, etc. Estos se encuentran dentro de los estudios de preoperatividad que abarca lo siguiente: Estudio de flujo de potencia (comportamiento de la tensión y corriente). Las fórmulas más sencillas que se emplean son las siguientes:

1) Determinación de la corriente en DC y AC:

$$I_{ndc} = \frac{P}{P_{p-n}} \quad (2.26)$$

$$I_{n1\phi} = \frac{P}{U_{L-n} \cos \varphi} \quad (2.27)$$

$$I_{n3\phi} = \frac{P}{\sqrt{3} U_{L-L} \cos \varphi} \quad (2.28)$$

$$I_d = 1.25 * I_n \quad (2.29)$$

Donde:

I_{dc} : Corriente nominal DC en A.

$I_{n1\phi}$: Corriente nominal monofásica AC en A.

$I_{n3\phi}$: Corriente nominal trifásica AC en A.

I_d : Corriente de diseño en A.

P : Potencia activa en W.

U_{p-n} : Voltaje positivo – negativo en V.

U_{L-n} : Voltaje línea neutro en V.

U_{L-L} : Voltaje línea – línea en V.

$\cos \varphi$: factor de potencia, adimensional.

2) Determinación de la caída de tensión en DC:

$$\rho = \rho_0 [1 + \alpha(T_c - T_0)] \quad (2.30)$$

$$\sigma = \frac{1}{\rho} \quad (2.31)$$

$$\Delta V(\%) = \left(\frac{2LI_d}{\sigma * S_c} \right) \quad (2.32)$$

Donde:

I_d : Corriente de diseño en A.

σ : Conductividad a Trabajo °C en S.km/mm².

ρ : Resistividad a Trabajo °C en Ω mm²/km.

ρ_0 : Resistividad a 20 °C en Ω mm²/km (Cobre = 17.54).

α : Coeficiente de corrección en 1/°C (Cobre = 0.003 9)

T_0 : Temperatura Inicial de " ρ " en °C (a 20°C)

T_C : Temperatura máxima operativa del conductor en régimen permanente

°C (normalmente a 80°C)

L : Longitud del cable e m.

S_c : Sección del cable en mm².

$\Delta V\%$: Caída de tensión en DC.

3) Determinación de la caída de tensión en AC:

$$\Delta V(\%) = K * \left(\frac{L I_d}{\sigma * S_c} \right) * \cos \varphi \quad (2.33)$$

Donde:

I_d : Corriente de diseño en A.

σ : Conductividad a $T_{\text{trabajo}}^{\circ}\text{C}$ en S.km/mm².

L : Longitud del cable en m.

S_c : Sección del cable en mm².

$\cos \varphi$: Factor de potencia, adimensional.

K : factor según sistema (para sistema monofásico 2, sistema trifásico $\sqrt{3}$)

2.3.10. Mano de obra, materiales y equipos

Estos conceptos son empleados para determinar tanto el número de personas que se necesitan para la ejecución de algún trabajo en general, así como las horas hombres requerido (hh), estas pueden ser capataz, oficial, peón, etc. Que tipos de materiales se emplearan ya sea en unidades, metros, galones, etc. y lo equipos a utilizarse como grúas (hm), retroexcavadoras, rotomartillos, picos, palas escaleras, etc. según requerimiento. Estos conceptos son útiles para el análisis de los precios unitarios (APUs) con el fin de estimar el presupuesto del proyecto y con ello, su posterior análisis económico.

2.3.11. Análisis económico

2.3.11.1. Horizonte de tiempo.

Viene a ser el intervalo o lapso de tiempo en el cual se supone que el proyecto debe cumplir a cabalidad con los objetivos en cuanto al recupero de la inversión inicial.

El tiempo considerado para el proyecto de tesis, supone un análisis en 25 años.

2.3.11.2. Inversión.

Se entiende por inversión a la colocación de un capital en una determinada actividad a ejecutarse para un beneficio privado con expectativas de recuperar y obtener ganancias futuras (rentabilidad). En nuestro caso la inversión es el costo por administración directa (sin considerar la utilidad) determinado a partir de los costos directos (Mano de obra, material y equipos, obtenidos directamente del análisis de los costos unitarios APUs), costos indirectos (Gastos de supervisión, mantenimiento, rentas, depreciación, etc.) e IGV.

2.3.11.3. Indicadores de rentabilidad.

En el presente ítems, se explica paso a paso de como calcular los índices o indicadores de rentabilidad para la evaluación privada de proyectos de inversión.

Existen diversos indicadores y entre los que destacan son:

- Valor Actual Neto (VAN).
- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).
- Relación Beneficio-Costo (B/C).

Estos tres indicadores de rentabilidad financiera, determinar si el proyecto de inversión es viable o de lo contrario no invertir.

2.3.11.4. Valor actual neto VAN

Este indicador representa el valor presente de los ingresos futuros relacionados con proyectos de inversión.

$$VAN = \sum_{t=1}^{i=n} \frac{Q_i - (A_i + O_i + M_i)}{(1 + r)^n} + V_r \quad (2.34)$$

Donde:

A_i : inversión en el año i .

Q_i : ingresos o ahorro en el año i .

O_i : costos de operación en el año i .

M_i : costos de mantenimiento y reparación en el año i .

V_r : valor residual de la inversión al final de su vida.

r : tasa anual de descuento

n : periodo del horizonte de evaluación.

Los criterios para la toma de decisiones en la inversión son los siguientes:

- $VAN > 0$: La inversión a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VAN = 0$: El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas.
- $VAN < 0$: El proyecto de inversión generará pérdidas, esta debe ser rechazado.

2.3.11.5. Tasa interna de retorno TIR

Este indicador representa el valor de la ganancia o pérdida de un proyecto de inversión. Por lo que se puede definir como el valor de la tasa de descuento que hace posible que el VAN sea igual a cero.

$$TIR = -A + \sum_{t=0}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} = -A + \frac{Q_1}{(1+r)} + \frac{Q_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+r)^n} = 0 \quad (2.35)$$

Donde:

A : inversión del proyecto.

Qi : distintos flujos de fondo en el año i.

r : tasa anual de descuento

n : periodo del horizonte de evaluación.

Los criterios para la toma de decisiones se adoptarán al relacionar la TIR con el CO (costo de oportunidad):

- TIR > CO: se acepta el proyecto.
- TIR = CO: es indiferente.
- TIR < CO: se rechaza el proyecto.

Cabe mencionar que se aplica los factores sugeridos por INVIERTE.PE, siendo la tasa de interés al 12% a precios privados.

El **costo de oportunidad (CO)** se define como el beneficio o valor de la mejor alternativa que se rechaza al tomar una decisión (Santander, s.f.).

2.3.11.6. Relación beneficio-coste B/C

Este indicador relaciona el valor actual de los beneficios del proyecto con el costo de estos. Dicho de otra manera, viene a ser el cociente entre los ingresos y los pagos actualizados en un horizonte de tiempo determinado.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} \frac{Q_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^{n-1} \frac{A_i + O_i + M_i}{(1+r)^i}} = 0 \quad (2.36)$$

Donde:

A_i : inversión en el año i .

Q_i : ingresos o ahorro en el año i .

O_i : costos de operación en el año i .

M_i : costos de mantenimiento y reparación en el año i .

r : tasa anual de descuento

n : periodo del horizonte de evaluación.

2.4. Hipótesis

2.4.1. Hipótesis general

Es factible la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac - 2024.

2.4.2. Hipótesis específicas

1. Es posible evaluar el consumo energético actual y proyectada en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024.

2. Es posible dimensionar la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024.

3. Es posible determinar el costo de inversión por administración directa y su rentabilidad de la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024.

2.5. Identificación de variables e indicadores

2.5.1. Variable dependiente

- Generación fotovoltaica para autoconsumo

2.5.2. Variable independiente

- Demanda eléctrica de 1MW

2.6. Operacionalización de variables

Tabla 2.3

Operacionalización de variables.

Variables	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores	Unidades	Instrumentos (✓) Herramientas
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO	Jofra (2007) define como: “La obtención directa de electricidad a partir de la luz como producción individual para el propio consumo”.	Es la transformación de la energía solar en este caso, la irradiación solar en energía eléctrica para el propio consumo.	• Dimensionamiento de la generación fotovoltaica	• Irradiación solar • Hora solar pico • Potencia de generación • Producción de energía • Tensión • Corriente • Planos	• En kWh/m2/día • En horas • En MW • En MWh • kV • A • Escala	• Guía de análisis documental.
			• Costo de inversión por administración directa	• Costo directo • Costo indirecto • Tributos	• Soles • Soles • Soles	✓ Data Nasa Center ✓ SunEarthTools.com ✓ Hojas de cálculo.
			• Indicadores de rentabilidad	• VAN • TIR • B/C	• Soles • Soles • Soles	
				• Dmáx. actual • Dmáx. proyectada • Energía consumida actual • Energía proyectada • Gastos por generación grupo electrógeno actual • Gastos por generación grupo electrógeno proyectada	• MW • MW • MWh • MWh • Soles • Soles	• Guía de análisis documental ✓ Analizador de redes. ✓ Hoja de calculo
DEMANDA ELÉCTRICA DE 1MW	La Demanda máxima según Barroso (2023) es: “el consumo más alto que se ha producido durante un periodo de tiempo específico”	Se considera demanda máxima al valor más alto que se obtiene en un intervalo de tiempo o periodos de tiempos consecutivos de 15 minutos.	• Evaluación Consumo energético			

Nota: fuente propia

CAPÍTULO III

3. Metodología

3.1. Tipo de investigación

Es del **tipo Básica**, debido a que con la propuesta planteada en la tesis se pretende incrementar el conocimiento para su posterior solución al problema del suministro de la energía eléctrica a la minería en mención.

3.1.1. Nivel de Investigación

Tiene un **nivel descriptivo** ya que se describe y recopila informaciones existentes del tema a abordar. Así mismo se utilizará fuentes de informaciones como tesis, artículos etc. Siendo está el grado de profundidad con el que se abordara el tema propuesto.

3.1.2. Diseño de Investigación

Tiene un **diseño no experimental**. Para cumplir con los objetivos planteados y sus posteriores conclusiones, no se manipularán las variables. Si no más bien se verán tal cual ocurre y de forma natural.

3.2. Enfoque de la Investigación

Tiene un **enfoque cuantitativo**, debido a que la recolección de los datos, procesamiento y demás, serán de manera numérica, por ejemplo, la demanda máxima en MW, su energía consumida en MWh, etc., siendo estos datos numéricos.

3.3. Método de investigación

Para la formulación de las conclusiones se empleará el **método inductivo**, es decir partiremos de una serie de observaciones respecto al tema abordado para finalmente dar

nuestras conclusiones.

3.4. Unidad de análisis

Son:

- Las personas más representativas de la minería Pepas de Oro.
- El reporte de la demanda máxima que actualmente consume la minería.

3.5. Población del estudio y tamaño muestral

La población para el presente trabajo de tesis es la Minería Pepas de Oro. Así mismo, el tamaño muestral es de (01) uno, siendo esta las instalaciones de la minera en mención. La técnica del muestreo es no probabilística. Debido a que la selección se ha realizado con intensión y evitando el azar. Es decir, el criterio que tuvimos como investigador para seleccionar algo con ciertas cualidades o características.

3.6. Técnicas e instrumentos de recolección de información

3.6.1. Técnicas

La técnica que se adoraré es: “el análisis documental”.

3.6.2. Instrumentos

Como instrumento se tendrá “la guía propiamente dicha del análisis documental”.

Así mismo las herramientas a utilizar serán:

- Data Nasa Center
- SunEarthTools.com
- Digsilent Power Factory
- Hojas de cálculo.
- Analizador de redes.

- Demas instrumentos de medición

3.7. Técnicas de análisis e interpretación de la información

Se utilizará el análisis prescriptivo, es decir, los datos recolectados servirán como guía para la toma de las mejores decisiones en cuanto al suministro eléctrico a la minería Pepas de Oro.

CAPITULO IV

4. RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1. Evaluación del consumo energético.

4.1.1. Evaluación de la potencia instalada actual y proyectada

Como ya se mencionó en el capítulo I, ítems 1.3., la pequeña minería Pepas de Oro tiene una potencia instalada de 0.61245 MW, con proyección a 0.9878 MW equivalente a ≈ 1.0 MW. Los equipos que la conforman se detallan en la tabla 4.1.

Tabla 4.1

Descripción de la potencia instalada actual y proyectada.

Ítem	Descripción	Potencia Placa HP	Potencia Placa kW	Cantidad Und	Potencia Placa kW
1.0	Electrobombas pozo de balancín	100	74.60	1	74.6000
2.0	Electrobombas aguas residuales	100	74.60	1	74.6000
3.0	Motor de trituración 01	250	186.50	1	186.5000
4.0	Motor de trituración 02	250	186.50	1	186.5000
5.0	Potencia instalada instalaciones eléctricas en general	---	---	---	39.5460
5.1	Oficina Gerencia	---	---	---	3.6640
	iluminación	---	0.04	4	0.1440
	Impresora laser	---	0.08	1	0.0800
	Computadora	---	0.15	1	0.1500
	Calefactor	---	1.20	1	1.2000
	Tomacorriente reserva	---	2.09	1	2.0900
5.2	Salón charlas inductivas	---	---	---	4.8360
	iluminación	---	0.04	12	0.4320
	Impresora tinta	---	0.06	1	0.0600
	Computadora	---	0.14	1	0.1400
	Canon multimedia	---	0.02	1	0.0240
	Tomacorriente reserva	---	2.09	2	4.1800
5.3	Oficina de operación y mantenimiento en general	---	---	---	5.0880
	iluminación	---	0.07	4	0.2880
	Impresora tinta	---	0.06	1	0.0600
	Computadora	---	0.14	4	0.5600
	Tomacorriente reserva	---	2.09	2	4.1800
5.4	Oficina de planeamiento	---	---	---	3.6020

	iluminación	---	0.07	6	0.4320
	Impresora tinta	---	0.06	1	0.0600
	Computadora	---	0.14	6	0.8400
	Laptop	---	0.09	2	0.1800
	Tomacorriente reserva	---	2.09	1	2.0900
5.5	Comedor	---	---	---	7.2980
	iluminación	---	0.07	14	1.0080
	Registrador dactilar	---	0.02	1	0.0200
	Tomacorriente reserva	---	2.09	3	6.2700
5.6	Oficina de supervisiones	---	---	---	1.4120
	iluminación	---	0.07	6	0.4320
	Impresora tinta	---	0.06	4	0.2400
	Computadora	---	0.14	4	0.5600
	Laptop	---	0.09	2	0.1800
5.7	Centro de datos	---	---	---	9.6360
	iluminación	---	0.07	3	0.2160
	Laptop	---	0.09	1	0.0900
	Rúters inalámbricos	---	0.09	9	0.8100
	Cámaras de videovigilancia	---	0.015	20	0.3000
	Rack servidores	---	0.18	4	0.7200
	UPS	---	1.50	5	7.5000
5.8	Centro de control	---	---	---	3.7220
	iluminación	---	0.04	2	0.0720
	Impresora laser	---	0.08	1	0.0800
	Computadora	---	0.14	2	0.2800
	Calefactor	---	1.20	1	1.2000
	Tomacorriente reserva	---	2.09	1	2.0900
5.9	Ambiente de guardiana	---	---	---	0.2880
	iluminación	---	0.04	3	0.1080
	Laptop	---	0.09	2	0.1800
6.0	Sumatoria de potencias equipos eléctricos varios.	---	---	---	50.7000
	Balanza electrónica control peso minerales	---	19.50	1	19.5000
	iluminación exterior	---	0.80	39	31.2000
7.0	Proyección de demanda				375.4000
	Motor para faja de transporte minerales	100	74.60	5	373.0000
	Otras cargas adicionales	---	2.40	1	2.4000

PI =	kW	612.4460
al 2023	MW	0.6124

Pproy. =	kW	375.4000
al 2025	MW	0.3754

Total, PI kW 987.8460

MW 0.9878

→ ≈ MW 1.0000

Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

4.1.2. Evaluación histórica de la demanda máxima y energía registrada

4.1.2.1. Evaluación diaria de la demanda máxima y energía registrada

La evaluación de la demanda máxima a partir de los datos históricos obtenidos de la pequeña minería Pepas de Oro, corresponde a las mediciones realizadas con fecha setiembre 2023, cuyo mes coincide con la demanda máxima obtenida a nivel anual siendo esta de 0.44441MW o 444.4130 kW, y una energía consumida de 114.4147 MWh-mes o 114,414.7045 kWh-mes.

Tabla 4.2

Evaluación diaria de la demanda máxima y energía registrada.

MEDICIÓN POTENCIA Y ENERGÍA 2023				
Fecha medición:		21/09/2023	30 días	Calculo
Fecha	Hora (UTC)	Max Pptot+ [kW]	Max Eptot+ [kWh]	Factor Demanda [FD]
21/09/2023 00:00	00:00	15.6567	3.9142	0.0256
21/09/2023 00:15	00:15	17.5678	4.3920	0.0287
21/09/2023 00:30	00:30	17.5670	4.3918	0.0287
21/09/2023 00:45	00:45	12.6554	3.1639	0.0207
21/09/2023 01:00	01:00	24.6556	6.1639	0.0403
21/09/2023 01:15	01:15	26.5668	6.6417	0.0434
21/09/2023 01:30	01:30	26.9567	6.7392	0.0440
21/09/2023 01:45	01:45	21.6887	5.4222	0.0354
21/09/2023 02:00	02:00	22.2584	5.5646	0.0363
21/09/2023 02:15	02:15	21.5695	5.3924	0.0352
21/09/2023 02:30	02:30	22.5269	5.6317	0.0368
21/09/2023 02:45	02:45	26.5489	6.6372	0.0433
21/09/2023 03:00	03:00	27.5684	6.8921	0.0450
21/09/2023 03:15	03:15	29.5623	7.3906	0.0483
21/09/2023 03:30	03:30	21.6955	5.4239	0.0354
21/09/2023 03:45	03:45	24.6358	6.1590	0.0402
21/09/2023 04:00	04:00	15.8969	3.9742	0.0260
21/09/2023 04:15	04:15	36.6650	9.1663	0.0599
21/09/2023 04:30	04:30	36.2655	9.0664	0.0592
21/09/2023 04:45	04:45	45.5622	11.3906	0.0744
21/09/2023 05:00	05:00	66.6680	16.6670	0.1089

21/09/2023 05:15	05:15	75.5699	18.8925	0.1234
21/09/2023 05:30	05:30	105.6339	26.4085	0.1725
21/09/2023 05:45	05:45	95.3669	23.8417	0.1557
21/09/2023 06:00	06:00	94.6369	23.6592	0.1545
21/09/2023 06:15	06:15	147.6588	36.9147	0.2411
21/09/2023 06:30	06:30	137.5660	34.3915	0.2246
21/09/2023 06:45	06:45	211.6598	52.9150	0.3456
21/09/2023 07:00	07:00	237.9688	59.4922	0.3886
21/09/2023 07:15	07:15	214.6550	53.6638	0.3505
21/09/2023 07:30	07:30	150.6989	37.6747	0.2461
21/09/2023 07:45	07:45	214.3698	53.5925	0.3500
21/09/2023 08:00	08:00	250.9869	62.7467	0.4098
21/09/2023 08:15	08:15	304.3690	76.0923	0.4970
21/09/2023 08:30	08:30	302.3660	75.5915	0.4937
21/09/2023 08:45	08:45	304.9866	76.2467	0.4980
21/09/2023 09:00	09:00	253.5699	63.3925	0.4140
21/09/2023 09:15	09:15	309.6690	77.4173	0.5056
21/09/2023 09:30	09:30	291.5641	72.8910	0.4761
21/09/2023 09:45	09:45	289.6999	72.4250	0.4730
21/09/2023 10:00	10:00	316.9869	79.2467	0.5176
21/09/2023 10:15	10:15	340.5963	85.1491	0.5561
21/09/2023 10:30	10:30	309.5699	77.3925	0.5055
21/09/2023 10:45	10:45	319.8741	79.9685	0.5223
21/09/2023 11:00	11:00	364.3213	91.0803	0.5949
21/09/2023 11:15	11:15	444.4130	111.1033	0.7256
21/09/2023 11:30	11:30	363.8456	90.9614	0.5941
21/09/2023 11:45	11:45	362.8687	90.7172	0.5925
21/09/2023 12:00	12:00	317.6789	79.4197	0.5187
21/09/2023 12:15	12:15	363.6578	90.9145	0.5938
21/09/2023 12:30	12:30	355.9087	88.9772	0.5811
21/09/2023 12:45	12:45	209.8901	52.4725	0.3427
21/09/2023 13:00	13:00	363.8690	90.9673	0.5941
21/09/2023 13:15	13:15	361.9566	90.4892	0.5910
21/09/2023 13:30	13:30	320.9556	80.2389	0.5241
21/09/2023 13:45	13:45	319.6399	79.9100	0.5219
21/09/2023 14:00	14:00	316.8966	79.2242	0.5174
21/09/2023 14:15	14:15	310.9560	77.7390	0.5077
21/09/2023 14:30	14:30	364.0169	91.0042	0.5944
21/09/2023 14:45	14:45	390.9660	97.7415	0.6384
21/09/2023 15:00	15:00	309.6990	77.4248	0.5057
21/09/2023 15:15	15:15	209.6999	52.4250	0.3424
21/09/2023 15:30	15:30	305.6955	76.4239	0.4991
21/09/2023 15:45	15:45	235.8669	58.9667	0.3851
21/09/2023 16:00	16:00	289.8967	72.4742	0.4733
21/09/2023 16:15	16:15	218.6995	54.6749	0.3571
21/09/2023 16:30	16:30	295.6658	73.9165	0.4828
21/09/2023 16:45	16:45	295.6950	73.9238	0.4828
21/09/2023 17:00	17:00	346.8956	86.7239	0.5664
21/09/2023 17:15	17:15	276.6958	69.1740	0.4518
21/09/2023 17:30	17:30	288.6578	72.1645	0.4713
21/09/2023 17:45	17:45	120.8570	30.2142	0.1973
21/09/2023 18:00	18:00	80.6598	20.1650	0.1317
21/09/2023 18:15	18:15	31.6595	7.9149	0.0517

21/09/2023 18:30	18:30	19.6954	4.9239	0.0322
21/09/2023 18:45	18:45	75.8599	18.9650	0.1239
21/09/2023 19:00	19:00	38.4012	9.6003	0.0627
21/09/2023 19:15	19:15	17.9566	4.4892	0.0293
21/09/2023 19:30	19:30	30.9669	7.7417	0.0506
21/09/2023 19:45	19:45	18.2696	4.5674	0.0298
21/09/2023 20:00	20:00	37.8956	9.4739	0.0619
21/09/2023 20:15	20:15	47.6887	11.9222	0.0779
21/09/2023 20:30	20:30	37.9655	9.4914	0.0620
21/09/2023 20:45	20:45	38.8596	9.7149	0.0634
21/09/2023 21:00	21:00	38.8669	9.7167	0.0635
21/09/2023 21:15	21:15	15.8690	3.9673	0.0259
21/09/2023 21:30	21:30	14.6960	3.6740	0.0240
21/09/2023 21:45	21:45	15.9655	3.9914	0.0261
21/09/2023 22:00	22:00	15.8955	3.9739	0.0260
21/09/2023 22:15	22:15	17.8499	4.4625	0.0291
21/09/2023 22:30	22:30	22.6898	5.6725	0.0370
21/09/2023 22:45	22:45	16.7699	4.1925	0.0274
21/09/2023 23:00	23:00	12.8595	3.2149	0.0210
21/09/2023 23:15	23:15	11.5933	2.8983	0.0189
21/09/2023 23:30	23:30	14.7969	3.6992	0.0242
21/09/2023 23:45	23:45	14.9369	3.7342	0.0244

Valor min =	11.5933	2.8983	0.0189
Valor max =	444.4130	111.1033	0.7256
Valor promed =	158.9093	39.7273	0.2595

Dmax - día =	444.4130	
kWh- día =		3,813.8235

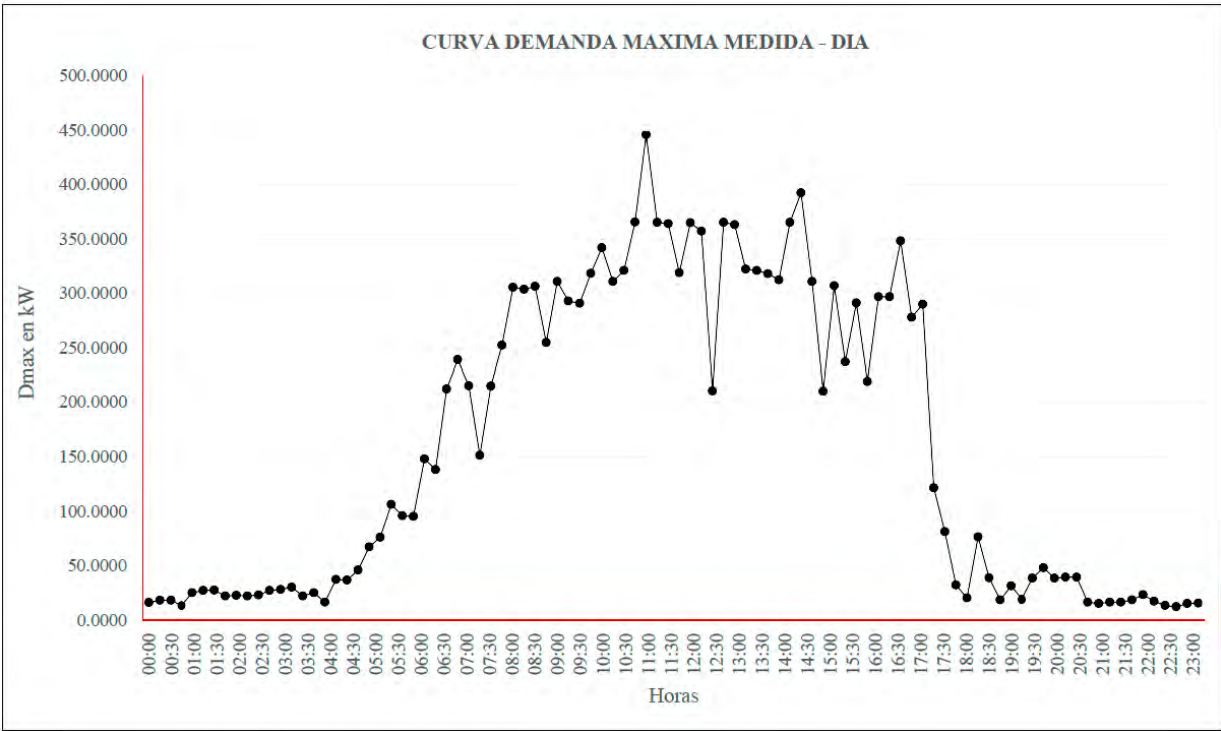
Dmax - mes =	444.4130	Considerando Dmax- día
kWh - mes =	114,414.7045	

PI (MW) =	0.61245	al 2023
PI (kW) =	612.4460	

Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

Figura 4.1

Curva de la demanda máxima diaria registrada.



Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

4.1.2.2. Evaluación mensual de la demanda máxima y energía registrada.

Entre enero a diciembre período 2023, se tiene una demanda máxima y energía consumida que coincide con el análisis diario del periodo septiembre. Siendo esta de 0.44441MW o 444.4130 kW, y una energía consumida de 114.4147 MWh-mes o 114,414.7045 kWh-mes.

Tabla 4.3

Evaluación mensual de la demanda máxima y energía registrada.

Data Mediciones Dmax y Energía 2023								
Parámetros de medición			Parámetros calculados					
Ítems	Año	Dmax (MW)	Energía EA (MW)	Dias mes	t h (mensual)	t h (diario)	Fecha medición	Factor Demanda (FD)
1	Enero	0.3241	99.2685	31	306.2967	9.8805	13/01/2023	0.5292
2	Febrero	0.4104	93.8137	28	228.6006	8.1643	15/02/2023	0.6701
3	Marzo	0.4108	97.1066	31	236.3883	7.6254	16/03/2023	0.6707

4	Abril	0.3616	90.0026	30	248.9183	8.2973	12/04/2023	0.5904
5	Mayo	0.3917	93.6959	31	239.2027	7.7162	11/05/2023	0.6396
6	Junio	0.4115	101.0609	30	245.5659	8.1855	22/06/2023	0.6720
7	Julio	0.4133	95.9046	31	232.0634	7.4859	25/07/2023	0.6748
8	Agosto	0.4129	98.8153	31	239.3207	7.7200	15/08/2023	0.6742
9	Setiembre	0.4444	114.4147	30	257.4513	8.5817	21/09/2023	0.7256
10	Octubre	0.4167	101.2340	31	242.9402	7.8368	10/10/2023	0.6804
11	Noviembre	0.3890	93.5290	30	240.4385	8.0146	4/11/2023	0.6351
12	Diciembre	0.4018	101.0322	31	251.4558	8.1115	9/12/2023	0.6560

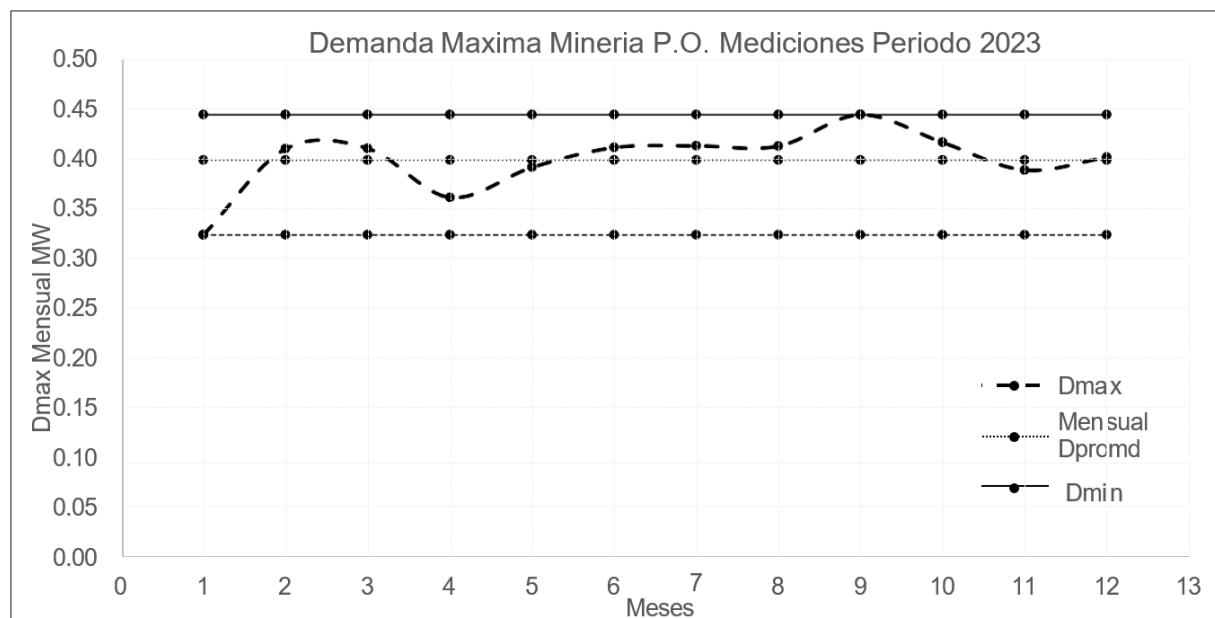
PI (MW) = **0.61245** al 2023
 Factor de Carga FC = **0.8978**

Valormax =	0.44441	114.4147	31.0000	306.2967	9.8805	-	0.7256
Valormin =	0.32409	90.0026	28.0000	228.6006	7.4859	-	0.5292
Valorpromd =	0.39901	98.3231	30.4167	247.3869	8.1350	-	0.6515

Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

Figura 4.2

Curva de la demanda máxima mensual registrada



Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

4.1.3. Evaluación de la demanda máxima y energía proyectada

4.1.3.1. Evaluación diaria de la demanda máxima y energía proyectada

Para la evaluación de la máxima demanda proyectada, se calcula a partir del factor de demanda evaluada para cada registro en intervalos de 15 min y multiplicado esta vez por la potencia instalada proyectada. Teniendo como resultado una demanda máxima de 0.7256MW o 725.6363 kW, y una energía consumida de 186.8160 MWh-mes o 186,815.9879 kWh-mes.

Tabla 4.4

Evaluación diaria de la demanda máxima y energía proyectada

PROYECCIÓN POTENCIA Y ENERGÍA 2025				
Fecha calculo:		15/01/2025	30 días	
Fecha	Hora (UTC)	Factor Demanda [FD]	Max Pptot+ [kW]	Max Eptot+ [kWh]
21/09/2023 00:00	00:00	0.0256	25.5642	6.3911
21/09/2023 00:15	00:15	0.0287	28.6847	7.1712
21/09/2023 00:30	00:30	0.0287	28.6833	7.1708
21/09/2023 00:45	00:45	0.0207	20.6637	5.1659
21/09/2023 01:00	01:00	0.0403	40.2576	10.0644
21/09/2023 01:15	01:15	0.0434	43.3782	10.8445
21/09/2023 01:30	01:30	0.0440	44.0148	11.0037
21/09/2023 01:45	01:45	0.0354	35.4132	8.8533
21/09/2023 02:00	02:00	0.0363	36.3434	9.0859
21/09/2023 02:15	02:15	0.0352	35.2186	8.8047
21/09/2023 02:30	02:30	0.0368	36.7819	9.1955
21/09/2023 02:45	02:45	0.0433	43.3490	10.8372
21/09/2023 03:00	03:00	0.0450	45.0136	11.2534
21/09/2023 03:15	03:15	0.0483	48.2692	12.0673
21/09/2023 03:30	03:30	0.0354	35.4243	8.8561
21/09/2023 03:45	03:45	0.0402	40.2253	10.0563
21/09/2023 04:00	04:00	0.0260	25.9564	6.4891
21/09/2023 04:15	04:15	0.0599	59.8665	14.9666
21/09/2023 04:30	04:30	0.0592	59.2142	14.8036
21/09/2023 04:45	04:45	0.0744	74.3938	18.5985
21/09/2023 05:00	05:00	0.1089	108.8553	27.2138
21/09/2023 05:15	05:15	0.1234	123.3903	30.8476
21/09/2023 05:30	05:30	0.1725	172.4787	43.1197
21/09/2023 05:45	05:45	0.1557	155.7148	38.9287
21/09/2023 06:00	06:00	0.1545	154.5228	38.6307
21/09/2023 06:15	06:15	0.2411	241.0968	60.2742

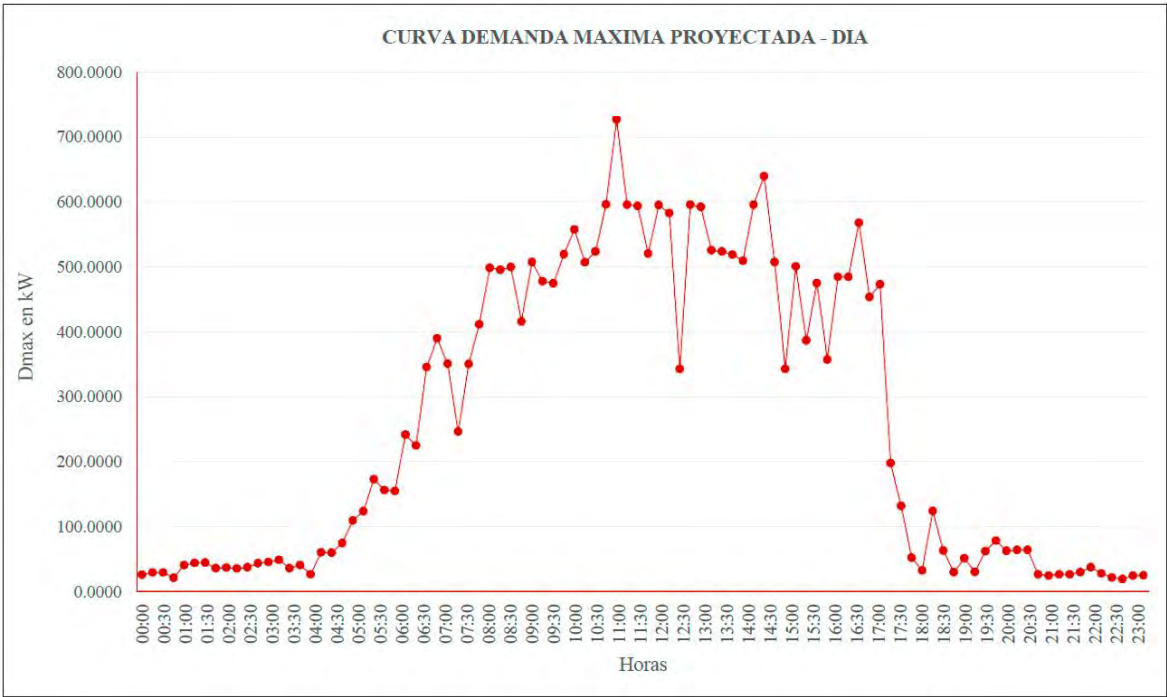
21/09/2023 06:30	06:30	0.2246	224.6174	56.1543
21/09/2023 06:45	06:45	0.3456	345.5975	86.3994
21/09/2023 07:00	07:00	0.3886	388.5547	97.1387
21/09/2023 07:15	07:15	0.3505	350.4880	87.6220
21/09/2023 07:30	07:30	0.2461	246.0607	61.5152
21/09/2023 07:45	07:45	0.3500	350.0224	87.5056
21/09/2023 08:00	08:00	0.4098	409.8107	102.4527
21/09/2023 08:15	08:15	0.4970	496.9728	124.2432
21/09/2023 08:30	08:30	0.4937	493.7023	123.4256
21/09/2023 08:45	08:45	0.4980	497.9812	124.4953
21/09/2023 09:00	09:00	0.4140	414.0282	103.5070
21/09/2023 09:15	09:15	0.5056	505.6266	126.4067
21/09/2023 09:30	09:30	0.4761	476.0650	119.0162
21/09/2023 09:45	09:45	0.4730	473.0211	118.2553
21/09/2023 10:00	10:00	0.5176	517.5753	129.3938
21/09/2023 10:15	10:15	0.5561	556.1246	139.0312
21/09/2023 10:30	10:30	0.5055	505.4648	126.3662
21/09/2023 10:45	10:45	0.5223	522.2895	130.5724
21/09/2023 11:00	11:00	0.5949	594.8627	148.7157
21/09/2023 11:15	11:15	0.7256	725.6363	181.4091
21/09/2023 11:30	11:30	0.5941	594.0860	148.5215
21/09/2023 11:45	11:45	0.5925	592.4909	148.1227
21/09/2023 12:00	12:00	0.5187	518.7052	129.6763
21/09/2023 12:15	12:15	0.5938	593.7794	148.4448
21/09/2023 12:30	12:30	0.5811	581.1267	145.2817
21/09/2023 12:45	12:45	0.3427	342.7079	85.6770
21/09/2023 13:00	13:00	0.5941	594.1242	148.5311
21/09/2023 13:15	13:15	0.5910	591.0017	147.7504
21/09/2023 13:30	13:30	0.5241	524.0553	131.0138
21/09/2023 13:45	13:45	0.5219	521.9071	130.4768
21/09/2023 14:00	14:00	0.5174	517.4278	129.3570
21/09/2023 14:15	14:15	0.5077	507.7280	126.9320
21/09/2023 14:30	14:30	0.5944	594.3657	148.5914
21/09/2023 14:45	14:45	0.6384	638.3681	159.5920
21/09/2023 15:00	15:00	0.5057	505.6756	126.4189
21/09/2023 15:15	15:15	0.3424	342.3974	85.5993
21/09/2023 15:30	15:30	0.4991	499.1387	124.7847
21/09/2023 15:45	15:45	0.3851	385.1228	96.2807
21/09/2023 16:00	16:00	0.4733	473.3425	118.3356
21/09/2023 16:15	16:15	0.3571	357.0919	89.2730
21/09/2023 16:30	16:30	0.4828	482.7622	120.6906
21/09/2023 16:45	16:45	0.4828	482.8099	120.7025
21/09/2023 17:00	17:00	0.5664	566.4101	141.6025
21/09/2023 17:15	17:15	0.4518	451.7881	112.9470
21/09/2023 17:30	17:30	0.4713	471.3196	117.8299
21/09/2023 17:45	17:45	0.1973	197.3349	49.3337
21/09/2023 18:00	18:00	0.1317	131.7011	32.9253
21/09/2023 18:15	18:15	0.0517	51.6935	12.9234
21/09/2023 18:30	18:30	0.0322	32.1586	8.0396
21/09/2023 18:45	18:45	0.1239	123.8638	30.9660
21/09/2023 19:00	19:00	0.0627	62.7014	15.6753
21/09/2023 19:15	19:15	0.0293	29.3195	7.3299
21/09/2023 19:30	19:30	0.0506	50.5627	12.6407

21/09/2023 19:45	19:45	0.0298	29.8305	7.4576
21/09/2023 20:00	20:00	0.0619	61.8758	15.4690
21/09/2023 20:15	20:15	0.0779	77.8660	19.4665
21/09/2023 20:30	20:30	0.0620	61.9900	15.4975
21/09/2023 20:45	20:45	0.0634	63.4498	15.8625
21/09/2023 21:00	21:00	0.0635	63.4618	15.8654
21/09/2023 21:15	21:15	0.0259	25.9109	6.4777
21/09/2023 21:30	21:30	0.0240	23.9956	5.9989
21/09/2023 21:45	21:45	0.0261	26.0684	6.5171
21/09/2023 22:00	22:00	0.0260	25.9541	6.4885
21/09/2023 22:15	22:15	0.0291	29.1453	7.2863
21/09/2023 22:30	22:30	0.0370	37.0478	9.2620
21/09/2023 22:45	22:45	0.0274	27.3818	6.8455
21/09/2023 23:00	23:00	0.0210	20.9970	5.2492
21/09/2023 23:15	23:15	0.0189	18.9295	4.7324
21/09/2023 23:30	23:30	0.0242	24.1603	6.0401
21/09/2023 23:45	23:45	0.0244	24.3889	6.0972
Valor min =		0.0189	18.9295	4.7324
Valor max =		0.7256	725.6363	181.4091
Valor promed=		0.2594	259.4666	64.8666
Dmax - día =			725.6363	
kWh - día =				6,227.1996
Dmax - mes =			725.6363	Considerando
kWh - mes =			186,815.9879	Dmax - día
PI (MW) =		0.98785	al 2025	
		1.0000	Redondeado	
PI (kW) =		1,000.0000		

Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

Figura 4.3

Curva de la demanda máxima diaria proyectada.



Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

4.1.3.2. Evaluación mensual de la demanda máxima y energía proyectada

Según la evaluación diaria proyectada juntamente con datos históricos mensuales se tiene una demanda máxima proyectada de 0.7256 MW o 725.6363 kW, y una energía proyectada de 186.8160 MWh-mes o 186,815.9879 kWh-mes. Siendo estos resultados coincidentes con la evaluación diaria durante un mes.

Tabla 4.5

Evaluación mensual de la demanda máxima y energía registrada.

Data Proyección Dmax y Energía 2025								
Parámetros calculados								
Ítems	Año	Factor Demanda (FD)	Dmax (MW)	Días mes	t h (mensual)	t h (diario)	Energía EA (MW) - M	Energía EA (MW) - D
1	Enero	0.5292	0.5292	31	306.2967	9.8805	162.0852	5.2286

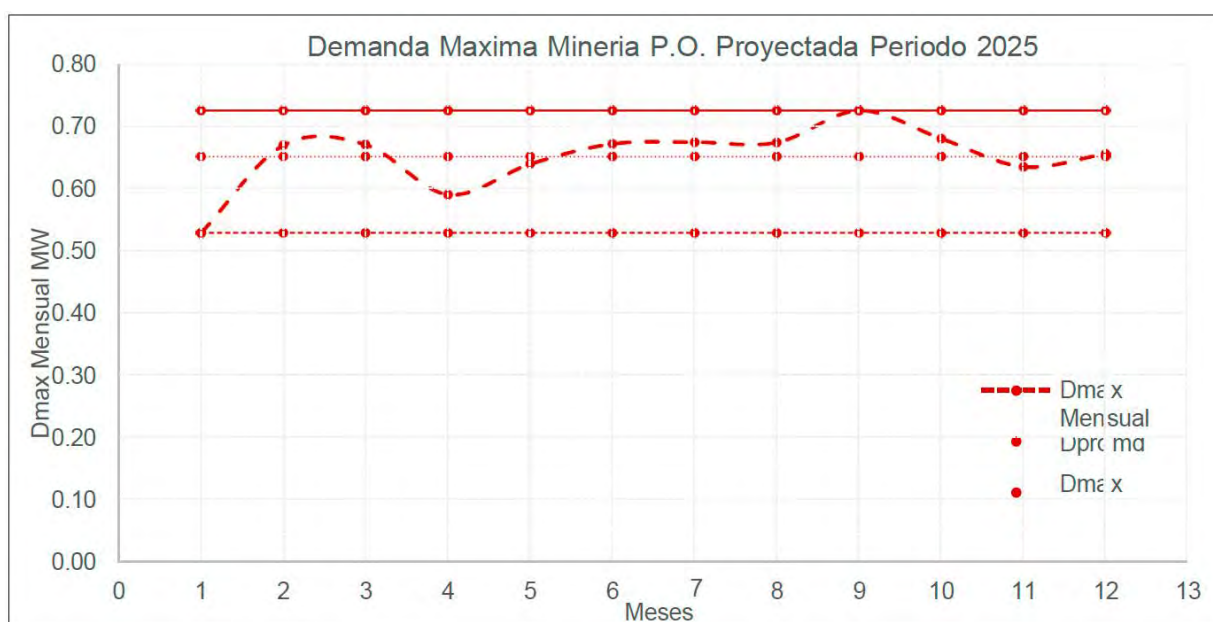
2	Febrero	0.6701	0.6701	28	228.6006	8.1643	153.1787	5.4707
3	Marzo	0.6707	0.6707	31	236.3883	7.6254	158.5553	5.1147
4	Abril	0.5904	0.5904	30	248.9183	8.2973	146.9559	4.8985
5	Mayo	0.6396	0.6396	31	239.2027	7.7162	152.9864	4.9350
6	Junio	0.6720	0.6720	30	245.5659	8.1855	165.0119	5.5004
7	Julio	0.6748	0.6748	31	232.0634	7.4859	156.5927	5.0514
8	Agosto	0.6742	0.6742	31	239.3207	7.7200	161.3453	5.2047
9	Setiembre	0.7256	0.7256	30	257.4513	8.5817	186.8160	6.2272
10	Octubre	0.6804	0.6804	31	242.9402	7.8368	165.2945	5.3321
11	Noviembre	0.6351	0.6351	30	240.4385	8.0146	152.7138	5.0905
12	Diciembre	0.6560	0.6560	31	251.4558	8.1115	164.9651	5.3215

PI (MW) =	0.98785	al 2025					
	1.0000						
Factor de Carga FC =	0.8978						
Valormax =	0.7256	0.7256	31.0000	306.2967	9.8805	186.8160	6.2272
Valormin =	0.5292	0.5292	28.0000	228.6006	7.4859	146.9559	4.8985
Valorpromd =	0.6515	0.6515	30.4167	247.3869	8.1350	160.5417	5.2813

Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

Figura 4.4

Curva de la demanda máxima mensual proyectada.



Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

4.1.4. Gastos por generación de energía con grupo electrógeno

4.1.4.1. Evaluación de los costos para demandas actuales

Evaluada la demanda máxima mensual registrada en el periodo de 01 año, en la tabla 4.6, se detalla los consumos que se tiene en L/h, L/día y L/mes para cada demanda mensual registrada, así como los costos incurridos en la compra del combustible diésel por la generación de energía mediante el grupo electrógeno.

Como resultado de la evaluación, se tiene un consumo anual de 73,908.90 gal/año equivalente a un costo que asciende a los 1,129,697.57 soles por año.

Tabla 4.6

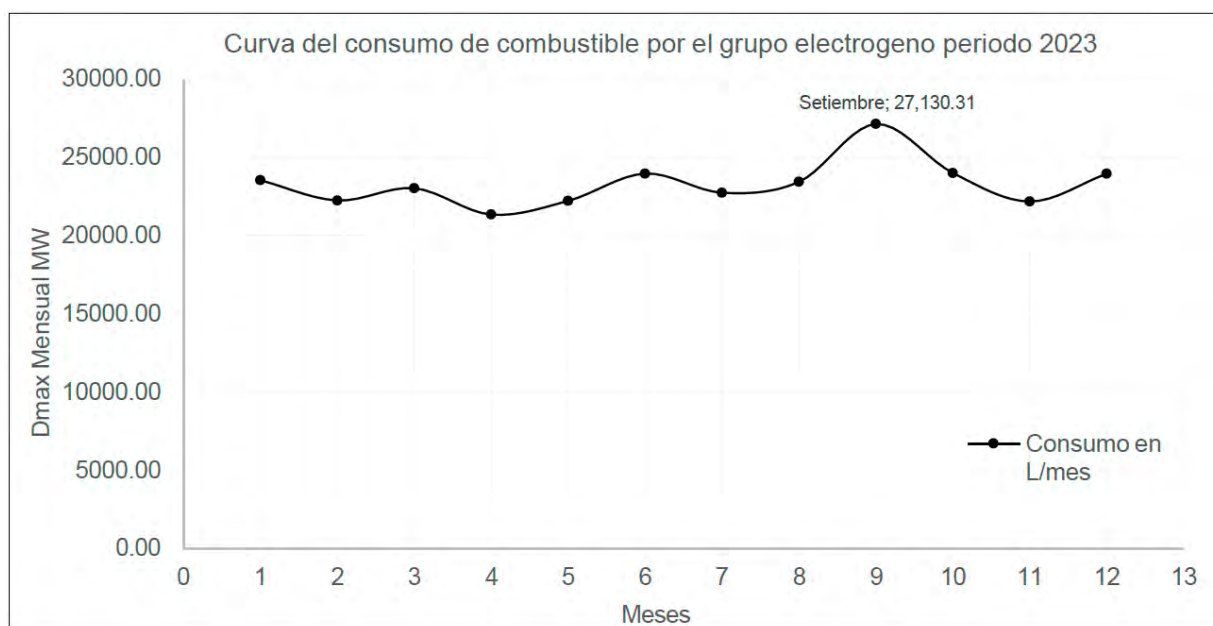
Evaluación mensual del consumo diésel para cada máxima demanda registrada.

Consumo combustible grupo electrógeno al 2023									
Consumo combustible	(L/h 100% carga)	106.80	L				1 gal	3.7854 L	
Capacidad Grupo electrógeno		450.40	kW						
Precio promedio DIESEL		15.29	Soles						
Ítems	Meses	Días mes	Dmax (MW)	Th (diario)	Consumo en L/h	Consumo en L/h	Consumo en L/h	Consumo en Gal/mes	Consumo en Soles/mes
1	Enero	31	0.3241	9.8805	76.8496	759.32	23,538.79	6,218.29	95,046.57
2	Febrero	28	0.4104	8.1643	97.3110	794.48	22,245.34	5,876.60	89,823.79
3	Marzo	31	0.4108	7.6254	97.4082	742.78	23,026.16	6,082.87	92,976.63
4	Abril	30	0.3616	8.2973	85.7275	711.39	21,341.64	5,637.86	86,174.76
5	Mayo	31	0.3917	7.7162	92.8811	716.69	22,217.41	5,869.22	89,710.99
6	junio	30	0.4115	8.1855	97.5861	798.79	23,963.82	6,330.57	96,762.78
7	julio	31	0.4133	7.4859	97.9954	733.59	22,741.14	6,007.57	91,825.77
8	Agosto	31	0.4129	7.7200	97.9077	755.85	23,431.33	6,189.90	94,612.64
9	Setiembre	30	0.4444	8.5817	105.3804	904.34	27,130.31	7,167.07	109,548.65
10	Octubre	31	0.4167	7.8368	98.8097	774.35	24,004.85	6,341.41	96,928.48
11	Noviembre	30	0.3890	8.0146	92.2391	739.26	22,177.82	5,858.76	89,551.17
12	Diciembre	31	0.4018	8.1115	95.2733	772.81	23,957.02	6,328.78	96,735.34
Consumo Total Anual =					1,135.38	9,203.64	279,775.63	73,908.90	1,129,697.57

Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

Figura 4.5

Curva del consumo diésel para cada demanda máxima mensual registrada.



Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

4.1.4.2. Evaluación de los costos para demandas proyectadas

Se evalúa el consumo en L/h, L/día y L/mes para cada demanda mensual proyectada, así como también en los costos incurridos en la compra del combustible diésel por la generación de energía que se tendría mediante el grupo electrógeno.

Como resultado de la evaluación, se tiene un consumo anual de 120,678.23 gal/año equivalente a un costo que asciende a los 1,844,566.82 soles por año.

Tabla 4.7

Evaluación mensual del consumo diésel para cada máxima demanda proyectada.

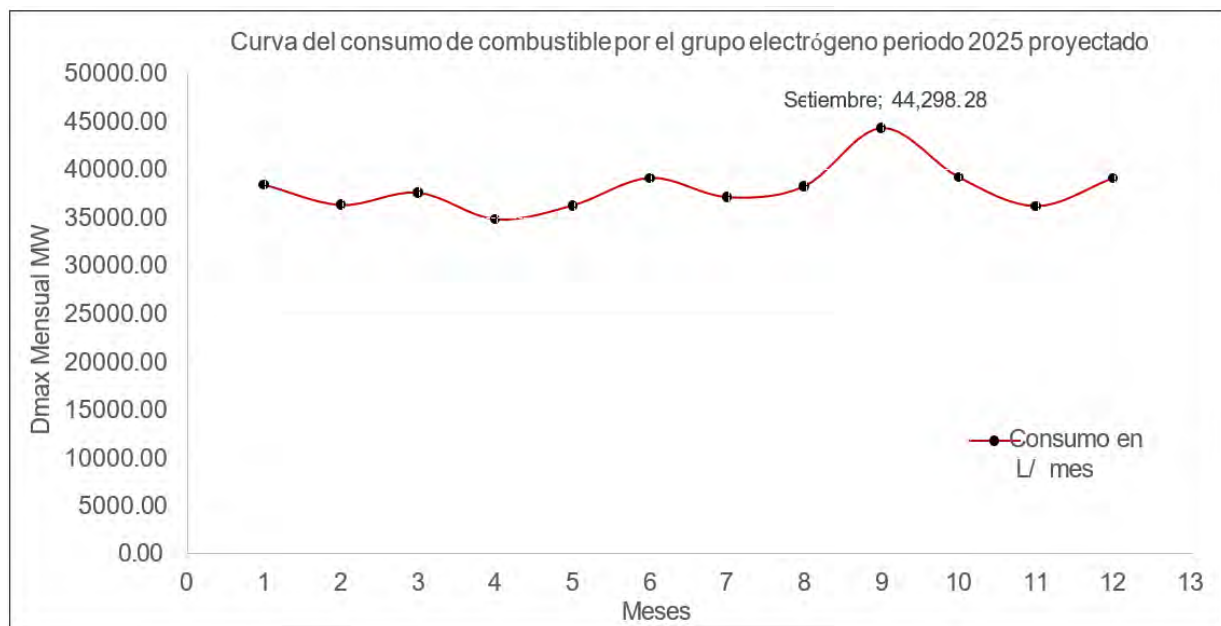
Consumo combustible grupo electrógeno al 2025 (proyectado)									
Consumo combustible	(L/h 100% carga)	106.80	L					1 gal	3.7854 L
Capacidad Grupo electrógeno		450.40	kW						
Precio promedio DIESEL		15.29	Soles						
Ítems	Meses	Días mes	Dmax (MW)	Th (diario)	Consumo en L/h	Consumo en L/h	Consumo en L/h	Consumo en Gal/mes	Consumo en Soles/mes
1	Enero	31	0.5292	9.8805	125.4799	1,239.81	38,434.07	10,153.21	155,191.75

2	Febrero	28	0.6701	8.1643	158.8890	1,297.22	36,322.13	9,595.29	146,664.02
3	Marzo	31	0.6707	7.6254	159.0478	1,212.81	37,597.04	9,932.09	151,811.96
4	Abril	30	0.5904	8.2973	139.9920	1,161.55	34,846.56	9,205.49	140,705.89
5	Mayo	31	0.6396	7.7162	151.6560	1,170.21	36,276.51	9,583.24	146,479.84
6	junio	30	0.6720	8.1855	159.3383	1,304.27	39,128.05	10,336.54	157,993.98
7	julio	31	0.6748	7.4859	160.0066	1,197.80	37,131.67	9,809.15	149,932.85
8	Agosto	31	0.6742	7.7200	159.8633	1,234.15	38,258.60	10,106.85	154,483.24
9	Setiembre	30	0.7256	8.5817	172.0647	1,476.61	44,298.28	11,702.37	178,870.71
10	Octubre	31	0.6804	7.8368	161.3362	1,264.36	39,195.05	10,354.24	158,264.53
11	Noviembre	30	0.6351	8.0146	150.6077	1,207.06	36,211.88	9,566.17	146,218.88
12	Diciembre	31	0.6560	8.1115	155.5619	1,261.84	39,116.96	10,333.61	157,949.18
Consumo Total Anual =					1,135.38	9,203.64	279,775.63	73,908.90	1,129,697.57

Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

Figura 4.6

Curva del consumo diésel para cada demanda máxima mensual proyectada.



Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

4.2. Dimensionamiento técnico de la generación fotovoltaica de autoconsumo.

4.2.1. Evaluación de la irradiancia e irradiación

Estos parámetros fueron evaluados a partir de los historiales existentes en la zona de estudio y disponibles en la página de la comisión europea: “Photovoltaic Geographical Information System” PVGIS-5.3. data actualizada al 18/12/2024.

Cabe mencionar que se hizo una evaluación diaria por 24 horas, con datos de enero a diciembre tanto para la irradiación global, irradiación directa y la difusa. Como resultado se tiene una irradiación global (la que nos interesa) de 5,648.68 Wh/m2/día (Tabla 4.8). Siendo esta la suma de la directa más la difusa y producto de hallar el área bajo la curva de la irradiancia. Datos históricos disponibles en el ANEXO 01.

Tabla 4.8

Evaluación de la irradiancia e irradiación diaria.

CALCULO VALORES MAX, MIN Y PROMEDIO IRRADIANCIA (W/M2/DIA) E IRRADIACIÓN (WH/M2/DIA)												
Hora Local	IRRADIANCIA VALORES MAXIMOS			IRRADIANCIA VALORES MINIMOS			IRRADIANCIA VALORES PROMEDIOS			IRRADIACIÓN VALORES PROMEDIOS		
UTC-5.0	G(i) W/m2	Gb(i) W/m2	Gd(i) W/m2	G(i) W/m2	Gb(i) W/m2	Gd(i) W/m2	G(i) W/m2	Gb(i) W/m2	Gd(i) W/m2	G(i) Wh/m2	Gb(i) Wh/m2	Gd(i) Wh/m2
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.75	6.37	7.34
6.00	145.90	89.55	55.96	0.00	0.00	0.00	27.50	12.75	14.68	106.52	65.20	40.95
7.00	407.85	303.19	109.79	37.89	0.00	34.12	185.53	117.66	67.22	292.80	202.03	89.69
8.00	650.83	508.70	167.56	230.50	176.30	51.84	400.07	286.40	112.16	497.36	360.05	135.43
9.00	848.25	655.14	245.67	414.83	303.98	65.57	594.65	433.71	158.70	663.06	476.51	184.06
10.00	971.11	721.17	343.68	557.49	334.74	79.50	731.48	519.30	209.43	766.02	533.62	229.53
11.00	989.11	680.96	412.05	640.74	334.79	91.17	800.57	547.93	249.64	800.59	534.90	262.69
12.00	943.15	636.63	424.26	656.40	351.09	100.96	800.60	521.86	275.74	764.63	485.96	275.81
13.00	817.26	561.66	411.62	617.63	343.78	103.76	728.66	450.05	275.87	659.16	402.58	254.11
14.00	653.98	458.05	350.88	511.64	245.70	89.91	589.67	355.10	232.35	503.40	295.92	205.58
15.00	458.48	322.90	269.76	359.69	161.34	77.30	417.14	236.74	178.81	337.18	186.07	149.82
16.00	317.57	181.17	187.17	180.28	99.10	48.90	257.22	135.40	120.83	182.92	89.80	92.41
17.00	172.05	79.74	114.20	36.59	0.00	20.39	108.61	44.21	63.99	57.80	22.48	35.10

4.2.2. Evaluación de la hora solar pico

Obtenido la irradiancia, se calcula la HSP, que resulta ser la división de la irradiación global entre la irradiancia (valor hipotético asumiendo una irradiancia constante de 1000 W/m²). Teniendo una disponibilidad de la energía solar de 5.65 h/día en la zona de estudio.

Tabla 4.9

Evaluación de la HSP.

CALCULO HSP (H/DIA)					
Radiance (W/m ² /dia) →	G = Historial – PVGIS	Irradiation =	H GLOBAL 5,648.68	H DIRECT 3,661.85	H DIFFUSE 1,965.65
Radiation (Wh/m ² /dia) →	$A_i = (t_{i+1} - t_i) \frac{G_{i+1} - G_i}{2}$	Irradiance teórico =	1000.00	W/m ² /día	
Hora pico de sol (h/dia) →	$HSP = \frac{A_i}{1000Wh/m^2dia}$	HSP-G(i)	5.65	h/día	← Global
Inclinacion Optima (°) →	$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \varphi(latitud) $	HSP-Gb(i)	3.66	h/día	
		HSP-Gd(i)	1.97	h/día	
RESULTADOS					
		Gi(Hipotético) =	1,000.00	W/m ²	
		Gi(Local max) =	800.60	W/m ²	
		HSP calculado =	5.65	h/día	
		βopt (Inclinación) =	13.76	°	
		Optado =	15.00	°	
		αopt (Orientación) =	0.00	°	
			hacia → Norte		

Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

4.2.3. Evaluación de la temperatura ambiente

Este parámetro fue avaluado a partir de los historiales existentes en la zona de estudio y disponibles en la página de la de la Data Center Nasa.

Al igual que la irradiancia, esta evaluación se hizo también de forma diaria por 24 horas, con datos de enero a diciembre. Como resultado se tiene una temperatura promedio entre la 6.00am y las 18.00pm (disponible en el rango de la irradiancia), siendo esta de 9.92 °C (Tabla 3.10). Datos históricos disponibles en el **ANEXO 02**.

Tabla 4.10

Evaluación de la temperatura ambiente a 2.00 m del suelo.

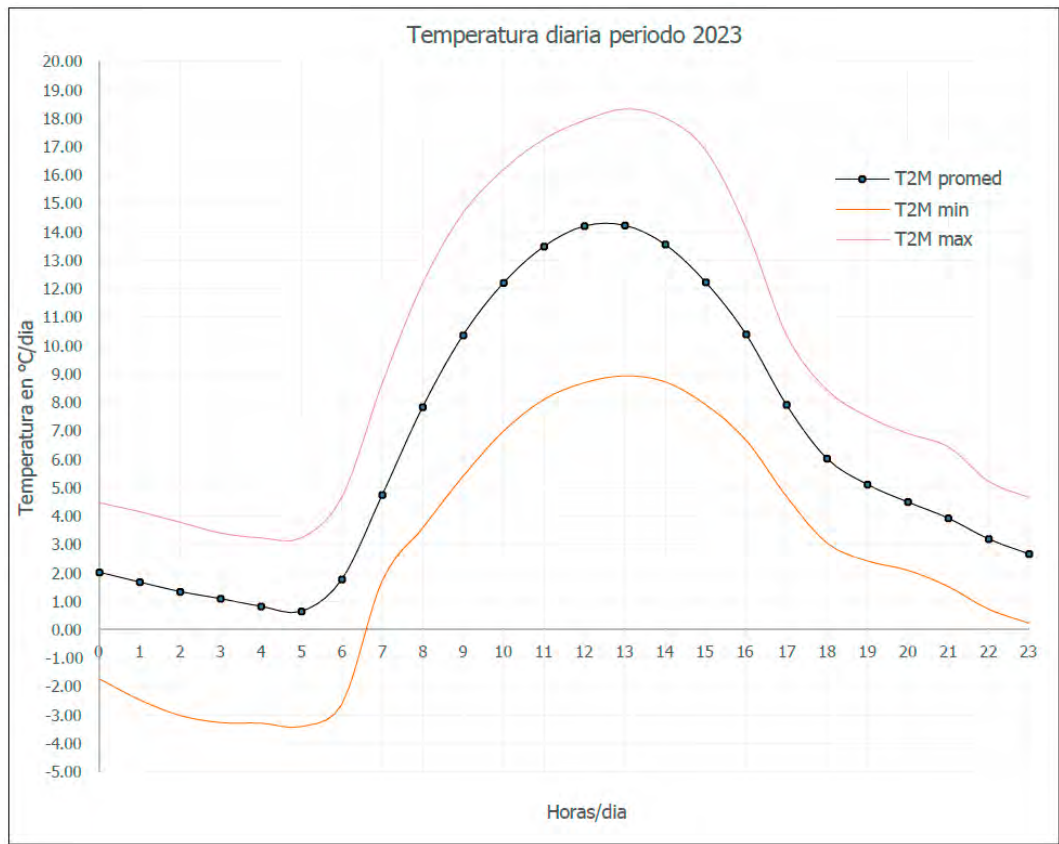
CALCULO VALORES MAX, MIN Y PROMEDIO TEMPERATURA (°C/DIA)				
YEAR	Hora Local UTC-5.0	T2M min	T2M max	T2M promed
2024	0	-1.73	4.47	2.02
2024	1	-2.47	4.15	1.68
2024	2	-3.02	3.78	1.34
2024	3	-3.27	3.40	1.09
2024	4	-3.29	3.23	0.82
2024	5	-3.41	3.23	0.65
2024	6	-2.63	4.66	1.77
2024	7	1.72	8.67	4.75
2024	8	3.58	12.19	7.84
2024	9	5.40	14.67	10.37
2024	10	6.98	16.19	12.20
2024	11	8.10	17.26	13.48
2024	12	8.69	17.92	14.20
2024	13	8.93	18.32	14.23
2024	14	8.72	18.01	13.55
2024	15	7.92	16.87	12.23
2024	16	6.67	14.13	10.40
2024	17	4.69	10.38	7.91
2024	18	3.05	8.44	6.03
2024	19	2.42	7.51	5.11
2024	20	2.09	6.90	4.49
2024	21	1.52	6.44	3.93
2024	22	0.72	5.22	3.19
2024	23	0.23	4.65	2.67

T2M: Temperatura a 2 metros de la tierra (°C)

Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

Figura 4.8

Curva de la temperatura en 24 h.



Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

Finalmente, se detalla el cálculo de la temperatura ambiente promedio disponible entre las 6.00 am y las 18.00 pm horario disponible de la irradiancia.

Tabla 4.11

Evaluación de la temperatura ambiente.

CALCULO TEMPERATURA (°C/DIA)					
Temperatura según HSP (5.65h/día) → Aprox. de 6 am a 6 pm		T2M min	T2M max	T2M promed	°C/día
Temperature promed $\left(\frac{^{\circ}\text{C}}{\text{día}}\right) \rightarrow \mathbf{T_{Promed} = \frac{\sum T_i}{n}}$		5.12	13.67	9.92	
RESULTADOS					
T2M Promed 6am-18pm=				9.92	° C
Tamb =				9.92	° C

Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

4.2.4. Evaluación de la altura solar

Es fundamental para precisar la distancia que exista entre la separación de los string fotovoltaicos, con el fin de evitar posibles sombras durante la disponibilidad de la energía solar. Generalmente esta se calcula para el Solsticio de verano (inclinación max) que se da el 21 de junio de cada año. Para este caso se consideró la fecha 21/06/2024.

En tal sentido, se obtuvo el ángulo de inclinación solar para la zona de estudio de 49.71 °C. y una separación mínima entre pasillos string fotovoltaicos de 1.10 m. (Tabla 4.12 y Grafico 4.9 y 4.10).

Tabla 4.12

Evaluación de la altura solar

Datos de entrada									
ϕ	-14.586	°	Latitud						
λ	-73.193	°	Longitud						
Fecha	21/06/2024	-							
Variables calculadas									
n	173	días	Número de días del año						
ω	0.01716717	-	Valor corrección en radianes						
Δt_l	-4	horas	Diferencia horaria entre el lugar y el meridiano de Greenwich						
E	0.02721995	horas	Corrección del tiempo dado en min						
$\Delta \lambda$	-4.87953333	horas	Corrección de la longitud del lugar						
δ_l	23.4480456	°	Declinación						
β	15	°	Angulo de inclinación optima modulo fotovoltaico						
l	2.384	m	Longitud del módulo fotovoltaico						
L	4.768	m	Dos módulos FV en cascada por string (2.384 c/u)						
Fecha	Hora	Tc (horas) Tiempo civil del lugar	Tsv (horas) Tiempo solar verdadero	H (°) Angulo horario solar	sen(α)	α Angulo Solar	k Factor Calculo Distancia	D Distancia entre fila MFV	d Distancia pasillo entre MFV
21/06/2024	00:00	0.00	-0.9068	-193.6013	-0.9632	-74.4001	0.8937		
21/06/2024	01:00	1.00	0.0932	-178.6013	-0.9878	-81.0401	0.9251		
21/06/2024	02:00	2.00	1.0932	-163.6013	-0.9519	-72.1654	0.8827		
21/06/2024	03:00	3.00	2.0932	-148.6013	-0.8580	-59.0980	0.8110		
21/06/2024	04:00	4.00	3.0932	-133.6013	-0.7125	-45.4390	0.7110		
21/06/2024	05:00	5.00	4.0932	-118.6013	-0.5252	-31.6840	0.5466		
21/06/2024	06:00	6.00	5.0932	-103.6013	-0.3090	-17.9990	0.1693		
21/06/2024	07:00	7.00	6.0932	-88.6013	-0.0785	-4.5045	-2.3194		
21/06/2024	08:00	8.00	7.0932	-73.6013	0.1504	8.6530	2.6666	12.80	8.20

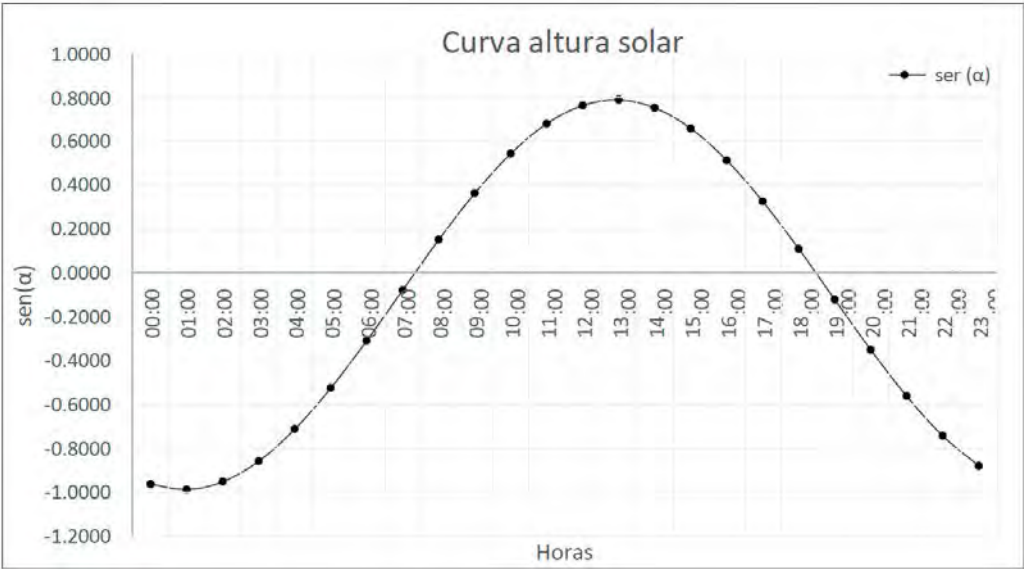
21/06/2024	09:00	9.00	8.0932	-58.6013	0.3624	21.2449	1.6317	7.80	3.20
21/06/2024	10:00	10.00	9.0932	-43.6013	0.5427	32.8701	1.3665	6.60	2.00
21/06/2024	11:00	11.00	10.0932	-28.6013	0.6793	42.7891	1.2455	6.00	1.40
21/06/2024	12:00	12.00	11.0932	-13.6013	0.7627	49.7068	1.1854	5.70	1.10
21/06/2024	13:00	13.00	12.0932	1.3987	0.7874	51.9414	1.1686	5.60	1.00
21/06/2024	14:00	14.00	13.0932	16.3987	0.7515	48.7228	1.1931	5.70	1.10
21/06/2024	15:00	15.00	14.0932	31.3987	0.6576	41.1194	1.2624	6.10	1.50
21/06/2024	16:00	16.00	15.0932	46.3987	0.5121	30.8029	1.4000	6.70	2.10
21/06/2024	17:00	17.00	16.0932	61.3987	0.3248	18.9545	1.7195		
21/06/2024	18:00	18.00	17.0932	76.3987	0.1086	6.2336	3.3354		
21/06/2024	19:00	19.00	18.0932	91.3987	-0.1219	-7.0007	-1.1418		
21/06/2024	20:00	20.00	19.0932	106.3987	-0.3509	-20.5404	0.2752		
21/06/2024	21:00	21.00	20.0932	121.3987	-0.5628	-34.2477	0.5858		
21/06/2024	22:00	22.00	21.0932	136.3987	-0.7432	-48.0007	0.7329		
21/06/2024	23:00	23.00	22.0932	151.3987	-0.8797	-61.6085	0.8260		

Resultados				
Fecha	21/06/2024		Solsticio de verano (inclinación max)	
Hora	12:00		Producción max Irradiancia	
β	15.00 °	°	Angulo de inclinación optima modulo fotovoltaico	
α	49.71 °	°	Angulo solar	
D	5.70	m	Distancia entre filas de MFV	
d	1.10	m	Distancia pasillo entre MFV	
L	4.768	m	2.384 m	por modulo FV

Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

Figura 4.9

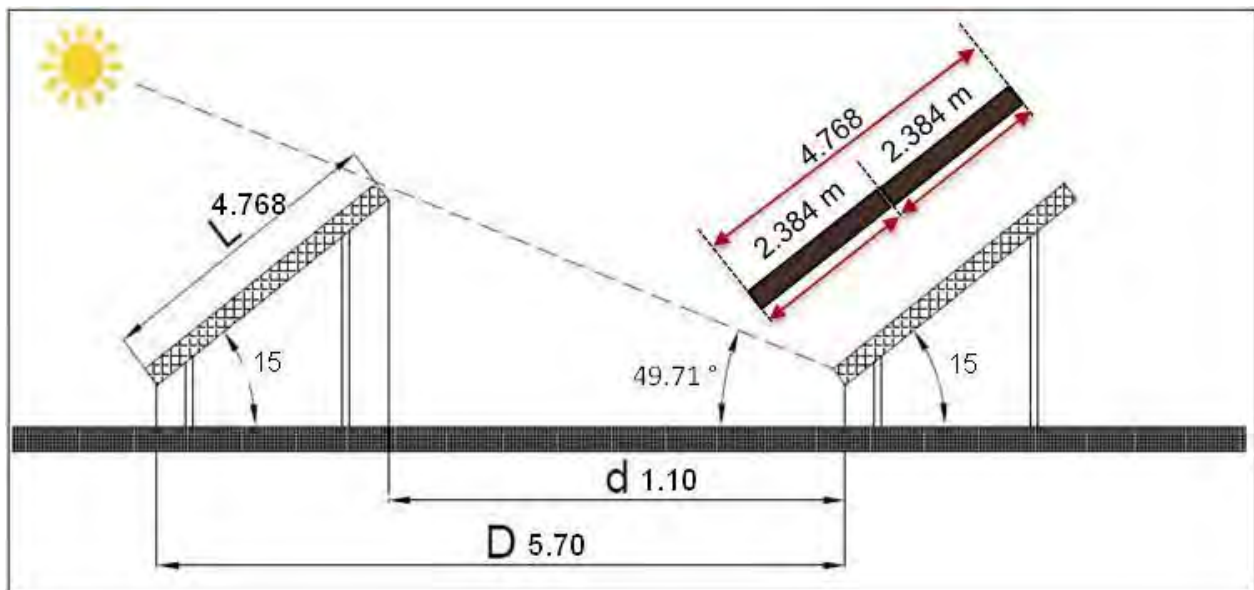
Curva de la altura solar.



Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

Figura 4.10

Distancia mínima entre string fotovoltaicos.



Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

4.2.5. Cálculo arreglo fotovoltaico

Para este cálculo se consideraron los siguientes criterios técnicos respecto a los componentes principales de la generación fotovoltaica:

- 1) Módulo fotovoltaico monocristalino de 610Wp a 24V (**ANEXO 03**).
- 2) Inversor de alta potencia de 80 kW (**ANEXO 04**).
- 3) Baterías de litio 600Ah a 24V (**ANEXO 05**).
- 4) Tanto las potencias y energías proyectadas dentro y fuera de la hora solar pico HSP son obtenidas de la tabla 4.4.

Posteriormente, se presenta los cálculos respectivos:

Tabla 4.13

Datos técnicos modulo fotovoltaico seleccionado.

DATOS TÉCNICOS MODULO FOTOVOLTAICO				
No. de modelo modulo fotovoltaico		MONOCRISTALINO-TENSTE-EM610-TH-24V		
Datos eléctricos SCT *				
Características eléctricas en DC		Valor	Unidad	
Máxima potencia Pmax (Wp)		610.00	Wp	
Corriente de potencia máxima (Imp)		15.34	A	
Voltaje de potencia máxima (Vmp)		39.77	V	
Corriente de cortocircuito (Isc)		16.05	A	
Voltaje de circuito abierto (Voc)		48.10	V	
Coeficiente de temperatura Isc		0.043	%/ °C	
Coeficiente de temperatura Voc		-0.240	%/ °C	
Coeficiente de temperatura Pmp		-0.300	%/ °C	
Rango temperatura funcionamiento		-40.00	a +85.0	°C
Temperatura operación célula (TONC)		45.00	± 2.00	°C
* condiciones estandar de medida stc: irradiación 1.000 w/m2, espectro am1.5, célula a 25°c.				
1,000 Wm2 25 °C				
Valores en condiciones TONC **				
Características eléctricas en DC		Valor	Unidad	
Potencia máxima tonc (Pmax)		461.16	W	
Voltaje de potencia máxima (Vmp TONC)		37.58	V	
Corriente de potencia máxima (Imp TONC)		12.27	A	
Voltaje de circuito abierto (Voc TONC)		45.21	V	
Corriente de cortocircuito (Isc TONC)		12.76	A	
** Condiciones tonc: irradiación de 800 w/m2, am1.5, temperatura ambiente 20 °c y viento de 1 m/s.				
800 Wm2 20 °C				
Características técnicas				
Descripción		Valor	Unidad	
Tipo		Monocristalino	-	
Peso del modulo		28.50	kg	
Dimensiones del módulo (l/w/h)		2,384.00 1,134.00	30.00	mm
		2.38 1.13	0.03	m

Nota: Análisis documental a partir de datos técnicos.

Tabla 4.14

Datos técnicos Inversor de potencia seleccionado.

DATOS TECNICOS DEL INVERSOR			
No. de modelo Inversor solar y/o Variador y/o Inversor cargador (de potencia)			SUM-80K-SG02HP3-EU-EM6
Datos de entrada de batería			
Descripción		Valor	Unidad
Tipo de batería	Plomo-ácido o ion-litio		-
Rango de voltaje de la batería (V)	160	- 1,000	V
Máx. Corriente de carga (A)	80	+ 80	A
Máx. Corriente de descarga (A)	80	+ 80	A
Número de entrada de batería		2,00	

Estrategias descarga de baterías de iones de litio	Autoadaptación	BMS	-
--	----------------	-----	---

Datos eléctricos por Strings en DC

Descripción		Valor	Unidad
Máx. Potencia de entrada DC (W)	95,000	128,000	W
Máx. Voltaje de entrada DC (V)		1,000	V
Voltaje de arranque (V)		180	V
Rango de voltaje por MPPT (V)	150	- 850	V
Rango de voltaje DC de carga completa (V)	405	-850	V
Voltaje nominal de entrada de DC (V)		650	V
Corriente de entrada FV operativa (A)	36.00	36+36+36+36+36+36	A
Máx. Corriente de cortocircuito de entrada Isc(A)	54.00	54+54+54+55+54+54	A
Nº de Seguidores MPP/		6	-
Nº de Strings por Seguidor MPP		2+2+2+2+2+2	-

Datos de salida en AC

Características eléctricas en DC		Valor	Unidad
Potencia activa nominal de salida CA (W)		80,000	W
Máx. Potencia activa de salida CA (W)		88,000	W
Potencia pico (sin red) (W)	1.5 veces la potencia nominal, 10s		s
Corriente nominal de salida CA (A)	121.30	/ 115.90	A
Máx. Corriente de salida CA (A)	133.40	/ 127.60	A
Máx. corriente trifásica desbalanceada CA (A)		-	A
Máx. Paso continuo de CA (red a carga) (A)		200	A
Rango de ajuste del factor de potencia	0,8 de adelanto a 0,8 de retraso		cap/ind
Rango de tensión nominal de salida (V)	220/380V, 230/400V	0.85Un-1.1Un	V
Frecuencia de salida a red (Hz)	50/45-55, 60/55-65		Hz
Formado conexión a la red		3L+N+PE	-
Distorsión armónica total de corriente THDi	<3% (de potencia nominal)		-
Componente DC de red		<0.5% In	-

Rendimiento

Descripción	Valor	Unidad
Eficiencia máxima	97.60	%
Eficiencia europea	97.00	%
MPPT	> 99	%

Datos generales

Descripción		Valor	Unidad
Tipo de protección		IP65	
Clase de protección		-	
Altitud de operación		3,000.00	msnm
Ruido		≤65	db (A)
Dimensiones	606.00	927.00	314.00 mm
Peso		97.50	kg
Instalación		Exterior/interior	

Nota: Análisis documental a partir de datos técnicos.

Tabla 4.15

Cálculos fotovoltaicos.

1. DATOS REQUERIDOS				
1.1 Análisis anual Demanda y Energía				
Potencia instalada	0.9878	MW	Proyectada al 2025	
≈	1.0000	MW		
Factor de carga	0.8978			
Máxima Demanda considerada	0.7256	MW		
	725.6363	kW		
Energía requerida anual	2,241.7919	MWh		
1.2 Análisis diario (Mes setiembre) Demanda y Energía				
Demanda máxima por día	725.6363	kW	Proyectada al 2025	
Energía consumida por día	6,227.1996	kWh		
Demanda máxima por día (00.00am - 7.00am a 16.01pm - 23.59pm)	566.4101	kW	Fuera de HSP	
Energía consumida por día	1,713.8788	kWh		
Demanda máxima por día (7.01am - 16.00pm)	725.6363	kW	En HSP	
Energía consumida por día	4,513.3208	kWh		
1.3 Radiación solar				
Gi(Hipotético)	1,000.0000	W/m2		
Gi(Local max)	800.5967	W/m2		
HSP calculado	5.6500	h/dia		
βopt (Inclinación)	13.7643	°		
Optado	15.0000	°		
αopt (Orientación)	0.0000	°		
	hacia → Norte			
1.4 Temperatura				
T2M Promed 6am-18pm	9.9196	° C		
Tamb (considerado)	9.9196	° C		
1.5 Altura solar pico				
Fecha	21/06/2024	-	Solsticio de verano (inclinación max)	
Hora	12:00	-		
βopt	15.0000	°	Producción max Irradiancia	
α	49.7068	°		
D	2.8000	m		
d	0.6000	m		
L	2.3840	m		

2. CALCULO DE LA CANTIDAD MÍNIMA, MÁXIMA Y ÓPTIMA DE MÓDULOS SEGÚN CARACTERÍSTICA DEL INVERSOR

$$D_{fv} = \frac{E_{fv} - \text{día}}{HSP} = \frac{6,227.20}{5.65} = 1,102.16 = \text{KW}$$

$$n_{mfv} = \frac{D_{fv}}{P_{max}} = \frac{1,102.16}{0.610} = 1,806.82 = 1,807.00 \quad \text{Cantidad mínima de Módulos SFV}$$

3. CALCULO DE LA CANTIDAD MÍNIMA, MÁXIMA Y ÓPTIMA DE MÓDULOS SEGÚN CARACTERÍSTICA DEL INVERSOR**3.1 Cantidad mínima de módulos fotovoltaicos x MPPT**

$$MinSxMPPT = \frac{V_{minxMPPT}}{V_{mp(modulo)}} = \frac{180}{39.7} = 4.53 = 5.00 \quad \text{Módulos Min x MPPT-Serie}$$

$$MinPxMPPT = \frac{I_{minxMPPT}}{I_{mp(modulo)}} = \frac{36}{15.34} = 2.35 = 2.00 \quad \text{Módulos Min x MPPT-Paralelo}$$

3.2 Cantidad máxima de módulos fotovoltaicos x MPPT

$$MaxSxMPPT = \frac{V_{maxMPPT}}{V_{oc(modulo)}} = \frac{850}{4810} = 17.67 = 18.00 \quad \text{Módulos Max x MPPT-Serie}$$

$$MaxPxMPPT = \frac{I_{maxMPPT}}{I_{sc(modulo)}} = \frac{54}{16.05} = 3.36 = 3.00 \quad \text{Módulos Max x MPPT-Paralelo}$$

3.3 Cantidad óptima de módulos fotovoltaicos x MPPT

$$OptSxMPPT = \frac{V_{nomxMPPT}}{V_{mp(modulo)}} = \frac{650}{39.77} = 16.34 \quad \begin{array}{l} = 17.00 \\ = 17.00 \end{array} \quad \text{Módulos Opt x MPPT-Serie}$$

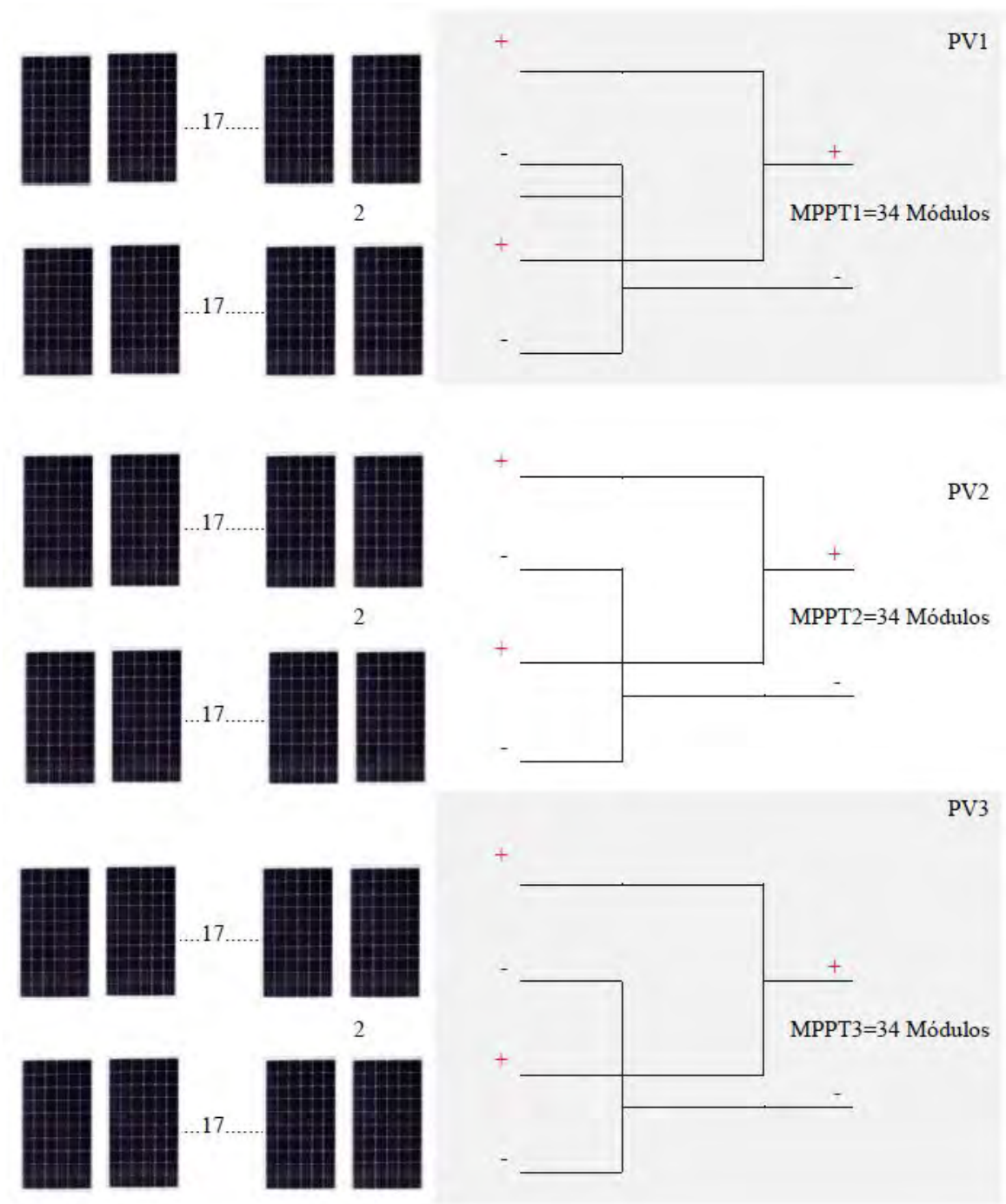
$$MaxPxMPPT = \frac{I_{nomxMPPT}}{I_{mp(modulo)}} = \frac{36}{15.34} = 2.35 \quad \begin{array}{l} = 3.00 \end{array} \quad \text{Módulos Opt x MPPT-Paralelo}$$

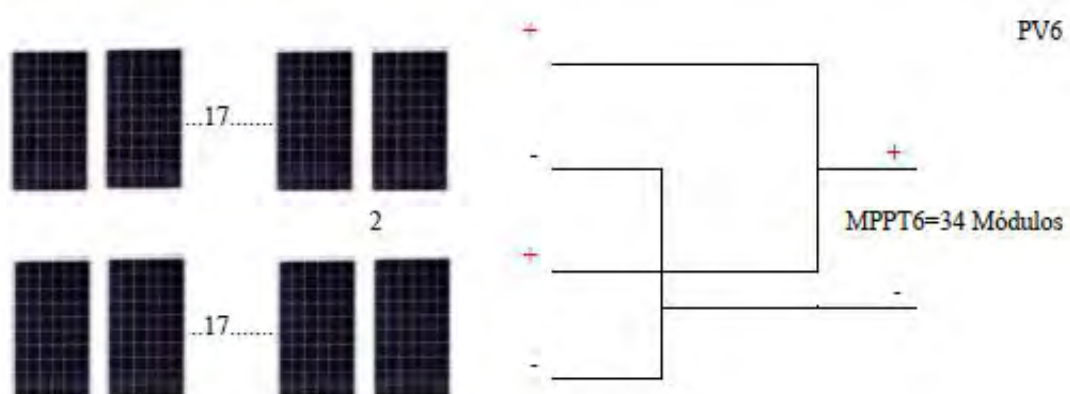
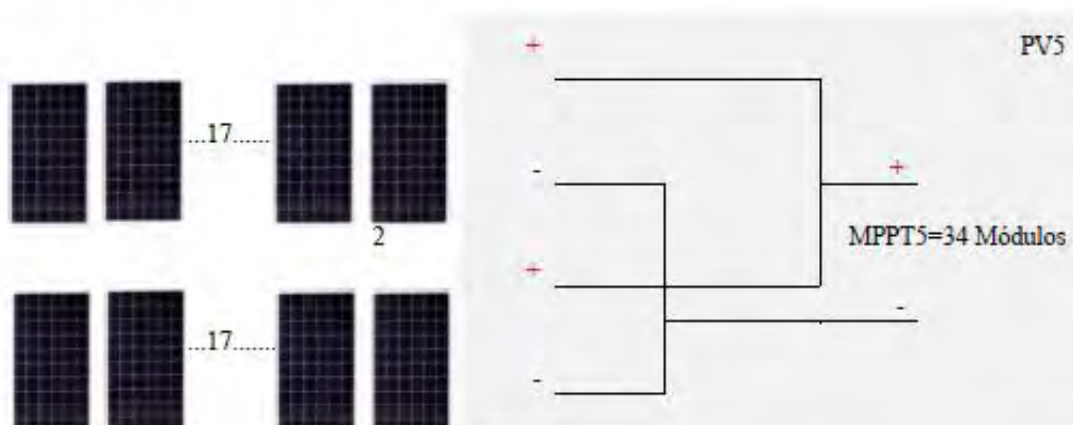
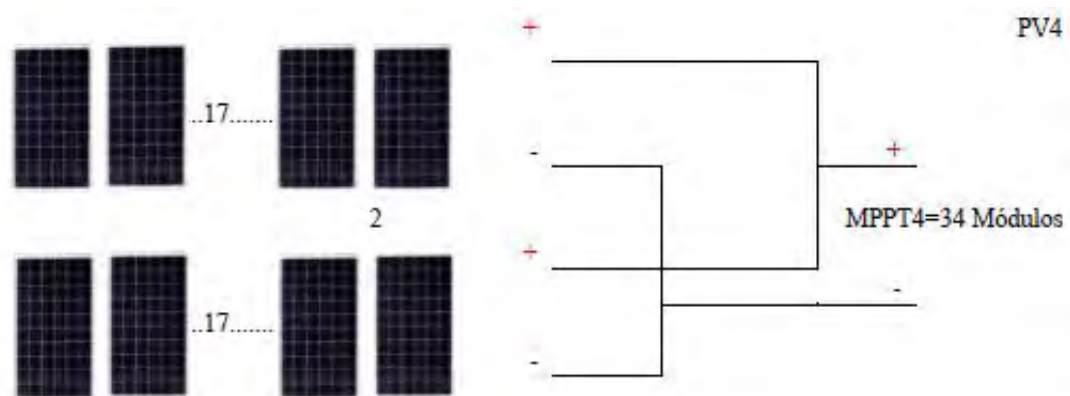
3.4 Cantidad máxima de módulos fotovoltaicos x unidad de inversor

$$P_{maxFV} = \frac{MaxPDCInput(W)}{P_{max}(modulo)} = \frac{128,000}{610.00} = 209.84 = 210.00 \text{ Módulos Max x Inv}$$

ARREGLO FOTOVOLTAICO

Total, Módulos por Inversor =	204.00
-------------------------------	--------





5. CANTIDAD MINIMA DE INVERSORES Y BATERIAS REQUERIDOS

5.1 Datos de entrada

Descripción	Valor	Und	
Hora solar pico (HSP)	5.6500	h	
Demanda máxima requerida	725,636.29	W	
	10		
Energía requerida por día	6,227,199.5955	Wh/día	
T/diaMinReq	8.5817	h	
Tensión operación	3φ 380	V	
Corriente del proyecto	1,297.0474	A	
Máxima eficiencia inversor (ninv)	0.98	-	
Demanda máxima Dmax corregida	929,349.76	W	
Energía consumida para Dmax corregida	7,975,409.3	Wh/día	
	2		
Potencia inversor AC (mínima recomendada)	960,000.00	W	
Factor de escala o clipping total potencia pico MPPT (1 - 1.2 - 1.3)	1.20	-	
Potencia total pico mínima recomendada MPPT	1,152,000.0	Wp	Condición inicial
	0		

5.2 Cantidad mínima de inversores requeridos

Potencia activa nominal de salida inversor CA	80,000.00	W	
Número mínimo de inversores	11.62	Und	
	12.00	Und	
Total, Potencia activa nominal de salida CA	960,000.00	W	OK!!!
Cantidad módulos FV por inversor	204.00	Und	
Cantidad módulos FV del sistema fotovoltaico	2,448.00	Und	
Total, Potencia pico Sistema fotovoltaico de entrada en DC	1,493,280.0	Wp	OK!!!
	0		

5.3 Cantidad mínima de baterías requeridos

Demanda maxima entre (00.00am - 7.00am y 16.01pm - 23.59pm)

Demanda máxima por día en ausencia de radiación	566.41	kW	
Energía requerida por día en ausencia de radiación	1,713.88	kWh/día	
Días de autonomía considerado	1.00	día	
Factor de corrección recomendado	1.20	-	
Profundidad de descarga de la batería (del tipo GEL=70%)	70.00%	%	
Tensión de entrada de baterías en bornes de un inversor (sistema de trabajo)	240.00	V	
Consumo de energía calculada	2,938,077.9	Wh	
	6		
Total, Amperios horas requeridos del SFV	12,241.99	Ah	
Total, Amperios horas requeridos por inversor	1,020.17	Ah	

5.4 Resultados

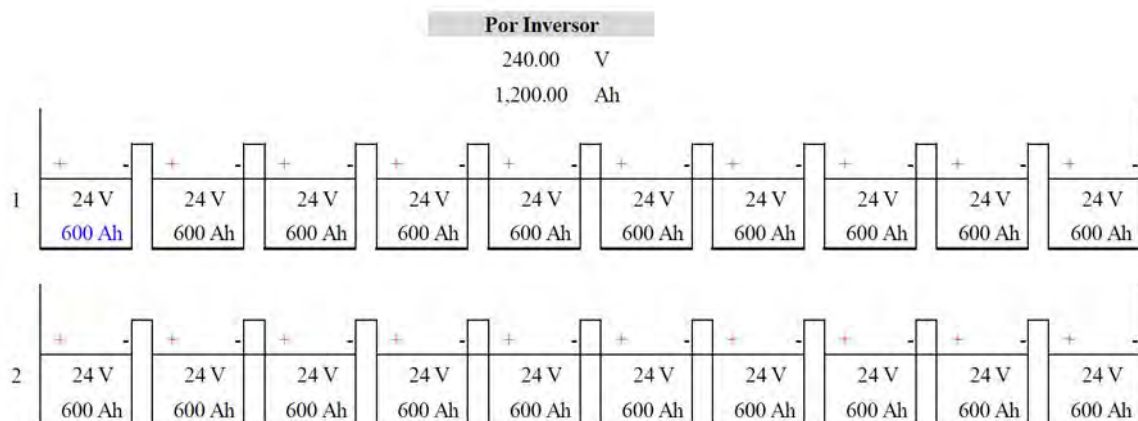
Numero de baterías requeridos por unidad de inversor

Tensión en bornes de batería	24.00	V	Selección
Numero de baterías en serie	10.00	Und	
Amperios hora batería seleccionado	600.00	Ah	Selección
Numero de baterías en paralelo	1.70	Und	
	2.00	Und	

Total baterías requeridos por inversor	20.00	Und
Total amperios hora acumulados del sistema baterías por inversor	1,200.00	Ah
Tensión bornes sistema baterías	240.00	V

Numero de baterías requeridos por sistema de inversores

Cantidad de inversores	12.00	Und
Total Ah producidos sistemas de inversores	14,400.00	Ah
Cantidad de baterías por sistema de inversores	240.00	Und

**6.****RESULTADOS**

Potencia instalada calculada	0.9878	MW	Proyectado al 2025
	1.00	MW	
Demanda máxima requerida	7253.64	kW	
	07256	MW	
Energía máxima requerida	6,227.20	kWh	-día
Energía máxima requerida durante la HSP	4,513.32	kWh	-día
Energía máxima requerida fuera de la HSP	1,713.88	kWh	-día
Potencia máxima por modulo FV	610.00	Wp	
Potencia nominal salida AC unidad de Inversor	80.00	kW	
Numero de módulos por inversor	204.00	Und	
Numero de baterías en serie por inversor	10.00	Und	
Numero de baterías en paralelo por inversor	2.00	Und	
Cantidad total de baterías por inversor	20.00	Und	
Tensión por unidad de batería tipo GEL	24.00	V	
Tensión del sistema por unidad de inversor	240.00	V	
Cantidad Ah producidos por unidad batería	600.00	Ah	
Ah producidos sistemas de baterías por unidad de inversor	1,200.000	Ah	
Cantidad de inversores requeridos para el SFV	12.00	Und	
Potencia en AC salida inversor	960.000	kW	
Cantidad de módulos fotovoltaicos para el SFV	2,448.000	Und	
Potencia pico de entrada en DC para el SFV	1,493,280.000	Wp	
Cantidad de baterías para el SFV	240.00	Und	
Total, Ah producidos sistemas de inversores	14,400.000	Ah	
Dimensiones de la batería tipo Estacionaria	295Ax405H(3mm term)x178P	Mm	

Nota: Análisis documental a partir de datos técnicos.

4.2.6. Evaluación de la producción de la energía fotovoltaica

El propósito es evaluar el comportamiento de la producción de energía para la irradiancia disponible durante el día. Y así garantizar que la potencia de entrada en DC sea capaz de asegurar la potencia de salida en AC ya que las pérdidas no solo dependen de las sombras, etc; si no también de la temperatura para cada hora del día. Y que estas, están relacionadas con los coeficientes de temperaturas que proporciona el fabricante para cada modelo fotovoltaico. A Partir de las tablas N° 4.13, 4.14 y utilizando las fórmulas descritas en el ítem 2.2.5., se tiene:

Tabla 4.16

Demanda máxima requerida por horas.

DEMANDA MÁXIMA REQUERIDA		
Dmax requerida =	725,636.29	W
Energía requerida =	6,227,199.60	Wh/día
Dmax corregida =	929,349.76	W
Energía Corregida =	7,975,409.32	Wh/día
Dmax fuera HSP (0am-7am) =	388,554.75	W
Energía fuera HSP (0am-7am) =	680,386.11	kWh/día
Dmax fuera HSP (7.01am-16pm) =	725,636.29	W
Energía fuera HSP (7.01am-16pm) =	4,513,320.78	kWh/día
Dmax fuera HSP (16.01pm-23.59pm) =	566,410.10	W
Energía fuera HSP (16.01pm-23.59pm) =	1,033,492.70	kWh/día
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS SFV		
POR UNIDAD DE INVERSOR		
Modulo FV SERIE =	17.00	Und
Modulo FV PARALELO =	12.00	Und
Total, modulo FV por inversor =	204.00	Und
Wp Producidos DC =	124,440.00	Wp
W Nominal salida AC =	80,000.00	W
SISTEMA DE INVERSORES		
Inversor en PARALELO =	12.00	Und
Total, modulo SFV =	2,448.00	Und
Wp Producidos DC SFV =	1,493,280.00	Wp
W Nominal salida AC SINV =	960,000.00	W

Nota: Análisis documental a partir de datos técnicos e históricos.

Tabla 4.17

Evaluación de la potencia y energía pico generada.

EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA Y POTENCIA PICO GENERADA									
HR (UTC- 5)	G(i) W/m2	T2M promed	POR MODULO FV				x Inv	x Inv	x Inv
			T _{cell}	V _{OC_Tcell}	I _{SC_Tcell}	P _{MPP_Tcell}	V _{OC_Tcell}	I _{SC_Tcell}	P _{MPP_Tcell}
0.00	0.00	2.02	2.02	50.75	0.00	0.00	862.79	0.00	0.00
1.00	0.00	1.68	1.68	50.79	0.00	0.00	863.47	0.00	0.00
2.00	0.00	1.34	1.34	50.83	0.00	0.00	864.13	0.00	0.00
3.00	0.00	1.09	1.09	50.86	0.00	0.00	864.62	0.00	0.00
4.00	0.00	0.82	0.82	50.89	0.00	0.00	865.15	0.00	0.00
5.00	0.00	0.65	0.65	50.91	0.00	0.00	865.49	0.00	0.00
6.00	27.50	1.77	2.63	50.68	0.44	17.90	861.60	5.25	43,820.85
7.00	185.53	4.75	10.54	49.77	2.96	118.08	846.07	35.51	289,069.94
8.00	400.07	7.84	20.34	48.64	6.41	247.45	826.85	76.90	605,767.76
9.00	594.65	10.37	28.95	47.64	9.56	358.44	809.95	114.72	877,454.31
10.00	731.48	12.20	35.06	46.94	11.79	432.73	797.96	141.49	1,059,330.61
11.00	800.57	13.48	38.50	46.54	12.92	468.57	791.20	155.09	1,147,059.82
12.00	800.60	14.20	39.22	46.46	12.93	467.53	789.79	155.14	1,144,510.21
13.00	728.66	14.23	37.00	46.71	11.76	428.48	794.15	141.06	1,048,923.21
14.00	589.67	13.55	31.98	47.29	9.49	352.16	804.00	113.91	862,097.89
15.00	417.14	12.23	25.26	48.07	6.70	254.25	817.18	80.35	622,409.14
16.00	257.22	10.40	18.43	48.86	4.12	160.00	830.59	49.40	391,672.52
17.00	108.61	7.91	11.31	49.68	1.73	68.97	844.57	20.80	168,847.35
18.00	6.99	6.03	6.24	50.27	0.11	4.50	854.51	1.33	11,017.46
19.00	0.00	5.11	5.11	50.40	0.00	0.00	856.73	0.00	0.00
20.00	0.00	4.49	4.49	50.47	0.00	0.00	857.95	0.00	0.00
21.00	0.00	3.93	3.93	50.53	0.00	0.00	859.06	0.00	0.00
22.00	0.00	3.19	3.19	50.62	0.00	0.00	860.50	0.00	0.00
23.00	0.00	2.67	2.67	50.68	0.00	0.00	861.53	0.00	0.00
VOC_Tcell max=							865.49	V	
ISC_Tcell max=							155.14	A	
PMPP_Tcell max=							1,147,059.82	Wp	
Wp entrada FV =							1,493,280.00	Wp	
Wp entrada FV =							23.19%	%	

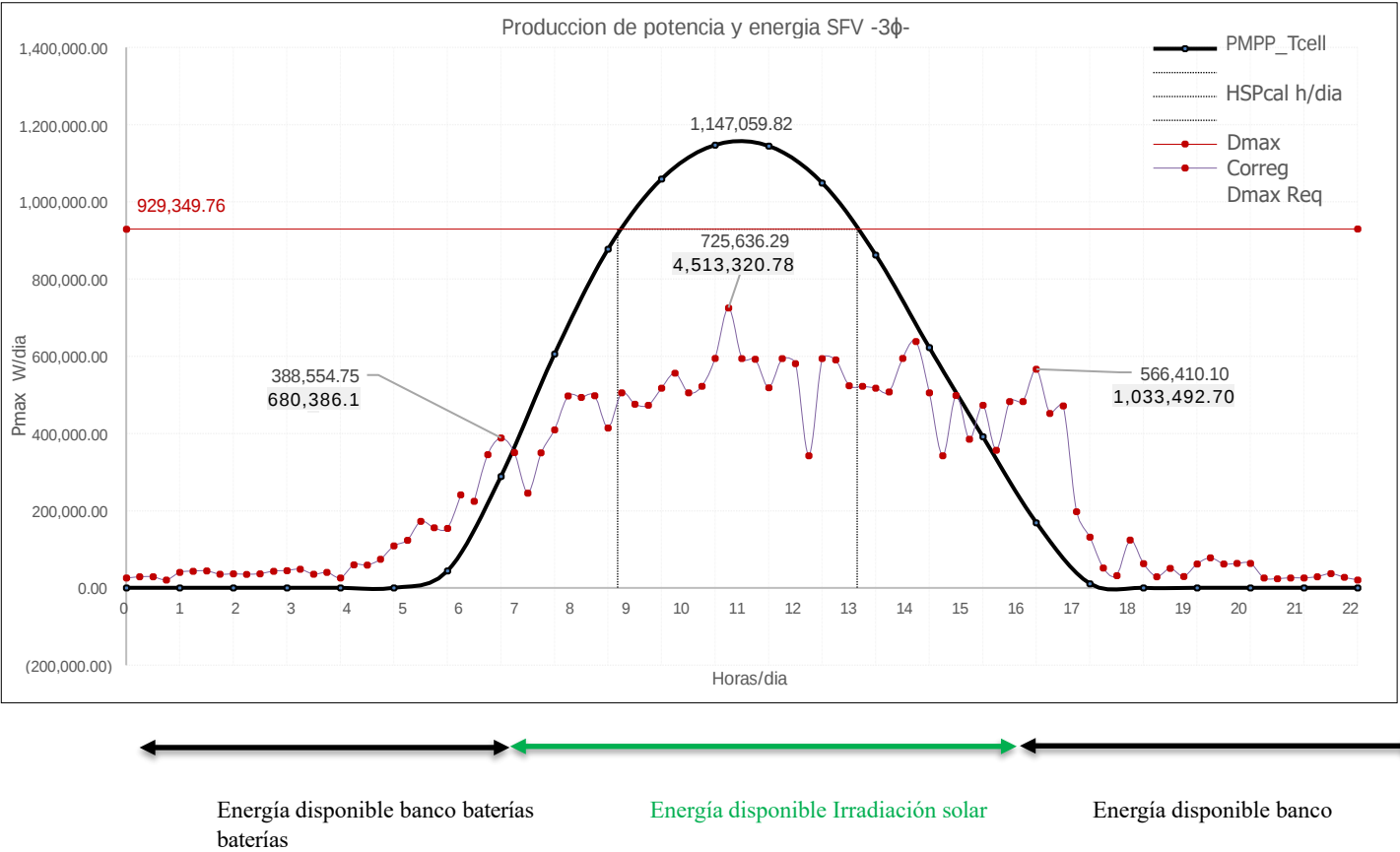
Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

Tabla 4.18

Evaluación de la energía y potencia pico generada.

GRAFICO ESTIMACIÓN POTENCIA PICO Y ENERGIA PRODUCIDA			
HSP calculado =	5.65	h/día	Reducción HSP por pérdidas 1.20 h/día
HSP seleccionado =	4.45	h/día	

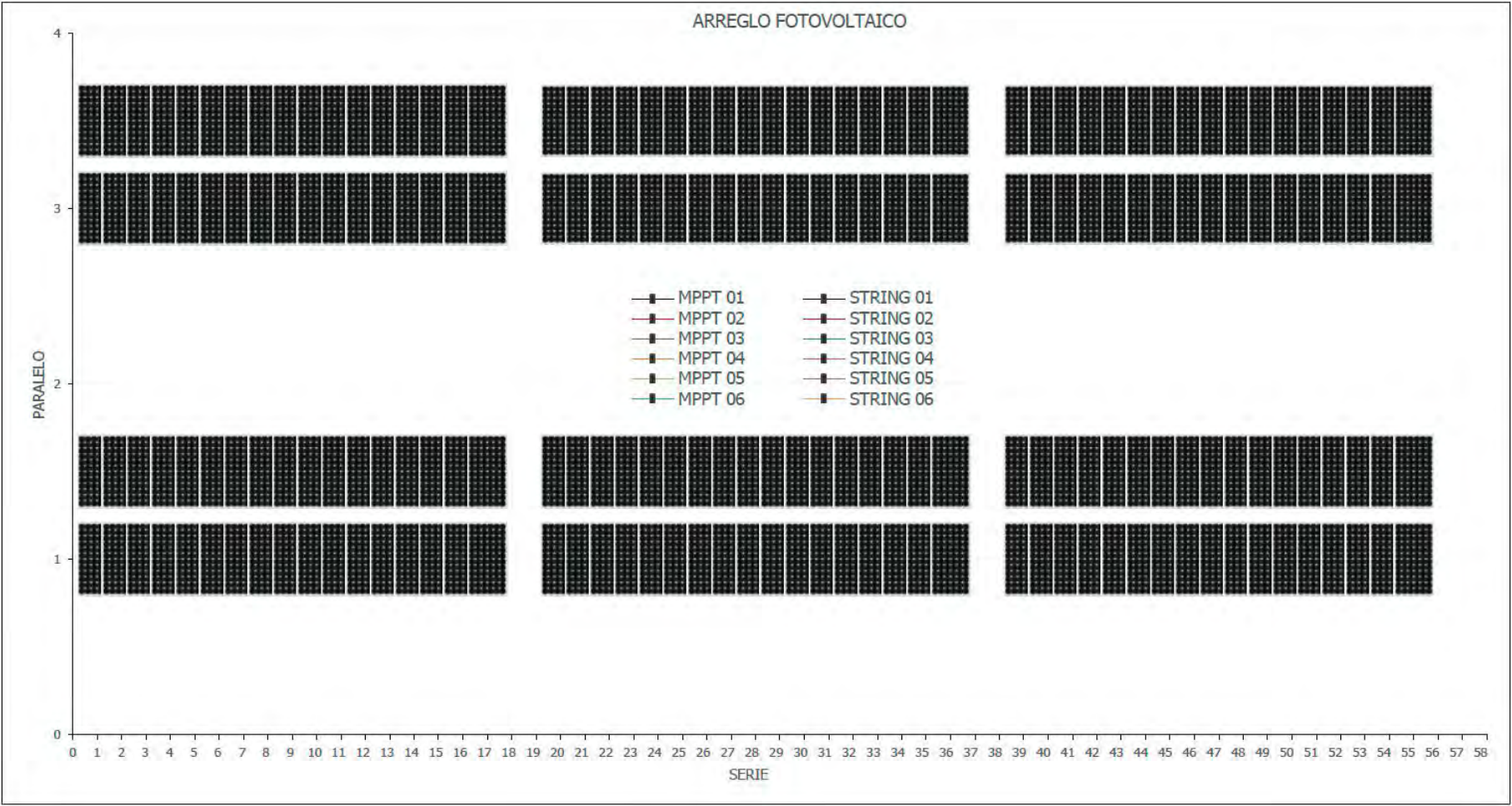
UTC-5	PMPP_Tcell
0	0.00
1	0.00
2	0.00
3	0.00
4	0.00
5	0.00
6	43,820.85
7	289,069.94
8	605,767.76
9	877,454.31
10	1,059,330.61
11	1,147,059.82
12	1,144,510.21
13	1,048,923.21
14	862,097.89
15	622,409.14
16	391,672.52
17	168,847.35
18	11,017.46
19	0.00
20	0.00
21	0.00
22	0.00
23	0.00



Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

Tabla 4.19

Arreglo fotovoltaico por unidad de inversor.



Nota: Análisis documental a partir de datos históricos.

4.2.7. Cálculo eléctrico en DC y AC

Tiene como propósito el dimensionamiento de la obra eléctrica en DC y AC tales Como:

- 1) Dimensionamiento de los fusibles en DC y termomagnéticos en DC y AC.
- 2) Dimensionamiento de los sistemas de protección sobretensión en DC y AC.
- 3) Dimensionamiento del calibre del conductor en DC y AC.
- 4) Verificación de la caída de tensión en DC y AC.
- 5) Selección del diámetro para entubado.

El resumen se muestra en la tabla 4.20:

Tabla 4.20

Resumen de cálculos AC y DC.

Tableros DC: Tipo TDC1a6-PV1a6 por string e inversor

Descripción	Und	Cant.	Observación
Fusible DC	und	02	2Px20A – 1.00kVdc
Termomagnético DC	und	02	2Px20A– 1.00kVdc
Sistema de protección sobretensión SPD-DC	und	02	Uc 1.00kVdc, Up 1.5kV, Imp 20kA, In 10kA
Conductor			Tipo fotovoltaico 2-1x10mm ² 1.5kV
Tubería enterrada			PVC-SAP 1” y 3”

Tableros DC: Tipo TGPV1a12 por inversor

Descripción	Und	Cant.	Observación
Termomagnético DC	und	12	2Px20A– 1.00kVdc
Sistema de protección sobretensión SPD-DC	und	12	Uc 1.00kVdc, Up 1.5kV, Imp 20kA, In 10kA
Conductor			Tipo fotovoltaico 2-1x16mm ² 1.5kV
Tubería enterrada			PVC-SAP 1” y 3”

Tableros AC: Tipo TG-INV01a12 por inversor

Descripción	Und	Cant.	Observación
Termomagnético industrial AC	und	01	3Px250A– 500Vdc
Sistema de protección sobretensión SPD-DC	und	12	Uc 500Vdc, Up 1.0kV, Imp 40kA, In 20kA
Conductor			Tipo N2XOH 4-1x35mm ² 0.6/1.0kV
Tubería enterrada			PVC-SAP 4”

Celda de BT 3F-380/220V

Descripción	Und	Cant.	Observación
Termomagnético industrial AC FV Barras de cobre	und	12	3Px250A– 500Vdc 100% electrolíticos
Termomagnético industrial AC Carga	und	03	3Px150A– 500Vdc
	und	02	3Px450A– 500Vdc
	und	02	3Px100A– 500Vdc
	und	02	3Px250A– 500Vdc
Termomagnético industrial AC Llave general	und	03	3Px1600A(regulable)– 500Vdc
Conductor hacia cargas			Tipo N2XOH 4-1x25mm ² 0.6/1.0kV, Autoportante 3x70+16+NA50, 3x95+16+NA70, 3x25+16+NA25, etc (existentes)
Tubería enterrada hacia cargas			PVC-SAP 4” – Aéreo. (existentes)

Nota: Análisis documental a partir de datos técnicos.

Los fundamentos de dicho lineamiento se adjuntan el en (**ANEXO 06**). Así como el flujo de potencia (tensión y corriente) en el (**ANEXO 07**).

4.2.8. Calculo obra civil (losa rígida)

Con el fin de obtener las distancias adecuadas que se tienen en la distribución de la malla metálica para losa rígida del tipo industrial, siendo esta la base donde se ubicara la sala de control o casa de máquinas (CM) propiamente dicho:

Se tienen los siguientes resultados:

Tabla 4.21

Cálculos justificativos losa rígida para nave industrial.

Calculo estructural losa rigida industrial (verificación por la ecuacion Westerga ard 1926)					
Datos de entrada					
		S.		S. Ingles	
		Intern			
Largo	La	16.650	m	54.63	pies
Ancho	Lb	6.000	m	19.69	pies
Área	A	99.900	m ²	327.76	pies ²
Área de contacto a	a	0.102	m	4.00	pulg
Carga máxima	P	2721.6	kgf	6,000.00	Lbf
Resistencia del concreto					
A compresión	f _c			4,000.00	Lb/pulg ²

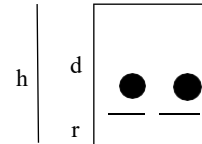
A tracción	ftc	200.00	Lb/pulg2
Características del suelo			
Tipo de suelo	Grava arcillosa		
Modulo subrasante	K	300.00	Lb/pulg3

Calculos preliminares

Módulo de elasticidad (Ec)	$E_c = 33w^{1.5} \sqrt{f'_c}$		
Peso específico del concreto	w	145.00	Lb/pie3
Resistencia del concreto	f'c	4,000.00	Lb/pulg2
		3,644,147.4	
Módulo de elasticidad	Ec	3	Lb/pulg2

Radio de la rigidez relativa (L)	$L = \sqrt[4]{\frac{Eh^3}{12(1-\mu^2)k}}$		
----------------------------------	---	--	--

Espeor de la losa	h	0.200	m	7.87	pulg
Recubrimiento de la losa	r	0.067		2.62	pulg
Peralte efectivo de la losa	d	0.133	m	5.25	pulg
Módulo de poisson	u	0.15			
Modulo subrasante	K			300.00	Lb/pulg3
Radio rigidez relativa				26.66	pulg
Valor optado				27.00	pulg



Verificaciones	$f_t = \frac{3P}{h^2} \left[1 - \left(\frac{a\sqrt{2}}{L} \right)^{0.6} \right]$				
Carga en esquina					
Espeor de la losa	h	0.200	m	7.87	pulg
Carga puntual	P			6,000.00	Lbf
Área de contacto	a			4.00	pulg
Radio rigidez relativa	L			27.00	pulg
					Lb/pulg
Esfuerzo tracción concreto	ftc			200.00	2
					lb/pulg
Esfuerzo actuante	ft			176.729	2
Condición		ftc > ft	Conforme		



Carga en borde		$f_b = 0.572 \frac{P}{h^2} \left[\log h^3 - 4 \log \left(\sqrt{1.6a^2 + h^2} - 0.675h \right) - \log k + 5.77 \right]$			
Espeor de la losa	h	0.200	m	7.87	pulg
Carga puntual	P			6,000.00	Lbf
Área de contacto	a			4.00	pulg
					Lb/pulg
Modulo subrasante	K			300.00	3
					Lb/pulg
Esfuerzo tracción concreto	ftc			200.00	2
					lb/pulg
Esfuerzo actuante	fb			196.794	2
Condición		fb > ft	Conforme		

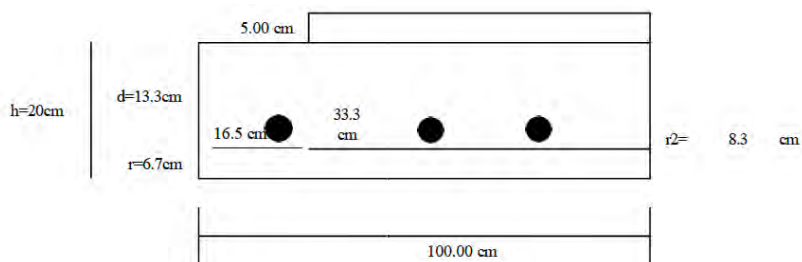


Carga interior	$f_b = 0.316 \frac{P}{h^2} \left[\log h^3 - 4 \log \left(\sqrt{1.6a^2 + h^2} - 0.675h \right) - \log k + 6.48 \right]$				
Espeor de la losa	h	0.200	m	7.87	pulg
Carga puntual	P			6,000.00	Lbf
Área de contacto	a			4.00	pulg
					Lb/pulg
Modulo subrasante	K			300.00	3
					Lb/pulg
Esfuerzo tracción concreto	ftc			200.00	2
					lb/pulg
Esfuerzo actuante	fbi			130.431	2
Condición		fbi > ft	Conforme		



Condiciones finales

Espesor de la losa	h	0.200	cm	20.0	cm
Peralte efectivo losa	d	0.133	cm	13.3	cm
recubrimiento de la losa	r	0.067	cm	6.7	cm
Cantidad de refuerzo acero	As	3.000	cm ² /m	3.0	cm ² /m



Nota: Análisis documental a partir de datos técnicos.

4.2.9. Detalle de los planos

Se adjunta según el orden siguiente:

- | | |
|---|------------|
| 1) Plano cartográfico (A4) | (ANEXO 08) |
| 2) Plano obra civil excavaciones (A3) | (ANEXO 09) |
| 3) Plano obra civil zapata string (A4) | (ANEXO 10) |
| 4) Plano obra civil Buzón IE tipo A (A4) | (ANEXO 11) |
| 5) Plano obra civil Buzón IE tipo B (A4) | (ANEXO 12) |
| 6) Plano obra civil Buzón IE tipo C (A4) | (ANEXO 13) |
| 7) Plano obra civil Buzón IE tipo F (A4) | (ANEXO 14) |
| 8) Plano obra civil Losa rígida industrial (A3) | (ANEXO 15) |
| 9) Plano obra civil Estructura metaliza sala control (A3) | (ANEXO 16) |
| 10) Plano obra civil arquitectura sala control (A3) | (ANEXO 17) |
| 11) Plano obra eléctrica sistema fotovoltaico (A3) | (ANEXO 18) |
| 12) Plano obra eléctrica diagrama unifilar DC (A4) | (ANEXO 19) |
| 13) Plano obra eléctrica diagrama unifilar AC (A4) | (ANEXO 20) |
| 14) Plano obra eléctrica instalaciones eléctricas sala control (A4) | (ANEXO 21) |
| 15) Plano obra eléctrica diagrama unifilar existente (A4) | (ANEXO 22) |

4.3. Evaluación del presupuesto para la generación fotovoltaica

4.3.1. Resumen del presupuesto y listado de insumos requeridos

Una vez analizado el metrado, las partidas consideradas, así como el análisis de precios unitarios. El presupuesto por administración directa para la implementación de la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro asciende a los S/ 8,923,895.43 (ocho millones, novecientos veintitrés mil ochocientos noventa y cinco con 43/100 soles), con un tiempo de ejecución de 10 meses y 13 días calendarios.

Así mismo se determinó el costo por cada kW instalados, siendo de 2,460.00 USD/kW. Estos resultados se detallan en la tabla 4.22:

Tabla 4.22

Resumen del presupuesto y listado de insumos requeridos generación FV.

HOJA RESUMEN PRESUPUESTO Y LISTADO DE INSUMOS A PARTIR DEL ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS (APU)					
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO 1MW (SFVA-1MW)					
IU CODIGO	DESCRIPCIÓN	UNIDA D	METRADO	P.U. (S/)	PARCIAL (S/)
MANO DE OBRA					519,976.62
101000002	OPERARIO	hh	1,872.86	17.21	32,224.04
101000003	OFICIAL	hh	4,151.60	13.56	56,295.67
101000004	PEÓN	hh	34,129.76	12.31	420,251.13
101000007	TOPÓGRAFO	hh	186.88	18.18	3,397.80
101000009	OPERADOR SOLDADOR HOMOLOGADO 6G	hh	392.00	19.92	7,807.99
MATERIALES					6,043,099.97
303000001	PORTAMODULO OFICINA 2.44X6.00M	pza	2.00	6,991.53	13,983.05
303000002	PORTAMODULO ALMACÉN 2.44X12.00M	pza	2.00	8,577.33	17,154.66
303000003	CASETA DE VIGILANCIA 1.5X2M	pza	1.00	1,268.01	1,268.01
303000004	PORTAMODULO SALA DE REUNIONES 2.44X12.00M	pza	1.00	8,297.67	8,297.67
303000005	BAÑO QUÍMICO INDIVIDUAL AZUL RESISTENTE 80KG	pza	2.00	1,650.00	3,300.00
303000006	LISTON TORNILLO 4X4"	pie2	24.06	2.12	50.97
303000007	LISTON TORNILLO 3X3"	pie2	8.86	3.23	28.60
303000008	LISTON TORNILLO 3X4"	pie2	7.87	2.26	17.82

303000009	PERNOS 5/8" X 8" CON TUERCA Y ARANDELA	pza	12.00	12.08	145.02
303000010	CLAVO DE 3"	kg	513.98	4.23	2,173.52
303000011	CLAVO DE 4"	kg	0.30	5.51	1.65
303000012	ALAMBRE RECOCIDO #8	kg	477.02	3.78	1,802.98
303000013	GIGANTOGRAFÍA Y/O PANEL SEGÚN DISEÑO	und	1.00	322.03	322.03
303000014	CEMENTO PORTLAND TIPO I X42.5KG	bol	848.93	24.58	20,863.42
303000015	HORMIGÓN	m3	17.72	50.85	901.00
303000016	PIEDRA MEDIANA	m3	0.97	50.85	49.14
303000017	AGUA	m3	198.95	1.10	219.18
303000018	AGUA TRATADA	m3	18.00	1.14	20.59
303000019	GRUPO ELECTRÓGENO TRIFÁSICO 10KVA. 3φ 380/220, 60HZ	glb	1.00	10,084.75	10,084.75
303000020	COMBUSTIBLE DIESEL	gal	1,771.75	12.96	22,957.66
303000021	PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO	glb	1.00	2,542.37	2,542.37
303000022	CASCO BLANCO	und	11.00	46.61	512.71
303000023	CASCO ROJO	und	3.00	46.61	139.83
303000024	CASCO AZUL	und	36.00	46.61	1,677.97
303000025	LENTES BLANCO	und	734.00	6.78	4,976.27
303000026	LENTES NEGRO	und	734.00	6.78	4,976.27
303000027	BARBIQUEJO NEGRO	und	11.00	4.24	46.61
303000028	BARBIQUEJO ROJO	und	3.00	4.24	12.71
303000029	BARBIQUEJO NARANJA	und	36.00	4.24	152.54
303000030	PROTECCIÓN AUDITIVA	und	50.00	11.78	588.98
303000031	ZAPATOS DIELÉCTRICOS PUNTA FIBREGLASS	par	48.00	72.03	3,457.63
303000032	CAMISA OXFORD GRIS	und	12.00	29.66	355.93
303000033	CAMISA JEANS INDUSTRIAL REFLECTANTE NARANJA	und	36.00	38.14	1,372.88
303000034	CHALECO DE SEGURIDAD INDUSTRIAL REFLECTANTE AZUL	und	9.00	63.56	572.03
303000035	CHALECO DE SEGURIDAD INDUSTRIAL REFLECTANTE ROJO	und	3.00	63.56	190.68
303000036	CHALECO DE SEGURIDAD INDUSTRIAL REFLECTANTE NARANJA	und	36.00	63.56	2,288.14
303000037	CASACA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL REFLECTANTE AZUL	und	9.00	101.69	915.25
303000038	CASACA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL REFLECTANTE ROJO	und	3.00	101.69	305.08
303000039	CASACA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL REFLECTANTE NARANJA	und	36.00	101.69	3,661.02
303000040	PANTALÓN JEANS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL REFLECTANTE AZUL	und	9.00	55.08	495.76
303000041	PANTALÓN JEANS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL REFLECTANTE ROJO	und	3.00	55.08	165.25
303000042	PANTALÓN JEANS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL REFLECTANTE NARANJA	und	36.00	55.08	1,983.05
303000043	GUANTES DE CUERO	par	720.00	18.64	13,423.73
303000044	GUANTES DE NYLON	par	720.00	10.17	7,322.03
303000045	CARETA FACIAL	und	36.00	21.99	791.69
303000046	ARNES DE SEGURIDAD	und	5.00	230.51	1,152.54
303000047	SISTEMA LINEA DE VIDA	und	5.00	3,338.89	16,694.45
303000048	PUNTOS DE ANCLAJE	und	5.00	29.66	148.31
303000049	ESCALERA TELESCOPICA 28 PASOS	und	4.00	1,144.07	4,576.27
303000050	ESCALERA TIJERAL 12 PASOS	und	4.00	271.19	1,084.75
303000051	EXTINTOR TIPO POLVO QUIMICO SECO	und	4.00	321.19	1,284.75
303000052	PARANTES DE IDENTIFICACION DE OBRA	und	20.00	67.80	1,355.93
303000053	CINTAS DE SENALIZACION	und	20.00	57.97	1,159.32
303000054	CONOS REFLECTIVOS	und	20.00	22.88	457.63
303000055	SEÑALETICAS Y/O PALETAS DE SEGURIDAD	und	5.00	22.80	113.98
303000056	CAPACITACION SSOMA	glb	1.00	3,000.00	3,000.00

303000057	BOTIQUINES	und	4.00	228.05	912.20
303000058	TOPICOS PARA BOTIQUINES	und	4.00	84.75	338.98
303000059	CAMILLAS	und	4.00	376.27	1,505.08
303000060	PMA	glb	1.00	10,169.49	10,169.49
303000061	CIRA	glb	1.00	2,108.00	2,108.00
303000062	LISTON TORNILLO 2X3"	pie2	19,165.35	2.42	46,451.62
303000063	ESTACA TORNILLO 2X3"X0.6M	und	4,113.00	2.54	10,456.78
303000064	YESO BOLSA X20KG	bol	35.00	13.14	459.75
303000065	ROLLO DE CORDEL X50M	und	50.00	18.73	936.44
303000066	PINTURA ESMALTE SISTETICO ESTANDAR (SPRAY)	und	70.00	13.73	961.02
303000067	WINCHA X30M	und	5.00	37.20	186.02
303000068	TABLÓN TORNILLO 1 1/2X4"	pie2	63.98	5.65	361.63
303000069	ARENA GRUESA	m3	42.52	50.85	2,162.09
303000070	PIEDRA CHANCADA DE 1/2"	m3	43.34	50.85	2,203.67
303000071	ACERO CORRUGADO Ø3/8"	kg	3,436.58	4.04	13,885.69
303000072	ALAMBRE RECOCIDO #16	kg	124.58	3.78	470.88
303000073	TABLÓN TORNILLO 1 1/2X8"	pie2	6,883.27	3.64	25,024.76
303000074	TABLÓN TORNILLO 1 1/2X3"	pie2	850.39	6.46	5,491.53
303000075	ACERO CORRUGADO Ø1/2"	kg	2,135.02	4.25	9,081.06
303000076	PLATINA DE F°G° 100X100XE4MM; Ø10MM	und	864.00	66.53	57,477.97
303000077	PERNO DE ANCLAJE TIPO L+TUERCA+ARANDELA PLANA 3/8"; 200X50MM	und	864.00	19.15	16,547.80
303000078	BASE PLATINA F°G° RECTANGULAR 300X150X6MM	und	6.00	47.88	287.29
303000079	BASE PLATINA F°G° CUADRADO 220X220X6MM	und	4.00	50.76	203.05
303000080	PERNO DE ANCLAJE TIPO L+TUERCA+ARANDELA PLANA 5/8"; 200X50MM	und	40.00	21.69	867.80
303000081	PLANCHA DE F°G° DIAMANTADA E=4MM	und	19.60	39.71	778.49
303000082	PERFIL ANGULAR 1 1/4"X1 1/4" XE=1/8"	und	189.17	8.47	1,603.14
303000083	PERFIL ANGULAR 1 1/2"X1 1/2" XE=1/8"	und	90.87	10.59	962.63
303000084	PERFIL F°G° CUADRADO 150X150X3200XE6MM	und	10.00	10.30	102.97
303000085	BASE PLATINA F°G° CUADRADO 220X220XE6MM	und	4.00	56.36	225.42
303000086	BASE PLATINA F°G° RECTANGULAR 300X150XE6MM	und	6.00	59.24	355.42
303000087	PERFIL U 162X50XE6MM	und	42.00	12.71	533.90
303000088	PERNO EXAGONAL 3/8X7"	und	42.00	10.59	444.92
303000089	PERFIL L 50X50XE6MM	und	10.00	9.32	93.22
303000090	PERNO EXAGONAL 3/8X3"	und	10.00	8.05	80.51
303000091	PERFIL F°G° RECTÁNGULO 150X50X3232XE3MM	und	12.00	30.68	368.12
303000092	PERFIL F°G° RECTÁNGULO 150X50X3688XE3MM	und	4.00	34.93	139.72
303000093	PERFIL F°G° RECTÁNGULO 150X50X3482XE3MM	und	1.00	33.05	33.05
303000094	PERFIL F°G° RECTÁNGULO 150X50X3482XE3MM SEGÚN ESPECIFICACIÓN PLANO	und	1.00	33.05	33.05
303000095	PERFIL F°G° RECTÁNGULO 50X50X5000XE2MM	und	5.00	47.46	237.29
303000096	PERFIL F°G° RECTÁNGULO 50X50X15,650XE2MM	und	5.00	148.54	742.71
303000097	PERFIL F°G° RECTÁNGULO 50X50X2550XE2MM	und	10.00	24.20	242.03
303000098	PERFIL F°G° ANGULAR DE 30X30X6000X3MM	und	8.00	56.95	455.59
303000099	THERMOMURO CCA-100 ANCHO UTIL 1100MM X 3250MM	und	35.00	1,898.31	66,440.68
303000100	CANAL U PARA THERMOMURO 103X50X6000XE0.6MM	und	6.00	29.66	177.97
303000101	TORNILLO AUTOTALADRANTE CONCRETO CABEZA	und	74.00	0.76	56.44
303000102	TORNILLO AUTOTALADRANTE PANEL SANDWICH + ARANDELA SELLADA EPDM Ø16 DOBLE ROSCA 6.5X160MM	und	334.00	1.02	339.66
303000103	ESQUINERO L EXTERIOR 150X50X3250XE0.6MM	und	4.00	22.03	88.14
303000104	ESQUINERO L INTERIOR 50X50X3250XE0.6MM	und	4.00	24.58	98.31
303000105	ESQUINERO U EXTERIOR 150X50X3250XE0.6MM	und	2.00	27.97	55.93

303000106	THERMOTECHO TCA-804 ANCHO UTIL 1100MM X 2550MM	und	30.00	1,898.31	56,949.15
303000107	CUMBRERA DENTADA EXTERNA PARA THERMOTECHO TCA-804 E0.6MM X3000MM	und	6.00	54.24	325.42
303000108	TORNILLO AUTOTALADRANTE PANEL SANDWICH + ARANDELA SELLADA EPDM Ø16 4.5X32MM	und	360.00	1.99	716.95
303000109	KIT VENTANA 1X0.5M PARA THERMOMURO	und	8.00	1,059.32	8,474.58
303000110	KIT PUERTA DOBLE HOJA 1.80X2.10M PARA THERMOMURO	und	1.00	1,822.03	1,822.03
303000111	PERFIL ANGULAR F°G° AL50X50X4MMX6M	und	6,048.00	105.93	640,677.97
303000112	PERNO MAQUINADO EXAGONAL+TUERCA+ARANDELA PLANA 3/8X 1X1/2"	und	3,456.00	8.05	27,823.73
303000113	RIEL PARA MONTAJE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ALRS02; 55X31XE2MMX2.4M	und	5,616.00	101.42	569,595.66
303000114	ESTRUCTURA L FEET 80X35XE2MM	und	5,184.00	7.64	39,626.85
303000115	ABRAZADERA FINAL MODULO FOTOVOLTAICO 50X35XE2MM	und	576.00	7.55	4,349.29
303000116	ABRAZADERA INTERMEDIA MODULO FOTOVOLTAICO 50X35X2MM	und	4,608.00	3.22	14,839.32
303000117	EMPALME DE RIEL	und	2,304.00	10.58	24,367.73
303000118	MODULO FOTOVOLTAICO DE 610 WP	und	2,448.00	576.00	1,410,048.00
303000119	TUBERÍA PVC SAP 1"	m	2,099.21	2.68	5,627.55
303000120	TUBERÍA PVC SAP 3"	m	1,193.60	15.36	18,332.14
303000121	CONDUCTOR FOTOVOLTAICO 1.5KV, 2-1X10MM2+1X10MM2T	m	6,651.39	11.24	74,743.54
303000122	CONECTOR MC4 MACHO	und	144.00	4.53	652.88
303000123	CONECTOR MC4 HEMBRA	und	144.00	4.53	652.88
303000124	CONDUCTOR FOTOVOLTAICO 1.5KV, 2-1X16MM2+1X16MM2T	m	19,817.60	16.22	321,448.19
303000125	INVERSOR TRIFÁSICO 380/220, FP REGULABLE, 80KW + KIT INSTALACIÓN	und	12.00	49,315.51	591,786.10
303000126	BATERÍA DE LITIO 600AH A 24V	und	240.00	6,495.92	1,559,021.69
303000127	KIT GABINETE METÁLICO CON PUERTA ABISAGRADA 2.9X0.5X0.4M	und	12.00	1,906.78	22,881.36
303000128	GABINETE METÁLICO CON PUERTA ABISAGRADO Y MANDIL METÁLICO 0.25X0.35X0.15+ KIT INSTALACIÓN	und	72.00	110.17	7,932.20
303000129	FUSIBLE MAS PORTAFUSIBLES DC 2PX20A	und	144.00	129.66	18,671.19
303000130	TERMOMAGNÉTICO DC 2PX20A	und	156.00	48.31	7,535.59
303000131	SISTEMA DE PROTECCIÓN SOBRETENSIÓN SPD DC: UC 1.0KVDC, UP 1.5KV, IMP 20KA, IN 10KA	und	156.00	131.34	20,488.88
303000132	GABINETE METÁLICO CON PUERTA ABISAGRADO Y MANDIL METÁLICO 0.90X0.35X0.15+ KIT INSTALACIÓN	und	12.00	190.68	2,288.14
303000133	TUBERÍA PVC SAP 4"	m	34.61	19.83	686.19
303000134	ABRAZADERA METÁLICA DE 4" 02 OREJAS 2MM	und	72.00	7.20	518.64
303000135	CONDUCTOR N2XOH 1.0KV, 3-1X35MM2+1X35MM2N+1X35MM2T	m	126.24	20.42	2,578.29
303000136	KIT TERMINALES PARA CONDUCTOR TIPO N2XOH 35MM2	und	120.00	4.12	494.24
303000137	GABINETE METÁLICO CON PUERTA ABISAGRADO Y MANDIL METÁLICO 0.15X0.15X0.15+ KIT INSTALACIÓN	und	12.00	72.03	864.41
303000138	TERMOMAGNÉTICO AC 3PX250A	und	12.00	297.01	3,564.10
303000139	SISTEMA DE PROTECCIÓN SOBRETENSIÓN SPD DC: UC 500VDC, UP 1.0 KV, IMP 40KA, IN 20KA	und	12.00	296.61	3,559.32
303000140	GABINETE METÁLICO PARA CELDA BT 1.5MM E, 2000MMX1800MMX500MM, INCLUYE BARRAS, ACCESORIOS	und	1.00	10,593.22	10,593.22
303000141	LLAVE DE FUERZA CELDA BT 100A 500VAC	und	1.00	400.08	400.08
303000142	LLAVE DE FUERZA CELDA BT 150A 500VAC	und	3.00	546.18	1,638.53
303000143	LLAVE DE FUERZA CELDA BT 250A 500VAC	und	14.00	1,264.98	17,709.76
303000144	LLAVE DE FUERZA CELDA BT 450A 500VAC	und	2.00	1,293.66	2,587.32
303000145	LLAVE DE FUERZA PRINCIPAL CELDA BT 1600A 500VAC	und	1.00	4,837.98	4,837.98
303000146	CODO PVC SAP 1"	und	2.00	4.32	8.64
303000147	TUBERÍA PVC SAP 3/4"	m	4.98	2.01	9.99
303000148	CODO PVC SAP 3/4"	m	2.00	2.97	5.93

303000149	TUBERÍA CORRUGADO PVC FLEXIBLE DE 3/4"	m	33.77	3.39	114.46
303000150	CAJA ESTANCA DE 100X100X70MM CON 8 CONOS	und	12.00	22.70	272.44
303000151	CONDUCTOR TIPO N2XOH 1X10MM2	und	90.48	6.81	616.47
303000152	CONDUCTOR TIPO N2XOH 1X4MM2	und	31.57	3.33	105.14
303000153	CONDUCTOR TIPO N2XOH 1X2.5MM2	und	101.30	1.61	163.11
303000154	TABLERO METÁLICO TIPO RIEL DIN 18 POLOS CON PUERTA ABISAGRADA Y MANDIL FIJO	und	1.00	59.32	59.32
303000155	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO TM 3PX32A AC	und	1.00	123.39	123.39
303000156	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO TM 2PX16A AC	und	1.00	29.66	29.66
303000157	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO TM 2PX20A AC	und	2.00	29.66	59.32
303000158	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO TM 3PX20A AC	und	1.00	29.66	29.66
303000159	INTERRUPTOR DIFERENCIAL TM 2PX25A 30MMA	und	3.00	127.12	381.36
303000160	LUMINARIA HERMÉTICA + 02 TUBOS LED 2X58W, 8700LM 6500K	und	4.00	106.57	426.27
303000161	REFLECTOR LED 250W 26000LM 6500K 130LM/W	und	2.00	226.83	453.66
303000162	TOMACORRIENTE BIPOLAR DOBLE+TIERRA	und	1.00	18.64	18.64
303000163	CAJA MODULAR PVC 4X2"	und	2.00	6.78	13.56
303000164	INTERRUPTOR DOBLE	und	1.00	21.19	21.19
303000165	CONDUCTOR TIPO FOTOVOLTAICO 1X10MM2	und	1,026.00	11.24	11,529.46
303000166	VARILLA DE COBRE ELECTROLÍTICO 99.9% CU 3/4" 2.40M	und	8.00	291.82	2,334.58
303000167	CONECTOR TIPO ANDERSON CU 3/4"	und	16.00	4.66	74.58
303000168	DISCO ANTIRROBO P/VARILLA 3/4"	und	8.00	18.64	149.15
303000169	DOSIS QUÍMICA THOR GEL X 5 KG	und	16.00	127.03	2,032.54
303000170	DOSIS QUÍMICA CEMENTO CONDUCTIVO X 25 KG	und	16.00	27.97	447.46
303000171	CAJA REGISTRO CONCRETO 400X400X300MM	und	8.00	21.19	169.49
303000172	KIT PARARRAYOS TIPO IONIZANTE	glb	5.00	7,203.39	36,016.95
303000173	PRUEBAS ELÉCTRICAS EN DC	glb	1.00	6,694.92	6,694.92
303000174	PRUEBAS ELÉCTRICAS EN AC	glb	1.00	7,203.39	7,203.39
303000175	CINTA VULCANIZANTE 3M	und	57.00	15.25	869.49
303000176	PEGAMENTO PARA PVC AZUL 118 ML	und	8.00	14.83	118.64

EQUIPOS Y/O MAQUINARIAS Y/O HERRAMIENTAS**235,902.46**

202000010	TALADRO	hm	25.87	2.12	54.80
202000011	AMOLADORA	hm	8.00	2.65	21.19
202000012	ESCALERA TELESCÓPICA	hm	427.47	3.18	1,358.47
202000013	ESCALERA TIJERAL	hm	2,760.71	2.12	5,848.96
202000016	ESTACIÓN TOTAL	hm	186.88	127.12	23,755.44
202000017	MIRA TOPOGRÁFICA	hm	186.88	1.69	316.74
202000018	TRIPODE DE ALUMINIO	hm	287.18	1.96	562.81
202000019	NIVEL DE INGENIERO (AUTOMÁTICO)	hm	100.31	33.90	3,400.27
202000020	CARRETILLA	hm	1,192.73	3.18	3,790.44
212000001	GRUA	hm	144.87	169.49	24,553.83
212000002	CAMIONETA	hm	309.87	12.71	3,939.06
212000003	RETROEXCAVADORA	hm	186.23	101.69	18,938.47
212000004	COMPACTADOR VIBRADOR TIPO PLANCHA 4 HP	hm	461.25	5.30	2,443.05
212000005	CAMIÓN VOLQUETE 3 TN	hm	13.43	15.89	213.37
212000006	MESCLADORA DE CONCRETO 2HP 1/2 BOLSA CEMENTO	hm	115.31	8.47	977.21
212000007	VIBRADOR DE CONCRETO 4 HP 1.50"	hm	115.31	10.06	1,160.44
212000008	CARGADOR ORUGA	hm	86.89	516.95	44,915.36
212000009	CAMIÓN CISTERNA 5000 GAL	hm	137.01	423.73	58,055.22
222000001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO	519,949.50	3.00%	15,598.49

222000002	EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL EPPS	%MO	519,976.6 2	5.00%	25,998.83
-----------	-------------------------------------	-----	----------------	-------	-----------

RESUMEN DE PRESUPUESTO POR ADMINISTRACIÓN DIRECTA SECTOR PRIVADO

COSTO DIRECTO (CD)	
A	6,798,979.05
MANO DE OBRA	519,976.62
EQUIPO	6,043,099.97
HERRAMIENTA	235,902.46
B COSTO INDIRECTO (CI)	763,644.20
PLANILLA	559,674.83
GASTOS ADMINISTRATIVOS	67,989.79
TRANSPORTE Y DEMAS	135,979.58
E PARCIAL	7,562,623.25
F IGV	1,361,272.18
G PRESUPUESTO TOTAL	8,923,895.43

**SON: OCHO MILLONES, NOVECIENTOS VEINTITRÉS MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y CINCO
CON 43/100 SOLES**

Tiempo de ejecución:

10 MESES CON
13 DÍAS

***) COSTO DE INVERSIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO POR KW INSTALADO SECTOR MINERO**

Pi =	1,000.00	kW
Inversión =	8,923,895.43	Soles
Soles / kW =	8,923.90	
Tipo de cambio =	3.6147	Jun-25
USD / kW =	2,469.00	

Nota: Análisis documental a partir de datos económicos.

Los fundamentos de dichos cálculos se anexan como:

- 1) Hoja de metrados que incluye, las partidas consideradas, así como los costos por partida, cabe mencionar que dichos costos son producto del análisis de los precios unitarios. (A4)

(ANEXO 8)

4.4. Evaluación de los indicadores económicos por administración directa

Para la evaluación de los indicadores económicos, se avaluaron de forma detallada los costos por operación y mantenimiento, así como la depreciación de los equipos fotovoltaicos principales tales como los módulos fotovoltaicos, los inversores y las baterías para un horizonte de tiempo de 20 años.

Así mismos, cabe mencionar que dicho análisis se efectúa a nivel privado y un capital propio disponible y que la ejecución de la obra sería administrada directamente por la pequeña minería. Los ingresos serían los costos operativos anuales que se tienen por la utilización de los grupos electrógenos existentes con crecimiento del 2.44% según se detalla en la tabla 4.27.

4.4.1. Evaluación técnica de la operación y mantenimiento

Para el caso de la operación fotovoltaica, se ha considerado una planilla conformada por (03) tres profesionales:

- Jefe de planta
- Asistente técnico
- Asistente administrativo.

Para el caso del mantenimiento fotovoltaico, se ha considerado los porcentajes típicos de los costos por USD/kW-año, por actividad relacionada según la (Dirección General Energías Alternativas, 2018).

En cuanto a la depreciación de los componentes principales tales como los módulos fotovoltaicos, los inversores y baterías se calcularon acorde a criterios técnicos propios del proyecto de tesis al igual que en los mantenimientos de las estructuras fotovoltaicas.

Los costos de operación y mantenimiento corresponden a costos anuales que se tendrían y se detallan como:

Tabla 4.23

Análisis de la operación fotovoltaica

ANÁLISIS PLANILLA PERSONAL

Ítems	Concepto	Cantidad	Sueldo bruto mensual	Sueldos al año	Costo anual
1	Jefe de planta	1.00	6,500.00	14.00	91,000.00
2	Asistente técnico	1.00	3,500.00	14.00	49,000.00
3	Asistente administrativo	1.00	3,100.00	14.00	43,400.00
TOTAL =					183,400.00

Nota: Análisis documental a partir de datos económicos.

Tabla 4.24

Evaluación de los costos administrativos.

ANÁLISIS ELEMENTOS MANTENIMIENTO FV

Tipo cambio al 18/06/2025 = 3.6147

Ítems	Concepto presupuesto	Costo USD/kW-año		Costo S/ /kW-año	
1	Mantenimiento general del sitio	de 0.20	a 0.30	de 0.72	a 1.08
2	Cableado/inspección eléctrica	de 1.40	a 5.00	de 5.06	a 18.07
3	Mantenimiento módulos FV con manejo de vegetación	de 0.80	a 1.30	de 2.89	a 4.70
4	Mantenimiento inversor	de 0.50	a 1.80	de 1.81	a 6.51
5	Reemplazo inversor *		a 193.19		a 698.31
6	Reemplazo baterías *		a 508.93		a 1839.65
7	Reemplazo módulos fotovoltaicos *		a 472.96		a 1709.61
8	Mantenimiento de la estructura de soporte fotovoltaico	de 0.15		de 0.55	
9	Repuestos en general	de 2.00	a 20.00	de 7.23	a 72.29

* Montos no considerados en el presente análisis debido a que se consideran como depreciación en el análisis económico

1) Depreciación componentes principales

1.00 MW

Ítems	Descripción	Und	Cantidad	PU	Parcial	USD	USD/kW
1	Inversor 80kW	Und	12.00	58,192.30	698,307.60	193,185.49	193.19
2	Batería 600Ah 24V	Und	240.00	7,665.19	1,839,644.56	508,934.52	508.93
3	Módulos fotovoltaicos 610Wp	Und	2,448.00	698.37	1,709,609.76	472,960.35	472.96

2) Mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo

Ítems	Descripción	Und	Cantidad	PU	Parcial	USD	USD/k
1	Estructura de soporte	Und	72.00	7.65	550.56	152.31	0.15
2	Perno maquinado	Und	5.00	4.20	21.00	5.81	0.01

3	Riel metálico montaje ALRS02x2.4m	Und	4.00	119.68	478.72	132.44	0.13
4	Abrazadera final modulo	Und	4.00	8.91	35.64	9.86	0.01
5	Abrazadera intermedia modulo	Und	4.00	3.80	15.20	4.21	0.00

Nota: Análisis documental a partir de datos económicos.

Tabla 4.25

Evaluación de los costos administrativos.

ANÁLISIS COSTOS ADMINISTRATIVOS FV				Tipo cambio al 18/06/2025 = 3.6147	
Ítems	Concepto presupuesto	Costo USD/kW-año		Costo S/ /kW-año	
1	Seguro	de 5.18	a 6.61	de 18.71	a 23.89
2	Seguridad	de 0.14	a 1.42	de 0.50	a 5.14
3	vehículos	de 0.15	a 1.52	de 0.55	a 5.49
4	Art. of. y otro	de 0.06	a 0.40	de 0.22	a 1.45
5	Capacitaciones	de 0.02	a 0.20	de 0.07	a 0.72

Nota: Análisis documental a partir de datos económicos.

Tabla 4.26

Resumen operación y mantenimiento fotovoltaico.

Ítems	Concepto	S/ /kW-año	1 MW
1	COSTOS DE OPERACIÓN & MANTENIMIENTO		201,662.59
1.1	COSTOS DE OPERACIÓN (PERSONAL)		183,400.00
1.1.1	Jefe de planta		91,000.00
1.1.2	Asistente técnico		49,000.00
1.1.3	Asistente administrativo		43,400.00
1.2	COSTOS DE MANTENIMIENTO		18,262.59
1.2.1	Mantenimiento general del sitio	0.72	722.94
1.2.2	Cableado/inspección eléctrica	5.06	5,060.58
1.2.3	Mantenimiento módulos FV con manejo de vegetación	2.89	2,891.76
1.2.4	Mantenimiento inversor	1.81	1,807.35
1.2.5	Reemplazo inversor **	0.00	0.00
1.2.6	Reemplazo baterías **	0.00	0.00
1.2.7	Reemplazo módulos fotovoltaicos **	0.00	0.00
1.2.8	Mantenimiento de la estructura de soporte fotovoltaico	0.55	550.56
1.2.9	Repuestos en general	7.23	7,229.40
** Montos considerados como depreciación en el análisis económico, por lo que se obvia para este caso.			
2	COSTOS ADMINISTRATIVOS		20,051.68
2.1	Seguro	18.71	18,712.29
2.2	Seguridad	0.50	500.78
2.3	Vehículos	0.55	549.43
2.4	Art. of. y otro	0.22	216.88
2.5	Capacitaciones	0.07	72.29

TOTAL, COSTOS DE OPERACIÓN & MANTENIMIENTO & ADMINISTRATIVOS = 221,714.27

Nota: Análisis documental a partir de datos económicos.

4.4.2. Evaluación de los indicadores económicos

Según las evaluaciones pertinentes, el proyecto de tesis de la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024 resulta ser viable económicamente.

Por lo que se tiene un VAN de S/ 3,394,720.46, TIR de 16.89%, B/C de 1.38 y recuperable en 11.23 años.

Tabla 4.27

Datos de entrada y evaluación de la variación del costo diésel.

1) Datos de entrada

Descripción	Valor	Unidad	Observación
Inversión inicial por administración directa	8,923,895.43	Soles	Capital propio
Ingreso primer año	1,844,566.82	Soles	(*)
Tasa de descuento a costos privados	12%	%	Invierte.pe
Tipo de periodo	1	Anual	
Numero periodo	15	Años	

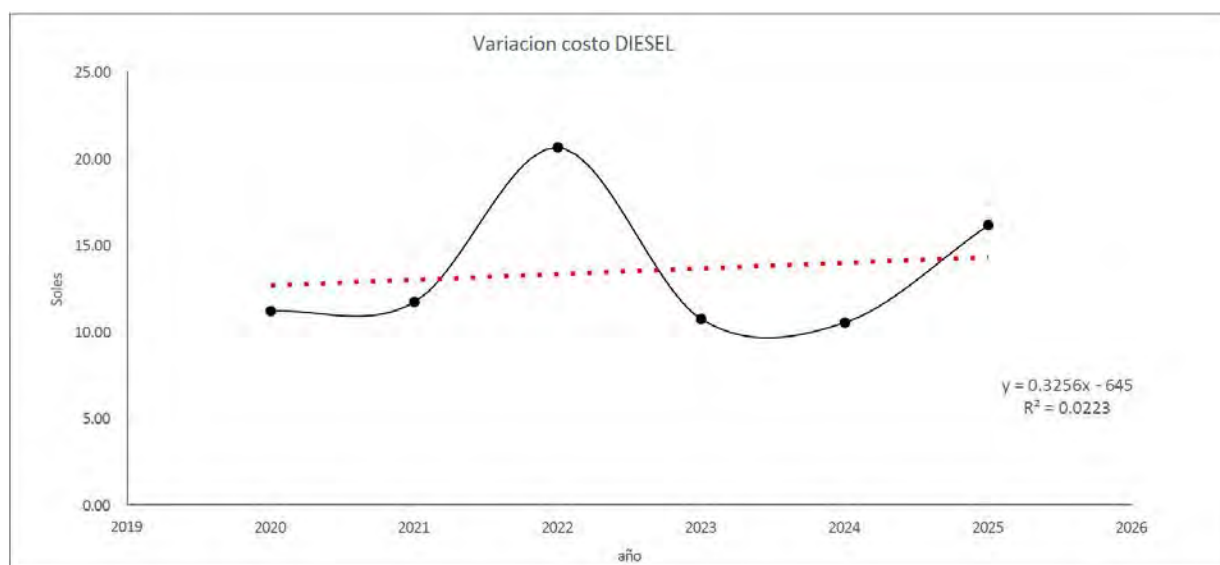
(*) Los ingresos anuales son referentes al costo que deja de pagar por la generación de electricidad mediante grupo electrógeno a Diesel

2) Análisis variación DIESEL (Osinergmin)

Año	min	max	promedio	Lineal	% tasa
2020	10.54	11.79	11.17	12.71	
2021	9.85	13.53	11.69	13.04	2.56%
2022	20.49	20.75	20.62	13.36	2.50%
2023	8.94	12.47	10.71	13.69	2.44%
2024	10.46	10.56	10.51	14.01	2.38%
2025	13.98	18.29	16.14	14.34	2.32%
				Promedio =	2.44%

Nota: Análisis documental a partir de datos económicos.

Figura 4.11

Curva de variación costo diésel.

Nota: Análisis documental a partir de datos económicos.

Tabla 4.28

Análisis de la depreciación de equipos principales fotovoltaicos.

(**) Análisis Depreciación equipos principales

Descripción	Cantidad	PU	Costo total	Valor residual	Vida útil	Depreciación	Porcentaje
Inversor	12.00	58,260.77	699,129.28	0.00	10.00	69,912.93	0.78%
Modulo fotovoltaico	2,448.00	704.26	1,724,027.01	0.00	20.00	86,201.35	0.97%
Baterías	240.00	7,676.89	1,842,453.89	0.00	10.00	184,245.39	2.06%

Nota: Análisis documental a partir de datos económicos.

Tabla 4.29

Evaluación de indicadores económicos a precios privados

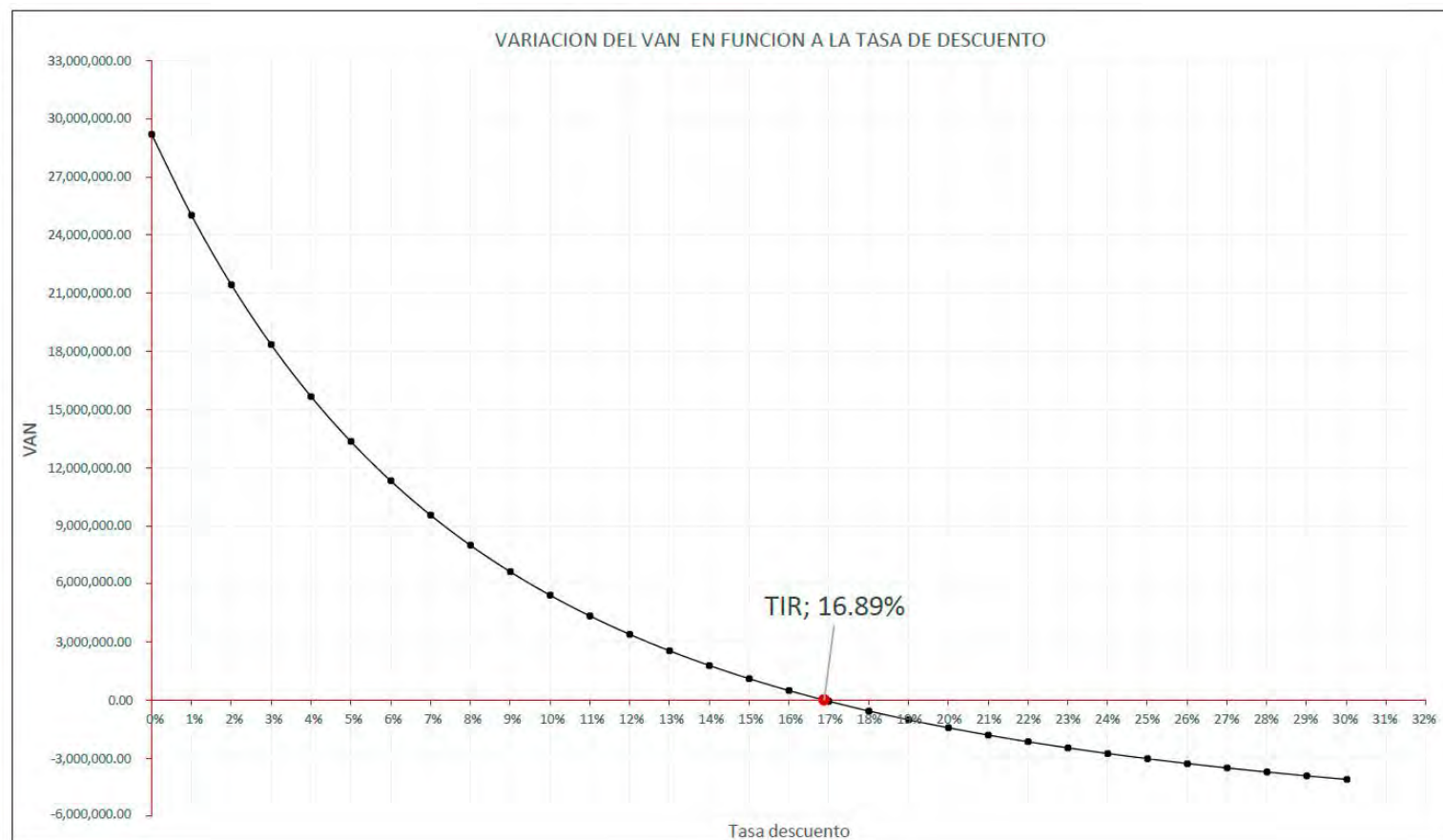
EVALUACIÓN DE INDICADORES ECONÓMICOS A PRECIOS PRIVADOS														
Ítems	Periodo	Inversión	Ingreso	Oper.	Mant.	Cost. Adm.	Depreciación equip. Prin. (**)					Flujo de efectivo	Valor actual	Flujo efectivo acumulado
							O&M	Inversor	Modulo fotovoltaico	bateria	parcial			
			2.44%	2.06%	0.20%	0.22%		0.78%	0.97%	2.06%				
0	2026	-8,923,895.43										-8,923,895.43	-8,923,895.43	
1	2027		1,844,566.82	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27	69,912.93	86,201.35	184,245.39	340,359.67	1,282,492.88	1,145,082.93	-7,778,812.50
2	2028		1,889,563.94	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27	69,912.93	86,201.35	184,245.39	340,359.67	1,327,490.00	1,058,266.90	-6,720,545.60
3	2029		1,935,658.74	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27	69,912.93	86,201.35	184,245.39	340,359.67	1,373,584.80	977,690.53	-5,742,855.07
4	2030		1,982,877.99	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27	69,912.93	86,201.35	184,245.39	340,359.67	1,420,804.05	902,946.66	-4,839,908.40
5	2031		2,031,249.13	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27	69,912.93	86,201.35	184,245.39	340,359.67	1,469,175.19	833,649.46	-4,006,258.94
6	2032		2,080,800.26	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27	69,912.93	86,201.35	184,245.39	340,359.67	1,518,726.32	769,434.02	-3,236,824.93
7	2033		2,131,560.15	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27	69,912.93	86,201.35	184,245.39	340,359.67	1,569,486.21	709,955.86	-2,526,869.07
8	2034		2,183,558.30	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27	69,912.93	86,201.35	184,245.39	340,359.67	1,621,484.37	654,890.34	-1,871,978.73
9	2035		2,236,824.92	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27	69,912.93	86,201.35	184,245.39	340,359.67	1,674,750.98	603,931.99	-1,268,046.74
10	2036		2,291,390.95	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27	69,912.93	86,201.35	184,245.39	340,359.67	1,729,317.01	556,793.79	-711,252.94
11	2037		2,347,288.08	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27		86,201.35		86,201.35	2,039,372.45	586,270.85	-124,982.10
12	2038		2,404,548.78	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27		86,201.35		86,201.35	2,096,633.16	538,153.51	413,171.42
13	2039		2,463,206.33	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27		86,201.35		86,201.35	2,155,290.71	493,937.00	907,108.42
14	2040		2,523,294.80	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27		86,201.35		86,201.35	2,215,379.18	453,310.47	1,360,418.89
15	2041		2,584,849.09	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27		86,201.35		86,201.35	2,276,933.47	415,987.23	1,776,406.12
16	2042		2,647,904.96	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27		86,201.35		86,201.35	2,339,989.34	381,702.95	2,158,109.07
17	2043		2,712,499.04	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27		86,201.35		86,201.35	2,404,583.42	350,213.97	2,508,323.04
18	2044		2,778,668.85	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27		86,201.35		86,201.35	2,470,753.23	321,295.74	2,829,618.78
19	2045		2,846,452.84	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27		86,201.35		86,201.35	2,538,537.22	294,741.37	3,124,360.15
20	2046		2,915,890.38	183,400.00	18,262.59	20,051.68	221,714.27		86,201.35		86,201.35	2,607,974.76	270,360.31	3,394,720.46
													VAN =	3,394,720.46
													TIR =	16.89%
													B/C = IR =	1.38
													PRI=	11.23

Nota: Análisis documental a partir de datos económicos.

Tabla 4.30

Análisis de la sensibilidad

Sensibilidad	
Tasa de descuento	VAN
0%	29,208,863.32
1%	25,033,546.53
2%	21,445,491.16
3%	18,351,197.86
4%	15,673,354.47
5%	13,347,846.10
6%	11,321,348.05
7%	9,549,382.34
8%	7,994,744.44
9%	6,626,226.07
10%	5,417,575.69
11%	4,346,650.13
12%	3,394,720.46
13%	2,545,902.52
14%	1,786,688.63
15%	1,105,561.41
16%	492,674.67
17%	-60,411.12
18%	-560,948.45
19%	-1,015,185.66
20%	-1,428,519.65
21%	-1,805,623.53
22%	-2,150,553.73
23%	-2,466,839.96
24%	-2,757,561.10
25%	-3,025,409.13
26%	-3,272,743.33
27%	-3,501,636.23
28%	-3,713,912.59
29%	-3,911,182.72
30%	-4,094,870.81



Nota: Análisis documental a partir de datos económicos.

Tabla 4.31

Resultado de la evaluación económica.

Evaluación de resultados			
Descripción	Valor	Condición	Observación
VAN =	3,394,720.46	> 0	Proyecto viable
TIR =	16.89%	>12%	Proyecto viable
B/C = IR =	1.38	> 0	Proyecto viable
PRI =	11.23		Recuperable en 11.23 años

Nota: Análisis documental a partir de datos económicos.

4.5. Resumen del procesamiento, análisis, interpretación y discusión de resultados

Finalmente, en la tabla 4.32 se presentan los datos evaluados de manera organizada, detallada y de forma comprensible, en base al cuadro de operacionalización de variables y por dimensiones, para posteriormente extraer las conclusiones del presente trabajo de tesis.

Tabla 4.32

Resultados del trabajo de tesis.

Ítems	Descripción	Und	Cantidad	Observaciones
01	Ubicación geográfica de la tesis			
01.01	País			Perú
01.02	Departamento			Apurímac
01.03	Provincia			Aymaraes
01.04	Distrito			Cotaruse
01.05	Localidad			Pampamarca
01.06	Latitud		-14.586	
01.07	Longitud		-73.197	
01.08	Altitud	msnm	4485	
01.09	Minera			Pepas de Oro
02	Abastecimiento de potencia y energía existente			

02.01	Grupo electrógeno	und	02	
02.02	Potencia nominal recomendado	kW	450.40	fp 0.85
02.03	Potencia máxima de respaldo	kW	500.00	fp 0.85
02.04	Frecuencia	Hz	60.00	
02.05	Voltajes salida	V	240, 440, 480 V	
02.06	Tanque de combustible	Litros	893.00	A plena carga
02.07	Tipo combustible			Diesel
03	Potencia, demanda y energía existente			
03.01	Potencia instalada	kW	612.4460	
03.02	Demanda máxima diaria registrada	kW	444.4130	
03.03	Energía diaria registrada para Dmax	kWh	3,813.8235	
03.04	Costo total grupo electrógeno para Dmax	S/	109,548.65	
03.05	Costo total grupo electrógeno anual	S/	1,129,697.57	
04	Potencia, demanda y energía proyectada			
04.01	Potencia instalada	kW	987.8460	
	≈	MW	1.00	
04.02	Demanda máxima diaria proyectada	kW	725.6363	
04.03	Energía diaria proyectada para Dmax	kWh	6,227.1996	
04.04	Energía requerida dentro HSP	kWh	4,513.32	
04.05	Energía requerida fuera HSP	kWh	1,713.88	
04.06	Costo total grupo electrógeno para Dmax	S/	178,870.71	
04.07	Costo total grupo electrógeno anual	S/	1,844,566.82	
05	Irradiancia e irradiación			
05.01	Máxima irradiancia diaria registrada	W/m2	800.60	
05.02	Irradiación diaria disponible	Wh/m2	5,548.68	
05.03	HSP disponible por día	h	5.65	
05.04	Inclinación optima β_{opt}	°	15.00	

05.05	Orientación optima α_{opt}	°	00.00	Hacia → Norte
06	Temperatura promedio a T2m			
06.01	Temperatura promedio	°C	60.00	De 6 am a 18 hrs
07	Altura solar			
07.01	Angulo solar α	°	49.71	(calculado al solsticio de verano 21/06, inclinación máxima)
07.02	Distancia entre filas de MFV	m	5.70	
07.03	Distancia pasillo entre MFV	m	1.10	
08	Calculo fotovoltaico			
08.01	Modulo fotovoltaico monocristalino	Wp	610.00	a 24V
08.02	Inversor de alta potencia	kW	80.00	a 380/220V
08.03	Batería litio	Ah	600.00	a 24V
08.04	Cantidad de módulos por inversor	Und	204.00	
08.05	Cantidad de baterías por inversor	Und	20.00	10 en serie 02 en paralelo
08.06	Tensión de entrada batería inversor	V	240.00	
08.07	Total Ah requeridos	Ah	12,241.99	
08.08	Ah almacenados por inversor	Ah	1,200.00	
08.09	Total Ah almacenados	Ah	14,400.00	
08.10	Cantidad total de baterías	Und	240.00	
08.11	Cantidad total de inversores	Und	12.00	
08.12	Cantidad total de módulos fotovoltaicos	Und	2,448.00	
08.13	Potencia pico entrada DC	Wp	1,493,280.00	
08.14	Potencia nominal de salida AC	kW	960.00	
08.15	Cantidad de string por inversor	und	06	02 MPPT por string
09	Producción de energía			
09.01	Potencia pico de entrada Tcell	Wp	1,147,059.82	
09.02	Perdidas por temperatura	%	23.19	Respecto (ítems 08.12)

10	Calculo eléctrico DC y AC		
10.01	Cantidad tableros tipo TDC-PV	und	72.00
10.02	Cantidad tableros tipo TGPV	und	12.00
10.03	Cantidad tableros tipo TG-INV	und	12.00
10.04	Cantidad celdas BT	und	1.00
10.05	Conductor fotovoltaico 2-1x10mm ² 1.5kV		
10.06	Conductor fotovoltaico 2-1x16mm ² 1.5kV		
10.07	Conductor tipo N2XOH 4-1x35mm ² 0.6/1.0kV		
10.08	Tubería PVC SAP 1",3" y 4"		
11	Sala de control		
11.01	Dimensiones sala de control	m	4x14.65
12	Presupuesto		
12.01	Costo directo	S/	6,798,979.05
12.02	Costo indirecto	S/	763,644.20
12.03	Tributos	S/	1,361,272.18
12.04	Costo total	S/	8,923,895.43
12.05	Tiempo de ejecución		10 meses y 13 días
12.06	Costo por kW instalados	USD	2469.00
13	Evaluación económica a nivel privado		
13.01	Horizonte de tiempo	años	20.00
13.02	Tasa de descuento a costos privados	%	12.00
13.03	Tasa crecimiento ingreso anual	%	2.44
13.04	Operación	S/	183,400.00
13.05	Mantenimiento	S/	18,262.59
13.06	Costos administrativos	S/	20,051.68

13.07	Depreciación componentes principales	S/	4,265,610.18	MF, INV, BATT
13.08	Valor actual neto	S/	3,394,720.46	VAN
13.09	Tasa interna de retorno	%	16.89	TIR
13.10	Beneficio costo	Veces por cada S/ invertido	1.38	B/C
13.11	Periodo de recupero	años	11.23	PRI

Nota: Análisis documental a partir de datos evaluados.

CONCLUSIONES

1. A partir de los objetivos específicos, se ha demostrado el objetivo general, evaluando la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac –2024. Por lo que, según los cálculos técnicos y los resultados de los indicadores económicos, el proyecto fotovoltaico es factible técnica y económicamente.

2. A partir del historial de registros y el análisis documental, fue posible demostrar el primer objetivo específico. Previa evaluación, actualmente se tiene una potencia instalada de 612.4460 kW, una energía de 3,813.8235 kWh/día para una demanda máxima diaria registrada de 444.4130 kW. Así mismo con proyección, se tiene una potencia instalada de 987.8460 kW, equivalente a $\approx 1\text{MW}$, una energía de 6,227.1996 kWh/día para una demanda máxima diaria proyectada de 725.6363 kW. Asu vez, una energía requerida durante la ausencia solar de 1,713.88 kWh/día equivalente a 12,241.99 Ah.

3. A partir de los resultados del primer objetivo específico y el análisis documental, fue posible demostrar el segundo objetivo específico. Previo dimensionamiento, para una hora solar pico de 5.65 h/día, se tiene una potencia pico de entrada incluyendo las perdidas por temperatura en las celdas solares en DC de 1,147,059.82 Wp, y una potencia de salida en AC de 960.00 kW, con capacidad de almacenaje de energías en baterías de 14,400.00 Ah.

4. A partir de las evaluaciones técnicas y el análisis documental, fue posible demostrado el tercer objetivo específico, determinando la inversión por administración directa del proyecto fotovoltaico, siendo esta de S/ 8,923,895.43 equivalente a 2469.00 USD/kW instalados. Así mismo, el resultado de los indicadores económicos es satisfactorios para el proyecto.

RECOMENDACIONES Y/O SUGERENCIAS

1. Con naturaleza al proyecto de tesis respecto a la generación fotovoltaica, al fomentar las energías renovables desde el punto de vista más socioeconómico, éstas deberían de ser elementos de interés social mas no solo de grandes beneficios en la rentabilidad económica.

2. Si se tuviera que elegir entre invertir una gran suma de dinero entre el depósito al banco con una determinada cantidad de interés anual y la ejecución de proyectos renovables y/o amigables con el medio ambiente. Se debería optarse por la segunda alternativa, ya que los resultados obtenidos en la presente tesis; así como estudios similares en otras, éstas son muy rentables.

3. Finalmente, no está de más mencionar que para este tipo de proyectos, es fundamental las evaluaciones de las demandas máximas, así como los registros de las energías históricas diarias y proyecciones si es necesario, ya que el costo de inversión y sus viabilidades dependen de una adecuada propuesta técnica, así como de un buen estudio de la radiación solar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agurto Sanchez, E. D. (2019). *Análisis del ingreso de una central de generación eléctrica de 10 MW con fuentes renovables no convencionales como proyecto piloto para el sistema eléctrico aislado de Iquitos. [Tesis de posgrado, Universidad ESAN]*. Repositorio Institucional. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.12640/1511>
- Aparicio, M. (2020). *Radiación solar y su aprovechamiento energético*. Marcombo.
- Casa Vilaseca, M. (2012). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas* (1 ed.). Marcombo Formación.
- Dirección General de Energías Alternativas. (2018). *Tomo I| Generacion solar fotovoltaica* (1 ed.). Corporacion alemania.
- ELSE. (2024). *Área de Concesión ELSE*. Recuperado el 4 de 06 de 2024, de Página Oficial ELSE: <https://www.else.com.pe/else/nosotros/historia/>
- Herrera Zurita, G. L. (2023). *Diseño de un sistema fotovoltaico aislado para mejorar el suministro eléctrico de la institución educativa Señor Cautivo del centro poblado Angash, Jaén, 2022 [Tesis de pregrado, Universidad Cesar Vallejo]*. Repositorio Institucional. Obtenido de https://repositorio.ucv.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12692/114738/Herrera_ZGL-SD.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Lazo, P. M. (2013). *Contabilidad de Costs I* (1 ed.). Editorial imprenta Union. Obtenido de <https://ccpayacucho.org.pe/portal/wp-content/uploads/2021/06/1.-Costos-I-CPC-Merlin-Lazo-Palacios.pdf>
- Martines de Sayas, C. (2022). *Diseño y cálculos justificativos de una planta solar fotovoltaica de 10 MW, en la provincia de Alicante, y su estudio de viabilidad económico [Tesis de pregrado, Universidad Migeul Hernandez de Elche]*. Repositorio Institucional. Obtenido de <https://dspace.umh.es/bitstream/11000/29083/1/TG->

Martinez%20De%20Sayas%2C%20%20Carlos.pdf

Martines Jimenez, J. (2014). *Energia Solar Fotovoltaica y Energia Eolica*. AMV EDICIONES.

Mego Lobaton, R. (2022). *Proyecto de inversión privada para la instalación de una central de energía solar fotovoltaica para el distrito de Yurimaguas - Loreto, 2022 [Tesis de pregrado, Universidad Catolica Santo Toribio de Modrovejo]*. Repositorio Institucional. Obtenido de https://tesis.usat.edu.pe/bitstream/20.500.12423/5771/8/TIB_MegoLobatonRamon.pdf

Novoa Martinez, A. E. (2015). *Planificación y modelación de sistemas de generación fotovoltaica como alternativa para la iluminación en edificaciones educativas [Tesis de pregrado, Universidad Politecnica Salesiana sede Quito]*. Repositorio Institucional. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/8888/6/UPS-KT01083.pdf>

O'Connor, J. (2020). *Energia Solar Autonoma* (1 ed.). Old Sequoia Publishing.

Osma, G. (2012). *Generacion de energia electrica* (1 ed.).

Pareja Aparicio, M. (2015). *Energia Solar Fotovoltaica: Calculo de una Instalacion Aislada*. Marcombo.

Segui Chilet, S. (2024). *Energia Solar Fotovoltaica Universidad Politecnica de Valencia* (1 ed.).

Tobajas, M. (2020). *Energia Solar Fotovoltaica*. Ecoe Ediciones Ltda.

ANEXOS

a. Medios de verificación.

anexo 00: Matriz de consistencia.

Anexo 01: Historial de la irradiancia.

Anexo 02: Historial de la temperatura.

Anexo 03: Ficha técnica modulo fotovoltaico 610Wp.

Anexo 04: Ficha técnica Inversor de alta potencia 80 kW.

Anexo 05: Ficha técnica baterías de litio 600 AH 24V.

Anexo 06: Detalle de los cálculos eléctricos en DC y AC.

Anexo 07: Flujo de potencia en DC y AC.

Anexo 08: Plano cartográfico zona proyectada (CA-01)

Anexo 09: Plano obra civil excavaciones (OC-01)

Anexo 10: Plano obra civil detalle zapata string tipo Z-1 (OC-02)

Anexo 11: Plano obra civil detalle buzón string tipo BZ-A (OC-03)

Anexo 12: Plano obra civil detalle buzón string tipo BZ-B (OC-04)

Anexo 13: Plano obra civil detalle buzón string tipo BZ-C (OC-05)

Anexo 14: Plano obra civil detalle buzón celda BT tipo BZ-F (OC-06) Anexo

15: Plano obra civil detalle losa rígida tipo LS-D (OC-07)

Anexo 16: Plano estructura metálica acero estructural (ES-01)

Anexo 17: Plano estructura metálica arquitectura, carpintería metálica y herrería (ES-02)

Anexo 18: Plano obra meca-electri-DC sistema fotovoltaico SFV (FVDC-01)

Anexo 19: Plano obra meca-electri-DC diagrama unifilar inv.01 (FVAC-01)

Anexo 20: Plano obra meca-electri-DC diagrama unifilar celda BT (FVAC-02)

Anexo 21: Plano obra meca-electri-AC instalaciones eléctricas CM (FVAC-03)

Anexo 22: Plano obra meca-electri-AC diagrama unifilar cargas (IE-01)

Anexo 23: Hoja de metrados.

Anexo 24: Hoja de partidas consideradas.

Anexo 25: Hoja de análisis de precios unitarios APU.

b. Otros.

Anexo 26: panel fotográfico.

Matriz de consistencia.

PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	CONCLUSIONES
Problema general ¿Será factible la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024?	Objetivo general Evaluar la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac –2024.	Hipótesis general Es factible la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024.	Conclusión general A partir de los objetivos específicos, se ha demostrado el objetivo general, evaluando la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac –2024. Por lo que, según los cálculos técnicos y los resultados de los indicadores económicos, el proyecto fotovoltaico es factible técnica y económicamente.
Problemas específicos 1. ¿Cuál es el consumo energético actual y proyectada en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024? 2. ¿Es posible dimensionar la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024? 3. ¿A cuánto asciende el costo de inversión por administración directa y su rentabilidad de la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024?	Objetivo específico 1. Evaluar el consumo energético actual y proyectada en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024 2. Dimensionar la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024. 3. Determinar el costo de inversión por administración directa y su rentabilidad de la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024	Hipótesis específico 1. Con la evaluación del consumo energético actual y proyectada en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, se optimiza la operatividad del sistema eléctrico 2. Se dimensiona la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024 3. Se determina un adecuado costo de inversión por administración directa y su rentabilidad de la generación fotovoltaica de autoconsumo para la demanda eléctrica de 1MW en la Asociación de Mineros Artesanales Pepas de Oro de Pampamarca, Apurímac – 2024	Conclusión específicas 1. A partir del historial de registros y el análisis documental, fue posible demostrar el primer objetivo específico. Previa evaluación, actualmente se tiene una potencia instalada de 612.4460 kW, una energía de 3,813.8235 kWh/día para una demanda máxima diaria registrada de 444.4130 kW. Así mismo con proyección, se tiene una potencia instalada de 987.8460 kW, equivalente a ≈1MW, una energía de 6,227.1996 kWh/día para una demanda máxima diaria proyectada de 725.6363 kW. Asu vez, una energía requerida durante la ausencia solar de 1,713.88 kWh/día equivalente a 12,241.99 Ah. 2. A partir de los resultados del primer objetivo específico y el análisis documental, fue posible demostrar el segundo objetivo específico. Previo dimensionamiento, para una hora solar pico de 5.65 h/día, se tiene una potencia pico de entrada incluyendo las pérdidas por temperatura en las celdas solares en DC de 1,147,059.82 Wp, y una potencia de salida en AC de 960.00 kW, con capacidad de almacenaje de energías en baterías de 14,400.00 Ah. 3. A partir de las evaluaciones técnicas y el análisis documental, fue posible demostrado el tercer objetivo específico, determinando la inversión por administración directa del proyecto fotovoltaico, siendo esta de S/ 8,923,895.43 equivalente a 2469.00 USD/kW instalados. Así mismo el resultado de los indicadores económicos son satisfactorios para el proyecto
METODOLOGIA			
Tipo de Investigación: Básica Nivel de Investigación: descriptivo Diseño de Investigación: No Experimental Enfoque de Investigación: Cuantitativo Método de Investigación: Inductivo	Muestreo: No Probabilístico Población: Minería Pepas de Oro Tamaño muestral: 01 minera artesanal	Técnica: Análisis documental Análisis documental Instrumento: Guía análisis documental y demás software de ingeniería	← Variable independiente ← Variable dependiente

Nota: Fuente propia