

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

“Estudio técnico económico para el diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica en Huarmey”

Tesis para obtener el Título Profesional de Ingeniero en Energía

Autora:

Bach. Pretell Gonzales, Maria Pia

Asesor:

Dr. Aranguri Cayetano, Denis Javier

Código ORCID: 0000-0002-6119-2072

Nuevo Chimbote – Perú

2024-05-20

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

El presente informe final de Tesis para Título ha sido revisado y desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa (Resolución N° 580-2022-CU-R-UNS) de acuerdo con la denominación siguiente:

Tesis para obtener el Título Profesional de Ingeniero en Energía

“Estudio técnico económico para el diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica en Huarmey”

TESISTA:

Bachiller Pretell Gonzales, Maria Pia

Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano

DNI: 42009679

CÓD. ORCID: 0000-0002-6119-2072

ASESOR

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO

El presente jurado evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en el cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al Reglamento General para obtener el grado Académico de Bachiller y Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D. N° 580-2022-CU-R-UNS); titulado:

“Estudio técnico económico para el diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica en Huarmey”

AUTORA : Bach. Pretell Gonzales Maria Pia

Revisado y evaluado por el siguiente Jurado Evaluador:

Dr. Mariños Castillo, Gualberto Antenor
PRESIDENTE
DNI: 17890841
CÓD. ORCID 0000-0001-7514-9908

Mg. Guevara Chinchayan, Robert Fabian
SECRETARIO
DNI: 32788460
CÓD. ORCID 0000-0002-3579-3771

Dr. Aranjuri Cayetano, Denis Javier
INTEGRANTE
DNI: 42009679
CÓD. ORCID 0000-0002-6119-2072



ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

El día lunes 20 del mes de mayo del año dos mil veinticuatro, siendo las 11:00 a.m. en el Aula E-3 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, en cumplimiento al Art. 68 del Reglamento General de Grados y Títulos, aprobado con Resolución N°337-2024-CU-R-UNS de fecha 12.04.24, se instaló el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N° 202-2024-UNS-CFI** de fecha 29.04.24, integrado por los siguientes docentes:

- Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo : Presidente
- Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán : Secretario
- Dr. Denis Javier Arangurí Cayetano : Integrante

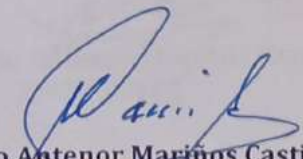
Y según la **Resolución Decanal N°248-2024-UNS-FI** de fecha 15.05.24 se **DECLARA EXPEDITO** al bachiller para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis, titulada: **"ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE CARGA DE VEHÍCULO MENORES USANDO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN HUARMEY"**, perteneciente a la bachiller: **PRETELL GONZALES MARÍA PÍA**, con código de matrícula N° **0201611014**, teniendo como asesor al docente **Dr. Denis Javier Arangurí Cayetano**, según Resolución Decanal N° 286-2023-UNS-FI de fecha 17.05.23.

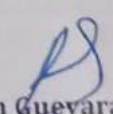
Terminada la sustentación del bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.


El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 73° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

| BACHILLER | PROMEDIO | PONDERACIÓN |
|----------------------------|----------|-------------|
| PRETELL GONZALES MARIA PIA | 18 | BUENO |

Siendo las 11:40 a.m. del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo
PRESIDENTE


Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán
SECRETARIO


Dr. Denis Javier Arangurí Cayetano
INTEGRANTE



Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por **Turnitin**. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Maria Pia Pretell Gonzales
Título del ejercicio: Quick Submit
Título de la entrega: Tesis final
Nombre del archivo: TESIS_FINAL_PIA_2024_V2.docx
Tamaño del archivo: 36.9M
Total páginas: 139
Total de palabras: 24,468
Total de caracteres: 131,664
Fecha de entrega: 29-may.-2024 07:38p. m. (UTC+0700)
Identificador de la entrega... 2390770225

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN
ENERGÍA



“Estudio técnico económico para el diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica en Huarmey”

Tesis para obtener el Título Profesional de Ingeniero en Energía

Autora:

Bach. Pretell Gonzales, Maria Pia

Asesor:

Dr. Aranguri Cayetano, Denis Javier

Código ORCID: 0000-0002-6119-2072

Nuevo Chimbote - Perú

2024-05-20

Tesis final

INFORME DE ORIGINALIDAD

8%

INDICE DE SIMILITUD

8%

FUENTES DE INTERNET

1%

PUBLICACIONES

3%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

| | | |
|---|--|-----|
| 1 | repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet | 3% |
| 2 | hdl.handle.net Fuente de Internet | 1% |
| 3 | www.bmw.com Fuente de Internet | <1% |
| 4 | www.coursehero.com Fuente de Internet | <1% |
| 5 | www.g-22.org Fuente de Internet | <1% |
| 6 | moam.info Fuente de Internet | <1% |
| 7 | repositorio.ulima.edu.pe Fuente de Internet | <1% |
| 8 | repositorio.undc.edu.pe Fuente de Internet | <1% |
| 9 | repositorio.unam.edu.pe Fuente de Internet | <1% |

DEDICATORIA

A mi invaluable madre, cuya devoción y sacrificio han sido el faro que ilumina mi sendero, brindándome amor incondicional y fuerza infinita para alcanzar este logro. A los distinguidos profesores de esta facultad, su sabiduría y estímulo han moldeado mi visión académica, desafiándome a ser mejor cada día. A mis compañeros de promoción, juntos hemos compartido desafíos, risas y aprendizajes, formando un vínculo indeleble que ha enriquecido este viaje. A mí misma, por la perseverancia incansable, la voluntad inquebrantable y la dedicación constante. Este hito es resultado de vuestro apoyo, orientación y aliento. A cada uno de ustedes, mi gratitud eterna. Vuestra influencia y contribución han sido pilares fundamentales en este trayecto académico, dejando una marca indeleble en mi corazón y en el éxito alcanzado.

Maria Pia Pretell Gonzales

AGRADECIMIENTO

A mi asesor Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano, cuya orientación experta, paciencia y apoyo constante fueron fundamentales para dar forma a mis ideas y llevarlas a buen puerto. Sus conocimientos y dedicación han sido una fuente inagotable de inspiración.

Agradezco a mis profesores, cuyas enseñanzas y estímulos intelectuales han sido la base sobre la cual edificué este trabajo. Sus comentarios y críticas constructivas me han impulsado a buscar la excelencia en cada paso del proceso.

A mi familia y amigos de mi promoción de universidad, quienes me han brindado su respaldo incondicional a lo largo de este desafío. Sus palabras de aliento y gestos de ánimo fueron mi combustible cuando la tarea parecía ardua.

Que esta tesis, fruto de horas de trabajo y dedicación, sea un modesto tributo a la confianza depositada en mí. Espero que contribuya al avance de la ciencia y aporte una pequeña piedra al edificio del conocimiento humano.

La autora

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|------|
| CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR | ii |
| DEDICATORIA..... | iii |
| AGRADECIMIENTO | iv |
| ÍNDICE GENERAL..... | v |
| ÍNDICE DE TABLAS..... | vii |
| ÍNDICE DE FIGURAS | viii |
| ÍNDICE DE ANEXOS | ix |
| RESUMEN..... | x |
| ABSTRACT | xi |
| | |
| I. INTRODUCCIÓN | 12 |
| 1.1. DESCRIPCIÓN Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA | 12 |
| 1.1.1. Realidad problemática | 12 |
| 1.1.2. Enunciado del problema..... | 13 |
| 1.2. OBJETIVOS..... | 14 |
| 1.2.1. Objetivo general | 14 |
| 1.2.2. Objetivos específicos..... | 14 |
| 1.3. FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS | 14 |
| 1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA..... | 14 |
| 1.4.1. Justificación teórica | 14 |
| 1.4.2. Justificación metodológica | 15 |
| 1.4.3. Justificación práctica | 15 |
| 1.4.4. Justificación social..... | 15 |
| II. MARCO TEÓRICO..... | 16 |
| 2.1. ANTECEDENTES | 16 |
| 2.1.1. Antecedentes internacionales | 16 |
| 2.1.2. Antecedentes Nacionales | 18 |
| 2.2. MARCO CONCEPTUAL..... | 21 |
| 2.2.1. Sistemas fotovoltaicos | 21 |
| 2.2.2. Infraestructura de las estaciones de carga..... | 26 |
| 2.2.3. Vehículos eléctricos menores de tres ruedas | 30 |
| 2.2.4. Software Homer Grid | 34 |

| | | |
|--------|---|----|
| III. | MATERIALES Y MÉTODOS..... | 38 |
| 3.1. | RECURSOS | 38 |
| 3.1.1. | Recursos humanos | 38 |
| 3.2. | MATERIALES..... | 38 |
| 3.2.1. | Físicos (equipos, materiales) | 38 |
| 3.2.2. | No físicos (softwares especializados)..... | 38 |
| 3.3.1. | Identificación de variables..... | 38 |
| 3.3.2. | Métodos de la investigación | 39 |
| 3.3.3. | Procedimiento de la investigación..... | 40 |
| 3.3.4. | Limitaciones de la investigación | 40 |
| 3.3.5. | Diseño de la investigación..... | 41 |
| 3.3.6. | Población y muestra | 41 |
| 3.3.7. | Técnicas e instrumentos para la recolección de datos | 41 |
| 3.3.8. | Técnicas de procesamiento y análisis de los resultados | 42 |
| IV. | RESULTADOS Y DISCUSIÓN..... | 44 |
| 4.1. | RESULTADOS | 44 |
| 4.1.1. | Modelo de mototaxi eléctrico escogido para la estación de carga | 44 |
| 4.1.2. | Perfil de carga de los vehículos eléctricos..... | 45 |
| 4.1.3. | Dimensionamiento del sistema..... | 48 |
| 4.1.4. | Comparación de las características técnicas | 55 |
| 4.1.5. | Análisis de los parámetros económicos..... | 59 |
| 4.2. | DISCUSIÓN..... | 63 |
| V. | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 70 |
| 5.1. | CONCLUSIONES..... | 70 |
| 5.2. | RECOMENDACIONES | 71 |
| VI. | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES..... | 72 |
| VII. | ANEXOS..... | 78 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | | |
|----------|---|----|
| Tabla 1 | Estándares de niveles de carga | 29 |
| Tabla 2 | Parámetros eléctricos del Electrotaxi | 44 |
| Tabla 3 | ¿Cuántas horas usa diariamente su mototaxi para trabajar?..... | 45 |
| Tabla 4 | ¿A qué hora comienza su horario de trabajo utilizando su mototaxi?..... | 45 |
| Tabla 5 | ¿En qué momento del día existe mayor cantidad de clientes? | 46 |
| Tabla 6 | Energía diaria promedio para cada caso de número de unidades | 48 |
| Tabla 7 | Coordenadas geográficas y UTM de la estación de carga..... | 48 |
| Tabla 8 | Irradiación diaria promedio e índice de claridad en la ubicación..... | 50 |
| Tabla 9 | Temperatura diaria promedio en la ubicación | 51 |
| Tabla 10 | Parámetros de diseño para los componentes del sistema | 53 |
| Tabla 11 | Parámetros de diseño económicos para los componentes del sistema | 53 |
| Tabla 12 | Parámetros de sensibilidad para el sistema | 54 |
| Tabla 13 | Indicadores técnicos del sistema con baterías para cada caso de unidades..... | 55 |
| Tabla 14 | Indicadores técnicos del sistema sin baterías para cada caso de unidades | 56 |
| Tabla 15 | Indicadores económicos del sistema con baterías para cada caso de unidades ... | 59 |
| Tabla 16 | Indicadores económicos del sistema sin baterías para cada caso de unidades | 60 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | | |
|-----------|---|----|
| Figura 1 | Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red | 21 |
| Figura 2 | Esquema de un sistema conectado a la red con respaldo de batería | 23 |
| Figura 3 | Esquema de un sistema fotovoltaico independiente..... | 24 |
| Figura 4 | Esquema de un sistema híbrido..... | 25 |
| Figura 5 | Tecnologías relacionadas con la recarga de vehículos eléctricos | 26 |
| Figura 6 | Estación de carga con generador fotovoltaico | 30 |
| Figura 7 | Estación de carga y e-rickshaw o mototaxi eléctrico..... | 31 |
| Figura 8 | Quantum Electrotaxi | 33 |
| Figura 9 | Arquitectura de una microrred en HOMER Grid..... | 35 |
| Figura 10 | ¿Cuál es su recorrido diario en promedio?..... | 46 |
| Figura 11 | Perfiles de carga para diferente número de unidades para la estación de carga | 47 |
| Figura 12 | Parámetros de variación del perfil de carga | 47 |
| Figura 13 | Configuración inicial de la simulación | 49 |
| Figura 14 | Irradiación diaria promedio e índice de claridad en la ubicación | 50 |
| Figura 15 | Temperatura diaria promedio en la ubicación..... | 51 |
| Figura 16 | Configuración del sistema para la estación de carga | 52 |
| Figura 17 | Área disponible para la estación de carga..... | 54 |
| Figura 18 | Comparación Capacidad SFV con y sin baterías | 57 |
| Figura 19 | Comparación Producción energía PV con y sin baterías | 57 |
| Figura 20 | Comparación Fracción renovable con y sin baterías | 58 |
| Figura 21 | Comparación Emisiones CO ₂ con y sin baterías..... | 58 |
| Figura 22 | Comparación de la Inversión del sistema con y sin baterías..... | 61 |
| Figura 23 | Comparación del Costo actual neto total con y sin baterías..... | 61 |
| Figura 24 | Comparación del Costo actual neto total con y sin baterías..... | 62 |
| Figura 25 | Comparación de la TIR para el sistema sin baterías | 62 |
| Figura 26 | Comparación del Payback para el sistema sin baterías | 63 |

ÍNDICE DE ANEXOS

| | |
|---|-----|
| Anexo 1: Matriz de Consistencia..... | 78 |
| Anexo 2: Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarney | 80 |
| Anexo 3: Resultados del cuestionario | 82 |
| Anexo 4: Perfiles de carga para cada caso | 88 |
| Anexo 5: Ficha técnica de mototaxi eléctrico modelo “Electrotaxi” | 93 |
| Anexo 6: Ficha técnica del panel fotovoltaico | 95 |
| Anexo 7: Ficha técnica del inversor | 97 |
| Anexo 8: Ficha técnica del cargador de vehículo eléctrico | 99 |
| Anexo 9: Variación de indicadores técnicos para cada caso..... | 101 |
| Anexo 10: Variación de indicadores económicos para cada caso | 112 |
| Anexo 11: Variación de TIR, payback para 06, 07 y 08 unidades | 123 |
| Anexo 12: Gráficas relacionadas a la carga de la batería del caso optimo..... | 129 |
| Anexo 13: Plano de ubicación y distribución de la estación de carga..... | 135 |
| Anexo 14: Diagrama multifilar de la estación de carga | 136 |

RESUMEN

El informe final de tesis se enfocó en determinar la viabilidad técnica y económica del diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica en Huarney. Se obtuvo información sobre las necesidades de movilización correspondientes a los mototaxis convencionales, luego se elaboró el perfil de carga asociado. Empleando el software especializado HOMER Grid 1.11.1., se evaluó técnica y económicamente el sistema para 7 casos que dependen de la cantidad de mototaxis eléctricos, comparándolos también con y sin almacenamiento. El estudio demostró la factibilidad del sistema, para el caso de 7 unidades de mototaxis eléctricos. Para ello se requiere un arreglo fotovoltaico de 8,18 kW conectado a red sin almacenamiento, atendiendo anualmente 2414 sesiones de carga, equivalentes a una energía anual de 19101 kWh. La inversión estimada se calculó en S/ 38535,82, con un costo nivelado de energía de 0,5942 S//kWh. Además, la TIR se sitúa en 12,84 % y el payback simple se determinó en 7,08 años. El análisis de sensibilidad demostró la sostenibilidad económica del sistema en un rango de la tasa de descuento del 10 % al 13 % y de la tasa de inflación en un rango del 4 % al 7 %.

PALABRAS CLAVES: Estación de carga, Sistema fotovoltaico, Software Homer Grid, Mototaxis eléctricos, Huarney.

ABSTRACT

The final thesis report focused on determining the technical and economic feasibility of the design of a charging station for small vehicles using photovoltaic solar energy in Huarmey. Information was obtained on the mobilization needs corresponding to conventional motorcycle cabs, then the associated charging profile was elaborated. Using the specialized software HOMER Grid 1.11.1., the system was evaluated technically and economically for 7 cases depending on the number of electric motorcycle cabs, also comparing them with and without storage. The study demonstrated the feasibility of the system, for the case of 7 units of electric motorcycle cabs. This requires a photovoltaic array of 8.18 kW connected to the grid without storage, serving annually 2414 charging sessions, equivalent to an annual energy of 19101 kWh. The estimated investment was calculated at S/ 38535.82, with a levelized cost of energy of 0.5942 S//kWh. In addition, the IRR is 12.84% and the simple payback was determined at 7.08 years. The sensitivity analysis showed the economic sustainability of the system in a range of the discount rate of 10 % to 13 % and the inflation rate in a range of 4 % to 7 %.

KEY WORDS: Charging station, Photovoltaic system, Homer Grid software, E-rickshaws, Huarmey.

I. INTRODUCCIÓN

1.1. DESCRIPCIÓN Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1.1. Realidad problemática

El mercado de vehículos eléctricos se encuentra inmerso en un crecimiento acelerado. En particular, la International Energy Agency o la Agencia internacional de la Energía (2023), menciona que los vehículos de dos y/o tres ruedas son actualmente el segmento de transporte por carretera más electrificado. En el año 2022, más del 50 % de ventas registradas de vehículos de tres ruedas en la India, fueron unidades de tecnología eléctrica.

En las economías en desarrollo, los vehículos eléctricos mencionados brindan una forma fácil y rápida para lograr la movilidad, lo que se concibe como un aliciente para continuar con la electrificación de las unidades mencionadas apoyando el desarrollo sostenible del sector. Los líderes mundiales en ventas de vehículos eléctricos de tres ruedas son India y China, las cuales presentaron ventas de 425000 y 350000 unidades en el 2022 respectivamente, representando el 99 % de las ventas de los vehículos aludidos a nivel mundial (IEA, 2023).

La IEA (2023), enfatiza que los cargadores de acceso público son cada vez más necesarios para proporcionar una mayor adopción de vehículos eléctricos y el mismo nivel de comodidad y accesibilidad que las unidades que emplean motores de combustión interna poseen a la fecha. A finales de 2022, había 2,7 millones de puntos de recarga públicos en todo el mundo, más de 900000 se instalaron en 2022, aproximadamente un aumento del 55 % con respecto a los existentes en el año 2021.

A nivel mundial, la inserción de la movilidad eléctrica es una de las principales iniciativas para aminorar las emisiones de CO₂, no obstante, los vehículos eléctricos solo son sostenibles si la electricidad utilizada para cargarlos proviene de fuentes renovables y no de centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles (Chandra, 2018).

Los esfuerzos a nivel nacional no son escasos, la Asociación Automotriz del Perú (2021), elaboró un Plan Nacional de Electromovilidad, en el cual evidenció que el reto de la electromovilidad se configura en que solo puede crecer junto con la implementación de estaciones de carga o su infraestructura, tal como lo explican Alvarez et al. (2022), las estaciones de carga son una condición habilitante para el impulso en las ventas del sector

del transporte eléctrico. Además, es esencial la injerencia del gobierno nacional, en el aspecto legal y financiero, relacionado con normas y procedimientos concernientes y con subvenciones e incentivos que permitan una transformación del sector transporte.

Enlazando con las ideas mencionadas, en aras de una transición energética eficaz, tal como lo asevera Chandra (2018), las energías renovables, en especial la energía solar fotovoltaica se configura como la fuente que podría abastecer de energía a las estaciones de carga de nuestro país. La alternativa descrita se apoya en que, los beneficios de la generación de energía renovable incluyen una mayor flexibilidad de la red y una menor congestión de esta (Shafiq et al., 2022). Por otro lado, los costos de la energía solar fotovoltaica han decaído intensamente en los recientes años, los sistemas relacionados son fáciles de instalar y representan costos de operación y mantenimiento poco significativos, no producen algún tipo de ruido y Perú cuenta con un potencial solar realmente alto.

El distrito de Huarney no es ajeno a la realidad peruana y cuenta con un nivel de radiación solar adecuado para la implementación de sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, el medio de transporte principal es el mototaxi, el cual es un vehículo con un motor de combustión interna convencional, lo que representa un alto nivel de contaminación y exhibe niveles estruendosos de ruido. Los vehículos descritos se movilizan alrededor del centro de la ciudad y también hacia el puerto, por lo tanto, se establecen como un medio de ingresos relevante y un transporte concurrido en la ciudad. A pesar de ello, teniendo en cuenta que actualmente existen alternativas de tecnología eléctrica con respecto a los vehículos de tres ruedas mencionados, es relevante conocer la viabilidad de la inserción de las unidades eléctricas a nivel técnico y económico, teniendo en cuenta las condiciones de demanda que se configuran para la ciudad. Esto se engloba en buscar que el distrito logre desarrollar su sector transporte a través de la transición energética, dado que como se mencionó en los párrafos anteriores, la electromovilidad es la principal acción por tomar con respecto a un cambio relevante en el sector transporte y sus emisiones relacionadas.

1.1.2. Enunciado del problema

Teniendo en cuenta lo antes mencionado, se formuló la siguiente interrogante:

¿Es viable, desde el punto de vista técnico y económico, el diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica en Huarney?

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo general

Determinar la viabilidad técnica y económica del diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica en Huarmey.

1.2.2. Objetivos específicos

- Determinar el modelo de vehículos menores a usar para el dimensionamiento de la estación de carga.
- Especificar el perfil de perfil de carga de consumo de potencia y energía de los vehículos eléctricos asociados a la estación de carga.
- Dimensionar el sistema fotovoltaico para el suministro de energía solar fotovoltaica a la estación de carga con baterías y conectado a red.
- Contrastar las características técnicas del sistema fotovoltaico para el suministro de energía solar fotovoltaica a la estación de carga con baterías y conectado a red.
- Analizar económicamente el sistema fotovoltaico para el suministro de energía solar fotovoltaica a la estación de carga con baterías y conectado a red.

1.3. FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS

El estudio técnico económico para el diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica demuestra la viabilidad para tomarlo en cuenta como alternativa tecnológica en el distrito de Huarmey.

1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

1.4.1. Justificación teórica

La investigación enmarcada en el estudio técnico y económico de una estación de carga sustentada por energía solar fotovoltaica, para vehículos eléctricos menores, se encuadra en la transición que se espera lograr hacia la movilidad eléctrica, al ser esto una tendencia global, pues se ha demostrado que se configura como el camino más cercano que tenemos para mitigar las consecuencias del cambio climático debidas al sector transporte. En la revisión de los antecedentes nacionales, se ha observado la carencia de investigaciones que analicen los principales factores técnicos y económicos para garantizar la viabilidad de la infraestructura de carga en nuestro país. Es por ello por lo

que la investigación se justifica teóricamente para abordar esta necesidad y contribuir al desarrollo de soluciones eficientes y sostenibles.

1.4.2. Justificación metodológica

La investigación pretende desarrollar un enfoque metodológico sólido abarcando los aspectos más relevantes con respecto al componente técnico y económico que se pueden presentar en la proyección de una estación de carga para vehículos eléctricos sustentada por energía solar fotovoltaica. Es por ello que elaborando y empleando instrumentos de recolección de datos para esbozar la demanda eléctrica equivalente para las posibles unidades eléctricas de reemplazo, y usando un software especializado para realizar simulaciones computacionales la investigación permitirá desarrollar soluciones prácticas y efectivas, respaldadas por evidencia científica, que puedan ser implementadas en la realidad y contribuir al avance de la infraestructura de carga para vehículos eléctricos a nivel nacional y local.

1.4.3. Justificación práctica

La investigación se encamina en recopilar información y desarrollar enfoques prácticos para el diseño de las estaciones de carga descritas, lo que permitirá conocer avances significativos en términos de tiempo de carga, capacidad de carga, interoperabilidad, infraestructura de red eléctrica y gestión de energía renovable. En ese contexto, la investigación se posiciona como una oportunidad para superar las barreras existentes y fomentar la adopción de vehículos eléctricos en pequeñas localidades.

1.4.4. Justificación social

La investigación toma en consideración dos Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), primordiales en la carrera de un ingeniero en energía, el objetivo 13 (acción por el clima) y el objetivo 7 (energía asequible y no contaminante). La adopción y masificación de vehículos eléctricos que utilizan energía procedente de fuentes renovables, en particular la energía solar fotovoltaica, se configura como el punto de partida crucial para mejorar la calidad de aire, relacionada con la contaminación, en las áreas urbanas y reducir significativamente la dependencia hacia los combustibles fósiles en el distrito de Huarney. Es por ello por lo que la investigación se plantea como un aporte para una transición más rápida y exitosa hacia una movilidad más limpia y sostenible, para que sea tomada en cuenta como alternativa tecnológica en el distrito de Huarney.

II. MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES

A medida que la sociedad avanza y los desafíos actuales se hacen más complejos, resulta fundamental profundizar en la comprensión de los pormenores relacionados a las estaciones de carga que presentan como fuente de energía principal a la energía solar fotovoltaica. Por ello, la siguiente sección presenta una revisión detallada de los antecedentes de investigación relevantes para el estudio y establece las bases para el desarrollo de la tesis.

2.1.1. Antecedentes internacionales

Shafiq et al. (2022), presentaron su artículo de investigación titulado “Estación de carga de vehículos eléctricos basada en energía solar fotovoltaica para bicicletas de seguridad: un análisis tecno-económico y ambiental”, en el cual se trazaron como objetivo, diseñar estaciones de carga específicas basadas en sistemas solares en la Universidad de Azad Jammu y Kashmir en Pakistan. La investigación especificó que, para el país mencionado, se emplea la facturación Net Metering en sistemas de generación distribuida. En virtud de demostrar la viabilidad de la estación de carga, los autores plantearon dos modelos de sistemas, el primero conectado a red y con baterías de respaldo, mientras que el segundo también se consideró conectado a red, pero sin contar con almacenamiento. Los cálculos se efectuaron en el software especializado HOMER PRO 3.14, el cual computó los siguientes valores: la capacidad del primer modelo fue de 19,8 kWp con un almacenamiento total de 9,8 kWh, considerando un inversor de 10 kW. La capacidad para el segundo modelo se estableció en 20 kWp y un inversor de 10 kW. El costo nivelado de la energía en el primer modelo fue de 0.191 \$/kWh, mientras que para el segundo modelo se redujo significativamente a 0.0962 \$/kWh. La fracción renovable fue equivalente a 45 % para el primer modelo, mientras que para el segundo se redujo levemente a 41,8 %. El retorno de la inversión se configuró en 7,3 años para el modelo con respaldo de almacenamiento, mientras que para el modelo sin baterías fue equivalente a 1,5 años. En lo que respecta a la energía, el sistema con almacenamiento de respaldo consumió un total de 33690 kWh de la red y vendió a la mismo un equivalente a 12311 kWh. Por el contrario, para el caso sin respaldo se consumió un total de 38055 kWh y se vendió un valor de 16510 kWh. El sistema con almacenamiento configuró un ahorro total de \$ 88976 mientras que el sistema del segundo modelo generó unos ahorros equivalentes a \$ 88438.

Sureshbabu et al. (2022), presentaron su artículo de investigación titulado “Diseño y análisis de una estación de carga fotovoltaica para vehículos eléctricos híbridos enchufables en el campus universitario”. Los autores se propusieron evaluar la viabilidad de una estación de carga para automóviles eléctricos, suministrada con energía solar fotovoltaica, dentro de las instalaciones de la universidad Pillay Engineering College, en el país asiático de India. Por ello emplearon el software especializado HOMER PRO, para analizar, estudiar y averiguar la disponibilidad de energía para la estación de carga y el requisito de conexión a la red. Se determinó un perfil de demanda de carga de los vehículos eléctricos relacionado con el horario de trabajo de la universidad. Se especificó la configuración de la estación de carga, siendo sus principales elementos: un cargador de vehículos eléctricos con una potencia de 3 kW, alimentado por 09 paneles solares de 335 Wp con un soporte de almacenamiento de baterías de 48 V y 150 Ah. La investigación resaltó que el perfil de carga conocido como Modelo de Mezcla Gaussiana número 4 (GMM-G4) es el óptimo para el sitio designado y las condiciones de demanda eléctrica establecidas. El enfoque propuesto fue limitado en el sentido de que no se tuvo en cuenta el coste del mantenimiento de la estación de carga.

Minh et al. (2021), presentaron su artículo de investigación titulado “Análisis técnico económico de estaciones de carga de vehículos eléctricos de energía fotovoltaica bajo diferentes condiciones de irradiación solar en Vietnam”, en el cual, los autores escogieron las ciudades de Hanoi, Da Nang, y Ho Chi Minh, las ciudades nombradas presentaron condiciones climatológicas y niveles de radiación diferentes, lo que permitió un análisis con respecto a las condiciones mencionadas. En virtud de desarrollar la investigación, se empleó el software especializado HOMER Grid. En relación con el objetivo trazado, se establecieron dos casos, el primero se relacionó con un precio Feed in Tariff máximo equivalente a 8,38 \$/kWh, mientras que el caso 2, se configuró para un precio Feed in Tariff mínimo igual a 0,08 \$/kWh. El programa estimó una capacidad máxima optimizada del sistema fotovoltaico para las ciudades de Da Nang y Ho Chi Minh igual a 50 kWp para ambos casos evaluados. Por el contrario, para la ciudad de Hanoi, se presentó una capacidad del sistema fotovoltaico igual a 50 kW para el primer caso y una capacidad equivalente a 45 kW para el segundo caso. A medida que el precio Feed in Tariff desciende, los costos relacionados con el sistema aumentan significativamente, además de existir una relación inversamente proporcional entre la irradiación solar existente y la inversión relacionada con la estación de carga.

Nityanshi et al. (2021), presentaron su artículo de investigación titulado “Análisis de viabilidad de un modelo de estación de carga de vehículos eléctricos asistida por energía solar teniendo en cuenta precios diferenciales”. La investigación se enfocó en proponer un diseño para estaciones de carga especializadas de vehículos eléctricos, de esta manera los autores se apoyaron del uso del software HOMER Grid. El artículo evaluó tres casos diferentes que varían en términos de la potencia de salida de las estaciones de carga utilizadas. El caso 1 proporcionó una potencia de 3,2 kW y funcionó en una combinación híbrida con la red eléctrica. El caso 2 contó con una potencia de 7 kW y utilizó la energía de manera óptima con una combinación de energía renovable y de red. Para el caso 3 se estableció una estación de carga con una potencia de 22 kW y estuvo conectada a la red para atender una carga sustancial. Los pasos anteriores dieron lugar a establecer una carga diaria de 4 MW. De esta manera se calculó que la estación era capaz de producir un total de 165546 kWh de energía con una matriz fotovoltaica de 100 kWp. Esta configuración produjo una ganancia anual de \$ 63680. Los autores determinaron que la inversión se podía recuperar en tan solo 2,5 años. Finalmente, el caso 3, proporcionó el mayor ahorro de emisiones de CO₂, llegando a un total de 103948 kgCO₂/año.

2.1.2. Antecedentes Nacionales

Alvarez et al. (2022), presentaron su investigación para obtener el grado de maestros, titulada “Despliegue de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos particulares en la ciudad de Lima”. Los autores mediante la investigación se encaminaron a evaluar un modelo de gestión y operación de infraestructura de carga optimo, que se configure como el punto de partida para la masificación de los vehículos eléctricos a nivel Lima, para a su vez, impulsar la aplicación de políticas y estímulos legales que permitan el caso descrito. El grupo de investigación determinó que la configuración de una Asociación Público Privada (APP), en la cual los factores de riesgo sean adjudicados al conjunto de entidades privadas, e impulsada por el gobierno, es el modelo de gestión que cuenta con las bases para impulsar la electromovilidad y se adecua a las características de nuestro país. Un punto clave para el inicio y crecimiento de la infraestructura de carga que se estableció en la tesis, fue la intervención activa del gobierno en el aspecto económico (configurado por financiamientos, subvenciones y reducción de impuestos) y en el aspecto legal (la normalización con leyes y procedimientos). La distribución y ejecución de la infraestructura de carga, para el autor, se configura como una condición habilitante para impulsar la venta de vehículos de tipo eléctrico, siendo la estación de carga tipo

pedestal la que presentó mejores condiciones para su implementación en la ciudad de Lima (estación tipo 2x11 kW y con un costo 5483.72 \$/pedestal). Además, los autores precisan que las mejores ubicaciones para las estaciones descritas serían los centros comerciales, por su estratégica ubicación, accesibilidad y la presencia de estacionamientos adecuados. Los autores garantizan la sostenibilidad de las infraestructuras de carga en un periodo de 20 años.

Huanca (2022), en su investigación para obtener el grado de maestro, titulada “Análisis de casos del ingreso de la movilidad eléctrica en el Perú y su impacto en el mix energético y emisiones”, se orientó en la recopilación de información sobre el sector transporte en nuestro país, con el objetivo de desarrollar un modelo para la cuantificación de diferentes niveles de penetración de vehículos de tipo eléctrico en el mercado peruano. El autor presentó un caso definido como caso BAU (caso base), donde los vehículos como automóviles, buses, camionetas, vehículos menores y camiones exhibieron las mejores oportunidades para reemplazar sus contrapartes movilizadas con combustibles fósiles. Los vehículos eléctricos con batería (BEV), para el investigador, se configuran como la principal opción para la descarbonización en suelo peruano, pues suponen la emisión casi nula de CO₂ y no consumen combustible para su funcionamiento. Los vehículos eléctricos híbridos (HEV) por otro lado, presentaron resultados promedios con respecto a la reducción de los parámetros de emisiones y consumo de combustible. El autor asevera que, la mejor alternativa en lo que respecta al impacto ambiental es evitar o reducir la cuota de participación de los vehículos eléctricos híbridos con el objetivo de aminorar la dependencia descrita hacia los combustibles usados para el funcionamiento de dichas unidades.

Espinoza (2021), presentó su tesis de pregrado titulada “Análisis de factibilidad para el diseño de una estación de carga de medios de transporte eléctrico utilizando energía solar fotovoltaica en Piura”. La investigación se fundamentó en la proyección de una estación de carga para vehículos de transporte eléctrico, ubicado en la Universidad de Piura, empleando como fuente principal la energía solar fotovoltaica. El autor realizó cálculos manuales y verificó sus resultados empleando el software especializado en sistemas fotovoltaicos PV*SOL premium 2021 (R4). En virtud de ello, se evaluaron dos tipos de sistemas, uno empleó baterías para almacenamiento de energía (caso 1), mientras el otro se consideró conectado a red (caso 2). La estación de carga se configuró para suministrar energía a vehículos eléctricos menores, como bicicletas o motocicletas, con capacidades

de batería por debajo de 20 kWh. Es por ello por lo que, para el primer sistema, se recupera la inversión en 15 años, basado en un análisis de 20 años de vida útil para el mismo, ahorrando S/ 17,581.00 cada año. Por el contrario, el en caso 2 la inversión se logra recuperar en 8 años, generando un ahorro anual de S/ 8,745.00. Finalmente, las emisiones que se ahorrarían con respecto al caso 1 se calcularon y estimaron en 64507,44 kgCO₂, por otro lado, para el caso 2, las emisiones calculadas equivalen a 39402,44 kgCO₂, ambos para el tiempo de vida establecido.

Carbajal y Acosta (2021), presentaron su tesis de pregrado titulada “La electromovilidad y su efecto en el mercado de energía del Perú”. Los autores se enfrascaron en la tarea de establecer el efecto de la electromovilidad en el mercado energético del Perú, debido al reemplazo de las unidades automotrices convencionales con las tecnologías de autos eléctricos más importantes como HEV, BEV y PHEV. Usando el total de flota de autos híbridos HEV para la fecha de efectuado el estudio, calcularon un ahorro de energía primaria relacionado con la reducción de uso de combustibles de un 33 % relacionado con las unidades de servicio público. En lo que respecta a las unidades bajo la modalidad de servicio particular, los ahorros fueron de 33 % con respecto a la unidad convencional en base a gasohol y de 19,5 % con la unidad que emplea petróleo como combustible. En el apartado para la tecnología BEV, se obtuvo un ahorro económico entre 29,1 % y 66,3 %, empleando una tarifa eléctrica en baja tensión (BT2), para las unidades que ofrecen servicio particular. En la misma línea, los ahorros obtenidos para las unidades de servicio público fueron de 42 % para un automóvil que emplea GNV y de 72,4 % para un automóvil que emplea gasohol entre 95 a 97 octanos. La investigación se enfocó también, en determinar el ahorro o reducción de emisiones de CO₂ relacionadas con las tecnologías estudiadas. Es así como, la tecnología HEV presentó una reducción de 33,5 % equivalente a dejar de emitir 2970 tCO₂/año. Por su parte la tecnología BEV presentó un ahorro equivalente a 40,11 tCO₂/año enmarcado en el servicio de tipo particular y 150,8 tCO₂/año para aquellas unidades empleadas en el servicio público. La tecnología PHEV, presentó una reducción de 32,3 % de emisiones de CO₂ equiparable a 12,54 tCO₂/año. La tesis resaltó que la demanda de electromovilidad para el año 2025 se estimaría en una participación equivalente a 0,005 % de la demanda máxima del SEIN, lo que refiere a una demanda eléctrica de 4,077 MW, relacionada a un parque automotor PHEV y BEV de 771 vehículos.

2.2. MARCO CONCEPTUAL

2.2.1. Sistemas fotovoltaicos

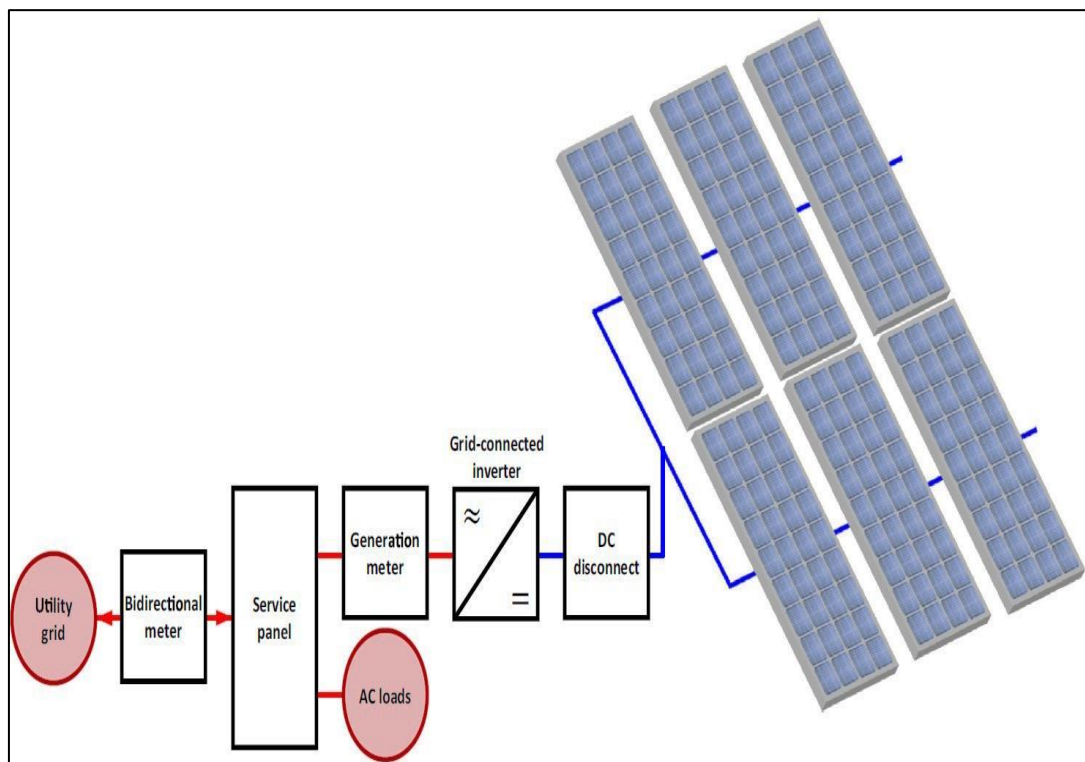
A través de los años, se han perfeccionado diversos sistemas fotovoltaicos, atendiendo las necesidades y particularidades de diversos clientes y localidades. Los principales arquetipos de sistemas se diferencian por la conexión entre sus componentes y la conexión con una red de distribución eléctrica externa. A continuación, se describen los principales modelos de sistemas que se instalan en la actualidad.

a. Sistema fotovoltaico conectado a red

En general, un sistema fotovoltaico conectado a red es aquella instalación realmente básica, donde los paneles fotovoltaicos forman un arreglo o generador eléctrico conectado a un inversor estándar el cual tiene la habilidad de gestionar la energía generada para evitar problemas en la red eléctrica, que también se encuentra conectada al inversor en mención (Elbaset et al., 2019). Este tipo de sistemas no cuentan con ningún almacenamiento como se aprecia en la Figura 1.

Figura 1

Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red



Nota: Tomado de *Design and performance optimization of renewable energy systems* (p. 126), por M. Assad y M. Rosen (Eds), 2021, Academic Press.

Los principales clientes que adoptan el tipo de sistema mencionado son aquellos que ya son parte de la red eléctrica y desean aminorar sus consumos eléctricos empleando energía solar fotovoltaica. En la actualidad, los sistemas de conexión a red según Satpathy y Pamuru (2020), cuentan con incentivos financieros y legales que logran una rentabilidad perfecta para dichos sistemas. Sin embargo, ese no es el caso para nuestro país, hasta la fecha.

Los sistemas descritos son realmente fáciles de diseñar debido a que solo necesitan pocos componentes para su funcionamiento. Sin embargo, una gran desventaja radica en que, para Elbaset et al. (2019), si no existe energía eléctrica de la red, el sistema fotovoltaico deja de funcionar. Esta característica se relaciona con la seguridad eléctrica, pues se sobreentiende que cuando la red no brinda energía eléctrica, se encuentran trabajadores manipulándola. Es por ello por lo que, para evitar algún accidente, los inversores conectados a la red tienen que desconectarse automáticamente cuando no detectan la red.

Otro aspecto importante, es que no admiten ningún tipo de almacenamiento, pues el inversor no se encuentra configurado para la gestión de baterías. Es por ello por lo que se recomienda considerar inversores de respaldo para almacenamiento, conectados al inversor principal.

b. Sistema conectado a la red con respaldo de batería

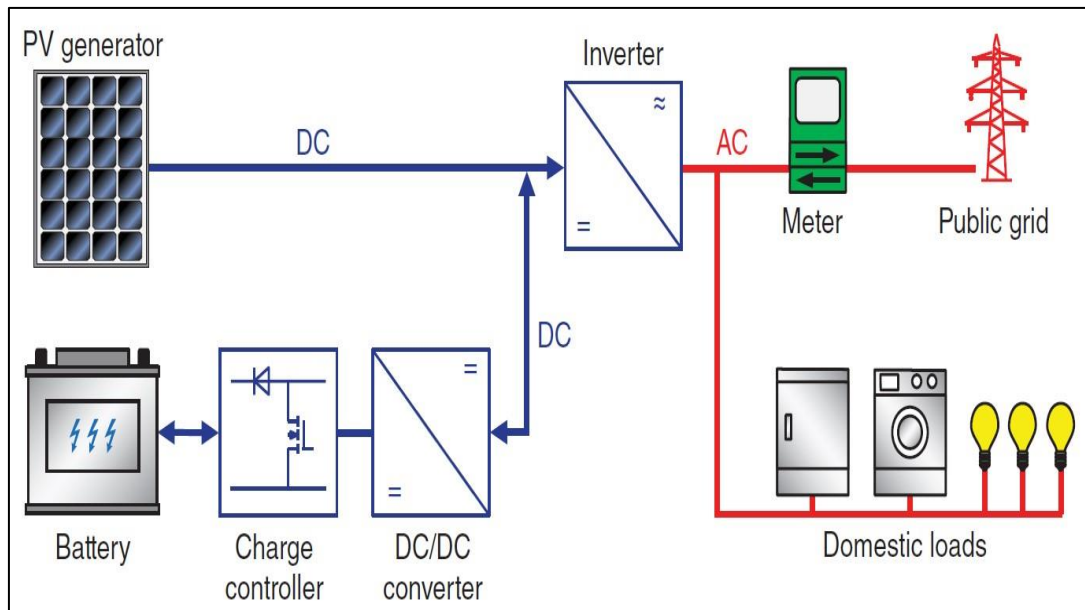
Relacionado con el sistema anterior, este tipo de sistema es similar, adicionando un respaldo de almacenamiento, por ello también es conocido como sistema híbrido de red. Está pensado para clientes ya conectados a la red de distribución eléctrica, y desean un respaldo para sus paneles fotovoltaicos. Aquellos clientes propensos a cortes de energía seguidos necesitan estar preparados para ello, es ahí donde las baterías toman relevancia.

Es una combinación adecuada de la conexión a red y los sistemas de almacenamiento, además a nivel internacional también puede acceder a incentivos financieros y legales, reduciendo significativamente la factura del servicio público de electricidad. El almacenamiento de energía actúa cuando se suscitan apagones, evitando dejar sin energía al usuario (Elbaset et al., 2019). El sistema se puede observar en la Figura 2.

La gran desventaja de estos sistemas es su costo superior y la eficiencia, además del uso de más componentes. Es necesario mencionar que no todas las cargas dentro del predio del usuario pueden tener respaldo de almacenamiento, pues para Elbaset et al. (2019), esto significaría un dimensionamiento de las baterías mucho más grande, y el sistema perdería su rentabilidad. Por ello se priorizan las cargas más importantes.

Figura 2

Esquema de un sistema conectado a la red con respaldo de batería



Nota: Tomado de *Photovoltaics – Fundamentals, Technology, and Practice* (p. 198), por K. Mertens, 2019, John Wiley & Sons.

c. Sistema fotovoltaico independiente

Los sistemas fotovoltaicos de tipo independiente son aquellas que no cuentan con una conexión de red, es por ello por lo que se adecuan a las necesidades de clientes alejados de la misma (Elbaset et al., 2019). Son comunes en zonas geográficas de poca accesibilidad, como en nuestro país, la sierra central. En zonas urbanas carecen de sentido, sin embargo, en zonas como playas o casas de campo, se configuran como una alternativa que puede ser rentable. El esquema de un sistema fotovoltaico independiente se aprecia en la Figura 3.

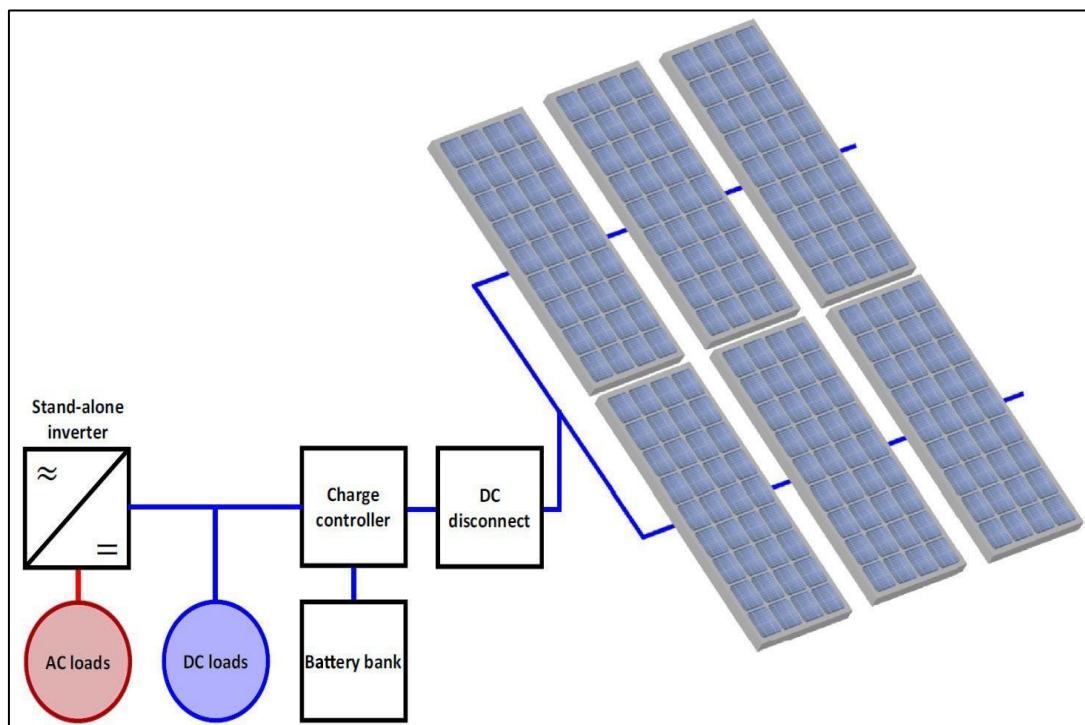
Entre los beneficios principales que un cliente o un usuario puede llegar a obtener de este tipo de sistema fotovoltaico tenemos: el usuario logra la autosuficiencia energética, además, puede obtener energía estando ubicado en lugares alejados y poco accesibles. De igual manera, con respecto al componente económico, se resalta que solo existen costos fijos y se evita todo tipo de facturas correspondientes a

consumos eléctricos. Un aspecto adicional que hace atractivo este tipo de sistemas es que son modulares, lo que permite aumentar su capacidad a la par que crecen las necesidades energéticas. (Satpathy y Pamuru, 2020).

Al ser independientes, deben de diseñarse para cubrir la totalidad de las cargas internas, teniendo en cuenta un sobredimensionamiento para cargas futuras. Esto hace que los sistemas sean más caros pues cuentan con baterías y más componentes que los sistemas estándar conectados a red. En ciertas ocasiones, se puede buscar otras fuentes de energía como la eólica o un generador eléctrico, esto dependiendo de las condiciones climáticas pertenecientes al lugar de instalación, pues a veces la fuente principal (energía solar), no logra ser suficiente para mantener las baterías cargadas (Elbaset et al., 2019).

Figura 3

Esquema de un sistema fotovoltaico independiente



Nota: Tomado de *Design and performance optimization of renewable energy systems* (p. 126), por M. Assad y M. Rosen (Eds.), 2021, Academic Press.

d. Sistemas híbridos

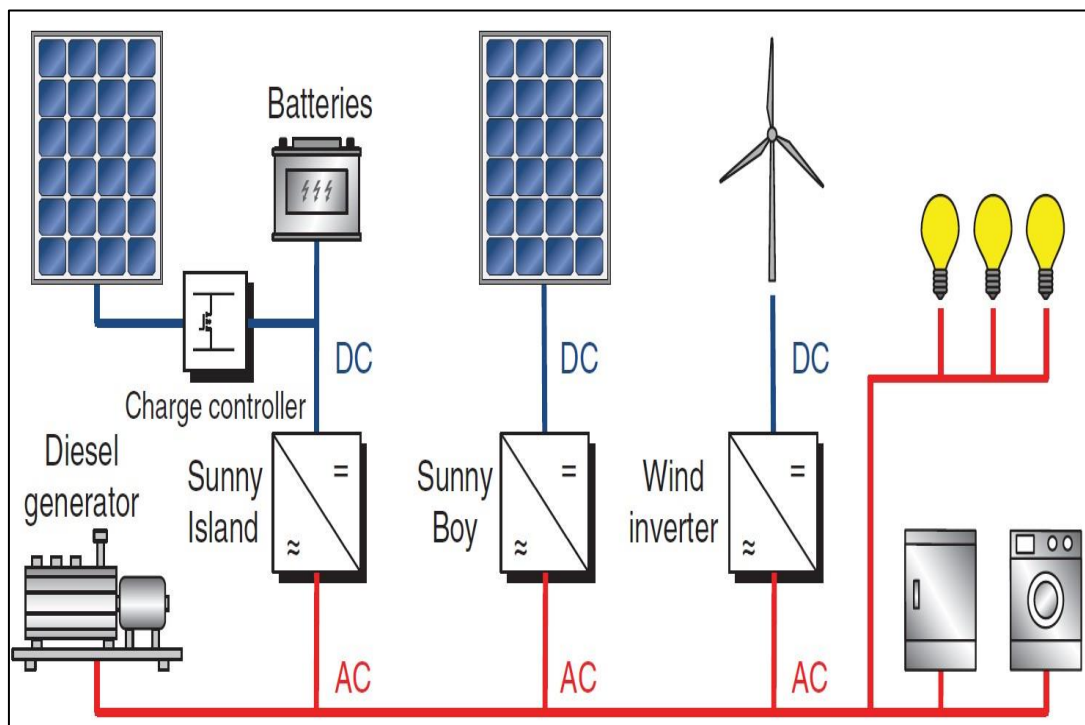
Este tipo de sistemas hacen referencia a la combinación de dos a más fuentes de energía, al hablar de sistemas fotovoltaicos, estos pueden adicionar fuentes como la eólica, biomasa, generadores eléctricos u otra fuente renovable o convencional. Además, Elbaset et al. (2019), menciona que el sistema fotovoltaico presenta un

banco de baterías para el almacenamiento de excedentes para usarlos cuando exista un déficit al cubrir la demanda energética. Se observa en la Figura 4 un sistema híbrido detallado.

En el dimensionamiento se considera al arreglo fotovoltaico como la fuente principal, mientras que los suministros alternativos servirían para cubrir cargas cuando sea necesario. Mertenés (2019), considera que, en términos económicos, los sistemas descritos, incorporando una fuente de energía solar fotovoltaica, un generador diesel y un almacenamiento de baterías adecuado, son mucho más baratos que su contraparte que solo emplearía un gran generador diesel. Esta disposición ofrece todos los beneficios de la energía fotovoltaica con respecto a los bajos costos de operación y mantenimiento, pero además garantiza un suministro seguro.

Figura 4

Esquema de un sistema híbrido



Nota: Tomado de *Photovoltaics – Fundamentals, Technology, and Practice* (p. 234), por K. Mertens, 2019, John Wiley & Sons.

Está claro que este sistema es muy flexible, ya que los generadores adicionales se pueden conectar simplemente a la red de corriente alterna. Si todo un pueblo está conectado al sistema híbrido, esto se conoce como microrred. Si, de nuevo, varias microrredes están interconectadas, esto se conoce como una mini red. Por lo tanto, está claro que las tecnologías para los países en desarrollo ofrecen una gran

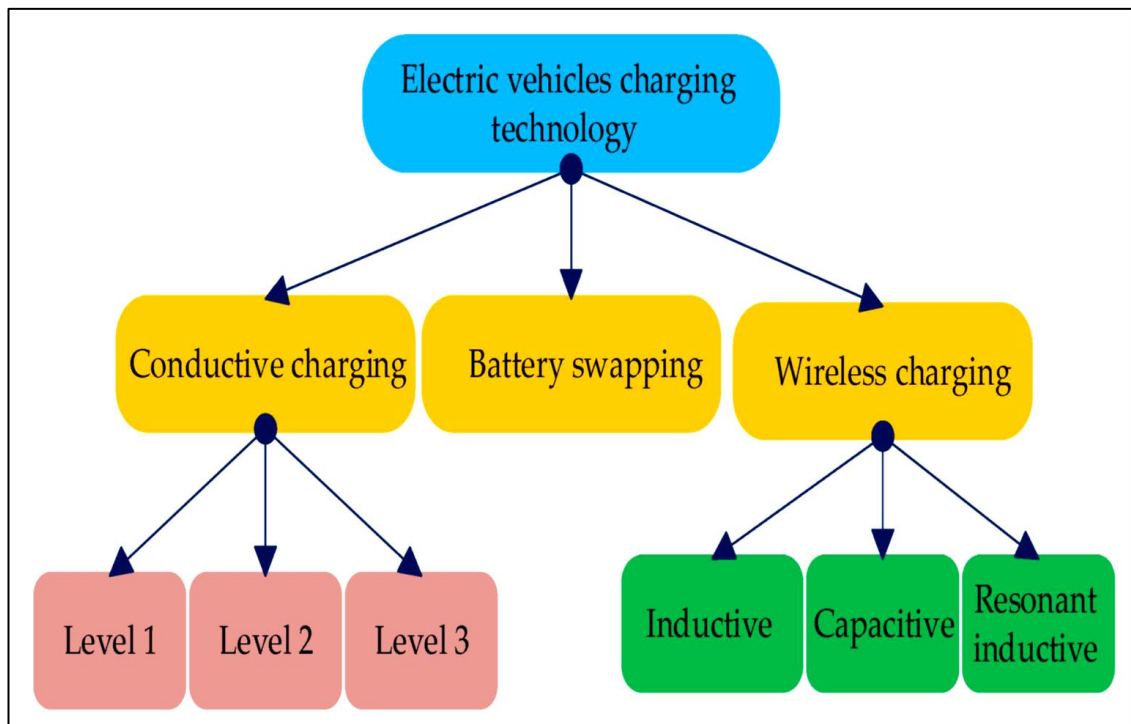
oportunidad para electrificar de manera descentralizada las áreas rurales de manera paulatina y luego interconectarse a unidades de red cada vez más grandes (Mertens, 2019).

2.2.2. Infraestructura de las estaciones de carga

La falta de una infraestructura de recarga fiable es un gran obstáculo para los vehículos eléctricos. Esta tendencia es especialmente notable en las regiones o naciones en desarrollo, donde la falta de instalaciones de recarga es un impedimento sustancial para los conductores que contemplan la adopción de adquirir vehículos eléctricos. La falta de infraestructura de recarga se suma a la preocupación por la autonomía. Cuando realizan viajes de larga distancia, los conductores suelen preocuparse por la disponibilidad de estaciones de recarga (Kumar et al., 2023).

Figura 5

Tecnologías relacionadas con la recarga de vehículos eléctricos



Nota: Tomado de *A Comprehensive Review of Electric Vehicles in Energy Systems: Integration with Renewable Energy Sources, Charging Levels, Different Types, and Standards* (p. 10), por K. Taghizad-Tavana et al., 2023, *Energies*, 16(2), 630.

Las estaciones de carga para las baterías de las unidades eléctricas, juega un papel crucial para el desarrollo de la electromovilidad, ya que la adopción y la aceptabilidad social de los vehículos mencionados depende de la facilidad de acceso de las estaciones de carga y los cargadores públicos (Alrubaie et al., 2023). Hay dos tipos de sistemas de carga: a

bordo (dentro del automóvil, para carga lenta) y fuera de bordo (fuera del vehículo, para carga rápida) (es decir, vehículo exterior para carga rápida) Además, estos cargadores pueden clasificarse como unidireccionales o bidireccionales.

La Figura 5 muestra los numerosos tipos de sistemas de recarga de vehículos eléctricos, que se clasifican en tres grandes grupos (Taghizad-Tavana et al., 2023):

- Carga conductiva (Conductive charging)
- Cambio de batería (Battery swapping)
- Carga inalámbrica (Wireless charging)

En general, la carga conductiva es de las técnicas más utilizadas en las estaciones de carga, en las cuales se pueden usar:

- Cargadores de CA o cargadores internos
- Cargadores de CC o cargadores externos

A diferencia de los cargadores internos, los cargadores de CC ofrecen una amplia gama de niveles de potencia, lo que les permite cargar la batería del 0% al 80% en unos 20 minutos. Sin embargo, esta cifra puede variar en función del estado de la batería y de la calidad del vehículo eléctrico.

El método de carga de CA para vehículos eléctricos debe estar conectado a una toma de corriente. A diferencia del método de corriente continua, la carga de los vehículos eléctricos con este método lleva más tiempo y requiere el uso de un dispositivo de carga interno, lo que aumenta el peso del vehículo (Taghizad-Tavana et al., 2023).

En lo que respecta al cambio de batería o “battery swapping”, Taghizad-Tavana et al. (2023), mencionan que los vehículos eléctricos pueden utilizar instalaciones de cambio de baterías para sustituir sus baterías agotadas por otras cargadas. La aplicación más común para el cambio de baterías se da en los montacargas eléctricos. Por otro lado, en países como India, este método de carga se está haciendo cada vez más habitual.

En general, a medida que aumenta la distancia diaria promedio recorrida, el vehículo eléctrico de dos o tres ruedas de batería se vuelve más económico que los vehículos de carga puntual o de gasolina, empleando el cambio de batería o “battery swapping”, como el método de recarga (IEA, 2023).

Por último, cabe señalar en la descripción de los sistemas de carga inalámbrica que estos sistemas se sitúan en las ciudades y en los aparcamientos de los propietarios de los vehículos eléctricos. La carga inalámbrica se divide en tres categorías, que son:

- Inductiva
- Capacitiva
- Inductiva resonante

La carga inductiva alimenta las baterías de los vehículos eléctricos por inducción electromagnética. Los vehículos eléctricos pueden aparcarse cerca de una estación de carga o una plataforma de inducción sin necesidad de alinearse con precisión ni de entrar en contacto eléctrico con un muelle o un enchufe. La carga por resonancia es un mecanismo que se utiliza a distancias cortas (3-5 m); suele emplearse cuando se necesita más energía. La aplicación de la carga por resonancia para cargar la batería de vehículos eléctricos es un tema de vanguardia y en constante investigación en nuestros días (Taghizad-Tavana et al., 2023).

El funcionamiento de la carga inalámbrica de condensadores para Taghizad-Tavana et al. (2023), se basa en la corriente de desplazamiento inducida por las variaciones del campo eléctrico provocadas por la carga eléctrica y opera en la gama de frecuencias de 100 a 600 m. Para la transferencia inalámbrica de energía se utilizan condensadores de acoplamiento. Además, la cantidad de energía eléctrica transferida está influenciada por parámetros como la frecuencia, la tensión y el espacio de aire entre el transmisor y el receptor.

A nivel internacional, la norma IEC 61851, dictamina los modos y niveles de tensión en los que se clasifican las estaciones de carga para los vehículos eléctricos (Savari et al., 2022), sin embargo, para Estados Unidos, la norma SAE J1772 rige los parámetros técnicos de sus estaciones de carga (Shahab et al., 2021). Es necesario mencionar que los tiempos de carga dependen en gran medida del nivel de carga correspondiente de la batería de la unidad eléctrica. Esto se correlaciona para Savari et al. (2022), con el cable utilizado para cargar el dispositivo, la tasa de carga y el equipo de suministro de vehículos eléctricos conocido por sus siglas en inglés como EVSE.

A continuación, en la Tabla 1, se presentan los niveles de carga establecidos para las normas mencionadas:

Tabla 1*Estándares de niveles de carga*

| Estándar | Nivel | Conexión | Potencia | Corriente máxima | Ubicación | Tiempo de carga |
|--------------------------|-------|---------------|-------------|------------------|----------------|-----------------|
| IEC 61851 (europeo) | 1 | 1Ø en AC | 3,7 kW | 16 A | Residencial | Hasta 14 h |
| | 2 | 1Ø y 3Ø en AC | 7,4 a 22 kW | 32 A | Semi pública | 2-7 h |
| | 3 | 3Ø en AC | 43 kW | 62 A | Pública | < 1 h |
| | 4 | DC | 200 kW | 400 A | Pública | 0,25 h |
| SAE J1772 (americano) | 1 | 1Ø en AC | 1,9 kW | 20 A | Casa y oficina | 4-36 h |
| | 2 | 1Ø y 3Ø en AC | 19,2 kW | 80 A | Privada | 1-6 h |
| | 3 | 3Ø en AC | 130 kW | 200 A | Pública | 0,2-1 h |
| | 4 | DC | 500 kW | 625 A | Carreteras | 0,1-0,2 h |

Nota: Tomado y adaptado de *Wireless Power Transfer Technologies Applied to Electric Vehicles: A Review* (p. 2), por A. Triviño et al., 2021, *Energies*, 14(6), 1547 y *Improved Control Strategy for Three-Phase Microgrid Management with Electric Vehicles Using Multi Objective Optimization Algorithm* (p. 6), por M. Shahab et al., 2021, *Energies*, 14(4), 1146.

Se entiende por EVSE a la infraestructura de carga o punto de recarga, donde se suministra la energía al equipo de almacenamiento. Sus componentes principales son: cables de carga, puertos, conectores e interfaces para cargar la batería. Los vehículos eléctricos, como se mencionó en párrafos anteriores son una premisa prometedora para la mitigación de los impactos ambientales, no obstante, su adopción a niveles macro, implica problemas significativos para su gestión, control y monitoreo. Es ahí donde las fuentes de energía renovable se convierten en un enfoque sostenible y eficaz para abordar estos asuntos (Manousakis et al., 2023).

Alrubaie et al. (2023), refieren que existen numerosas investigaciones que han analizado los beneficios de los sistemas de estaciones de carga basadas en sistemas fotovoltaicos. Se destaca el beneficio de cargar las unidades automotrices eléctricas con energía solar fotovoltaica y explica que los vehículos eléctricos pueden disminuir las consecuencias de la producción fotovoltaica excesiva. La Figura 6 nos muestra una estación de carga con paneles fotovoltaicos. En esa línea de ideas, se les ha dado predominancia a los sistemas de carga basados en sistemas fotovoltaicos para hogares y oficinas, dado que

necesitan un análisis menos complejo y representan una integración flexible dentro del sistema de distribución.

Figura 6

Estación de carga con generador fotovoltaico



Nota: Tomado de *FREA - UCF, PV Electric Vehicle charger* [Fotografía], por D. Lance y D. Norvell, 2023, EnergySage. (<https://www.energysage.com/project/6936/frea-ucf-pv-electric-vehicle-charger/>).

En virtud de minimizar la dependencia de los clientes de los combustibles fósiles, los gestores energéticos están diversificando su producción incluyendo cantidades sustanciales de fuentes de energía renovables. Las microrredes ayudan a los vehículos eléctricos con una carga inteligente para mejorar la fiabilidad, la gestión eficiente del consumo energético y las consideraciones económicas. Taghizad-Tavana et al. (2023), indican que las fuentes de energía renovables y los vehículos eléctricos se configuran como una alternativa crucial para regular el consumo energético, bajar los precios y disminuir las consecuencias medioambientales en los sistemas de microrredes. La integración de los vehículos eléctricos con las microrredes se examina dos veces: en primer lugar, en modo independiente de la red y, en segundo lugar, en modo conectado a la red.

2.2.3. Vehículos eléctricos menores de tres ruedas

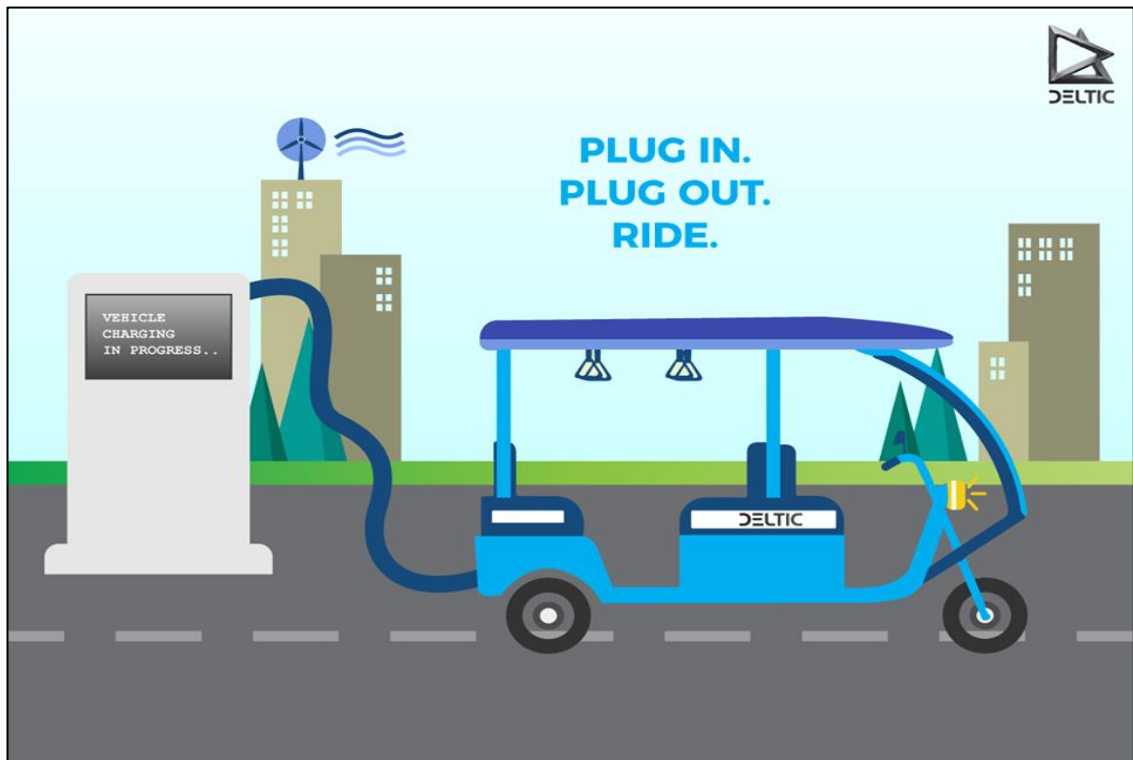
Los vehículos de tres ruedas totalmente eléctricos que utilizan baterías para su funcionamiento son conocidos en países asiáticos en desarrollo como rickshaws, tuk-

tuks o bicicletas fáciles. Hasan (2020), asevera que los vehículos mencionados se han convertido en el medio de transporte público predominante en el sur asiático (India, Vietnam, Bangladesh, entre otros). Su popularidad se debe a la versatilidad que presentan como vehículos siendo su medio de vida o un transporte particular necesario en muchas áreas urbanas y rurales de los países mencionados.

Es necesario recalcar que las unidades descritas usan motores de combustión interna. Sin embargo, en años recientes, y en consecuencia de la introducción de la electromovilidad en el mundo, existen fabricantes de dichos vehículos con tecnología eléctrica conocidos como “e-rickshaw”. En el Perú los vehículos aludidos se conocen como “mototaxis” y son un medio de transporte para localidades ubicadas en las provincias y departamentos fuera de la capital. El despliegue de e-rickshaws carece de una legislación adecuada. Debido al crecimiento no planificado, supone una carga adicional para la infraestructura energética existente. Este panorama no es la excepción en nuestro país. Existen proveedores de mototaxis eléctricas en Perú, sin embargo, la electromovilidad no se ha concretado a gran escala. En la Figura 7, apreciamos el proceso de carga de un mototaxi eléctrico.

Figura 7

Estación de carga y e-rickshaw o mototaxi eléctrico



Nota: Tomado de *E-Rickshaw | A Bliss or a Boon* [Fotografía], por Delta Auto Corp LLP, 2017, Delta Auto Corp. (<https://delticsite.wordpress.com/2017/12/30/e-rickshaw-a-bliss-or-a-boon/>).

A nivel latinoamericano, en Guatemala la Asociación Ambiental G-22 desarrolló un proyecto completo, donde desarrolló el chasis, el sistema de generación eléctrica (paneles fotovoltaicos), el sistema de propulsión, sistema de almacenamiento, aplicaciones a nivel móvil, y un plan de marketing para sacar al mercado el Tuk Tuk Solar (G-22, 2023). El vehículo eléctrico se diseñó para cubrir las necesidades de movilización para las principales ciudades de Guatemala. La Asociación Ambiental G-22, convirtió un mototaxi convencional a gasolina, el cual se conoce como Tuk Tuk en el país mencionado, a uno del tipo eléctrico.

El proyecto constó de 4 paneles fotovoltaicos policristalinos de 150 Wp cada uno, un motor eléctrico con una potencia máxima de 1200 W. Así también un cargador adaptado a un voltaje de 110 V en AC y 60 V en DC. La autonomía máxima que logra es de 120 km, a una velocidad máxima regulada de 30 km/h.

La asociación se encuentra desarrollando cinco nuevos modelos de mototaxis eléctricos-solares que tendrán diferentes aplicaciones para el aprovechamiento de la energía acumulada. Uno de ellos se utilizará en el sector agrícola (bombeo solar), otro funcionará como una ambulancia con velocidad controlada, el tercero permitirá cargar más de cincuenta celulares simultáneamente en espacios públicos, el cuarto operará como un centro de impresiones fuera de escuelas y universidades, y el quinto se utilizará para la gestión de residuos sólidos en áreas urbanas. Los cinco prototipos se desarrollarán en el municipio de Esquipulas, Chiquimula (G-22, 2023). El Tuk Tuk solar se ha convertido en una realidad en el país latino y se erige como una solución eficaz para combatir los problemas asociados con la contaminación y el impacto ambiental.

Nuestro país no es ajeno al desarrollo de mototaxis eléctricos, dada la importancia de los vehículos en alusión. En el año 2012, el investigador y docente de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos (UNMSM), Dr. Werner Pacheco Luján, junto con sus estudiantes lograron construir un vehículo eléctrico el cual constaba de lo siguiente: panel solar flexible, una motocicleta eléctrica y el chasis de un mototaxi convencional. Este vehículo fue patentado en el año 2012, alcanzando una velocidad máxima de 40 km/h, con un motor eléctrico de 500 W y baterías de tipo plomo gel. El vehículo era capaz de movilizar 3 personas, al igual que un mototaxi convencional de gasolina (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN], 2019).

Inmediatamente, al año siguiente, en el 2013, la empresa Ecoenergy S.A.C., buscó adaptar y desarrollar su propio vehículo eléctrico. Es así como junto con GEM Motors y la Sociedad Alemana de Inversión y Desarrollo (DEG), lograron adaptar y colocar los motores eléctricos a una carrocería de un vehículo de tres ruedas. Este modelo existente y de última generación pertenecía a la empresa KYTO Green Technologies. Las principales características de este modelo son: una velocidad máxima de 60 km/h, una autonomía de 130 km, soportan un peso máximo de 500 kg y cuentan con 02 motores de 4 kW. En lo que respecta al sistema de almacenamiento, se incorporan baterías de litio (OSINERGMIN, 2019).

Figura 8

Quantum Electrotaxi



Nota: Tomado de *Quantum Electrotaxi* [Fotografía], por Quantum, 2024, qm.com.pe. (<https://qmperu.com/quantum-electrotaxi/>).

Otro de los esfuerzos por electrificar el sector de los mototaxis eléctricos, fue el realizado por la empresa Senatinos perteneciente al Parque Industrial de Villa El Salvador, donde presentaron un kit de conversión. El proceso de conversión se da reemplazando el motor de combustión interna por un kit de conversión con motor eléctrico. El precio del kit de conversión era de 330 dólares, asegurando ahorros significativos de hasta S/ 29 soles diarios, teniendo en cuenta un gasto con el vehículo eléctrico recién convertido de S/ 3 a S/ 4,5 diarios (OSINERGMIN, 2019).

En los últimos años, la empresa Quantum ha ingresado al mercado peruano con modelos de vehículos de tres ruedas que incorporan las ventajas de un vehículo eléctrico y reducen las desventajas que se pueden asociar a los modelos de vehículos eléctricos mencionados en los párrafos anteriores. El vehículo eléctrico en cuestión se observa en la Figura 8.

El modelo conocido como Electrotaxi, cuenta con especificaciones técnicas adecuadas para entornos urbanos y rural-urbanos, que son comunes en nuestro país, en particular en la ciudad de Huarmey. La autonomía llega hasta 100 km, con una velocidad máxima de 50 km/h y un motor de 3 kW. El tiempo de carga se encuentra entre 6 a 8 horas, con una conexión adaptada para voltajes residenciales. La capacidad de la batería es de 7.9 kWh, y su tecnología es de litio LifePO4. En la Figura 8, se puede apreciar el modelo Electrotaxi, el cual es una opción adecuada para cubrir distancias relativamente cortas en la ciudad (Quantum, 2024).

2.2.4. Software Homer Grid

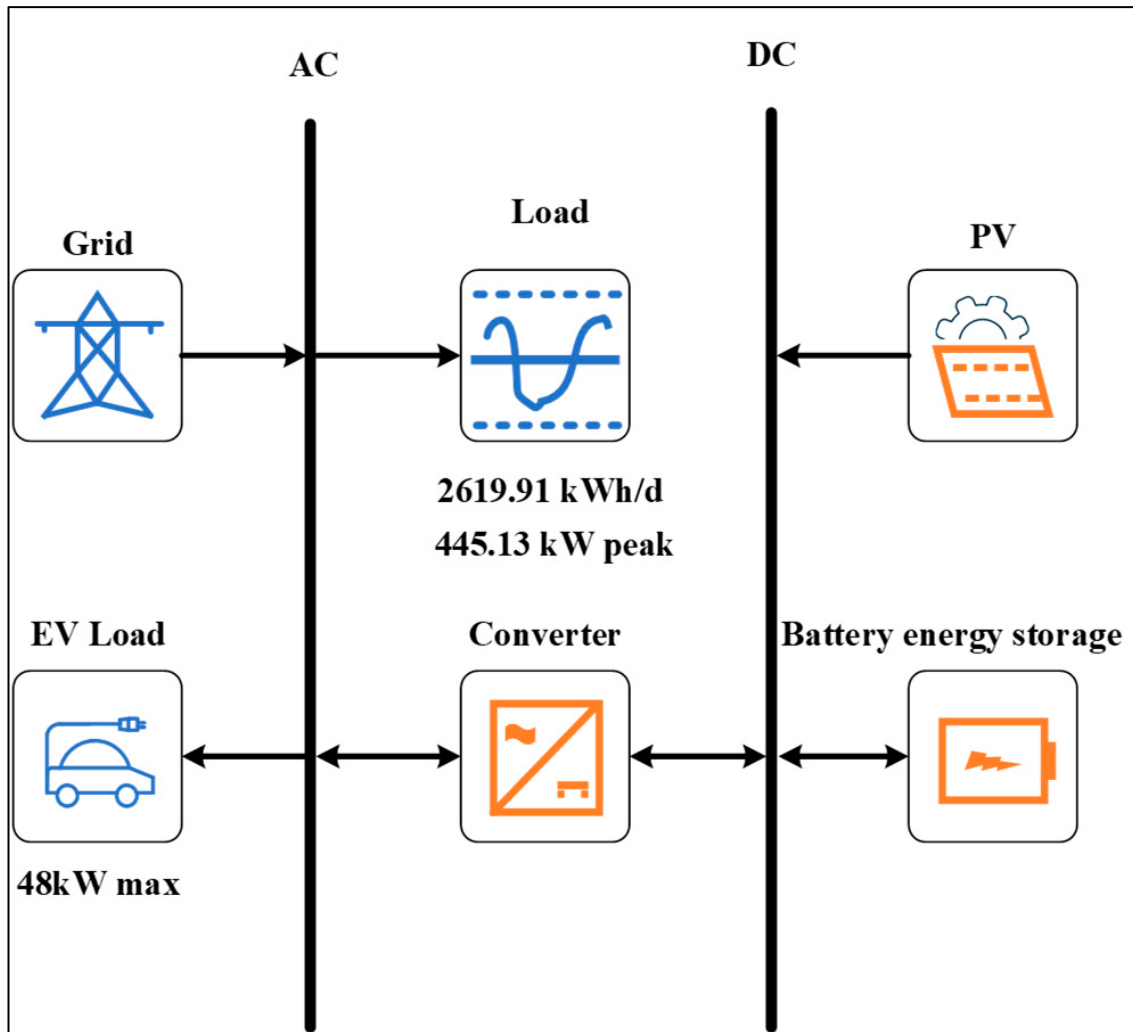
La simulación computacional se erige como una herramienta precisa para desarrollar diferentes investigaciones en el campo de las energías renovables. Para ello, existen diversos softwares que se especializan en las diferentes fuentes de energía. Entre estos, el software HOMER Grid, se encamina a consolidarse como una opción adecuada en él lo que corresponde a microrredes eléctricas. En la Figura 9 se aprecia la arquitectura de una microrred propuesta. El software, distribuido por UL Solutions, provee de interfaces gráficas diseñadas para una mejor comprensión de todos los parámetros que involucran los aspectos técnicos, económicos y ambientales de sistemas que emplean energías renovables.

El software comenzó con su versión HOMER Pro, no obstante, a partir del 2018, la empresa lanza al mercado HOMER Grid, con características especiales, como el poder modelar estaciones de carga que emplean fuentes de energía renovables. El software,

presenta una interfaz amigable y fácil de usar, y consiste en pasos básicos como: definir la ubicación del sistema, consignar un perfil de demanda, indicar el tipo de fuente de energía renovable a usar, establecer la arquitectura del sistema y suministrar los datos con respecto a parámetros técnicos y financieros. A partir de ello el programa desarrolla y analiza los resultados y busca los parámetros óptimos para presentar al usuario (UL Solutions, 2023).

Figura 9

Arquitectura de una microrred en HOMER Grid



Nota: Tomado de *HOMER-Based Multi-Scenario Collaborative Planning for Grid-Connected PV-Storage Microgrids with Electric Vehicles* (p. 5), por Y. Zhang et al., 2023, *Processes*, 11(8), 2408.

a. Ecuaciones para modelamiento en HOMER Grid

La potencia optima final del sistema fotovoltaico en HOMER Grid se evalua con la siguiente ecuación (Zhang et al., 2023):

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \{ \bar{G}_T / \bar{G}_{T,STC} \} [1 + a_p (T_c - T_{c,STC})] \tag{1}$$

Donde:

P_{PV} : Potencia de salida de la instalación fotovoltaica en kW

Y_{PV} : Potencia de salida de la instalación fotovoltaica STC en kW

f_{PV} : Factor de reducción de potencia de la instalación fotovoltaica

\bar{G}_T : Radiación solar que incide sobre la instalación fotovoltaica en W/m^2

$\bar{G}_{T,STC}$: Radiación solar STC en W/m^2

a_p : Coeficiente de temperatura de la potencia en $\%/^{\circ}C$

T_c : Temperatura ambiente en $^{\circ}C$

$T_{c,STC}$: Temperatura STC en $^{\circ}C$

El software modela la potencia máxima del conjunto de baterías, empleando la siguiente ecuación (Zhang et al., 2023):

$$P_{bac,cpmax,mcc} = \frac{N_{bat} I_{max} V_{nom}}{1000} \quad (2)$$

Donde:

$P_{bac,cpmax,mcc}$: Potencia máxima de carga de la batería en kW

N_{bat} : Número total de baterías

I_{max} : Corriente máxima de carga en A

V_{nom} : Tensión nominal del acumulador en V

La fracción renovable se configura como (Zhang et al., 2023):

$$f_{RF} = 1 - \frac{E_{nonren}}{E_{served}} \quad (3)$$

Donde:

f_{RF} : Fracción renovable

E_{nonren} : Energía consumida de la red en el sistema en kWh

E_{served} : Energía consumida total del sistema en kWh

El costo actual neto o NPC por sus siglas en inglés, de un sistema es el valor actual de todos los gastos realizados a lo largo de la vida útil del sistema menos el valor actual de todos los ingresos recibidos durante la vida útil del sistema. Los costos incluyen los gastos de capital, los costos de sustitución, los costos de explotación y mantenimiento, los costes de combustible, las multas medioambientales y el coste de adquisición de energía de la red. Los dos flujos de ingresos son el valor residual y los ingresos por venta a la red. El NPC total se obtiene combinando los flujos de caja descontados a lo largo de la vida del proyecto (Riayatsyah et al., 2022).

El costo nivelado de la energía se calcula según la siguiente relación (Zhang et al., 2023):

$$LCOE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{served}} \quad (4)$$

Donde:

LCOE: Costo nivelado de la energía en $S//kWh$

C_{ann,tot}: Costo total anualizado del sistema en $S/$

E_{served}: Energía consumida total del sistema en kWh

La tasa interna de retorno o TIR es el tipo de descuento al que el caso de referencia y el sistema optimizado tienen el mismo costo actual neto. La TIR se calcula dividiendo el valor actual de la diferencia entre las dos secuencias de flujos de caja por el tipo de descuento (Riayatsyah et al., 2022).

III. MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. RECURSOS

3.1.1. Recursos humanos

- La investigadora: Bachiller Pretell Gonzales Maria Pia
- El asesor: Dr. Aranguri Cayetano Denis Javier

3.2. MATERIALES

3.2.1. Físicos (equipos, materiales)

- 01 laptop.
- 01 impresora.
- Materiales de oficina, útiles y papelería en general.
- Libros, textos, otros materiales impresos.
- Libros, artículos electrónicos.

3.2.2. No físicos (softwares especializados)

- HOMER Grid 1.11.1.
- Microsoft Word
- Microsoft Excel
- Google Earth Pro
- AutoCAD

3.3.MÉTODOS

3.3.1. Identificación de variables

- **Variable Independiente:** Perfil de carga de vehículos eléctricos.

Definición conceptual: El perfil de carga de vehículos eléctricos se puede utilizar para analizar el impacto de las actividades de carga de los vehículos eléctricos en un sistema eléctrico específico o en el sistema de energía en general (Schäuble et al., 2017).

- **Variable Dependiente:** Estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica.

Definición conceptual: Integración de elementos que se utiliza para cargar directamente un vehículo eléctrico utilizando energía solar fotovoltaica (Alrubaie et al., 2023 y Chandra, 2018).

3.3.2. Métodos de la investigación

Los métodos de investigación se refieren a un conjunto de procedimientos sistemáticos y técnicas utilizados en el proceso de investigación científica o académica con el propósito de adquirir, analizar y generar conocimiento. Estos métodos están diseñados para ayudar a recopilar datos de manera rigurosa, organizar información, analizar patrones y relaciones, y llegar a conclusiones basadas en evidencia empírica. Los métodos de investigación que se emplearon en el presente estudio son:

Método descriptivo: El cual tiene como objetivo obtener, interpretar y presentar información sobre una realidad, con la mayor exactitud o precisión posible, de acuerdo con ciertos criterios predeterminados. En particular, la investigación empleó el método descriptivo, pues se recopiló información de las necesidades de movilización de los mototaxis en el distrito de Huarmey. Luego de ello se calcularon los parámetros adecuados para cubrir dichas necesidades mediante la estación de carga alimentada por energía solar fotovoltaica. Finalmente se realizó una comparación entre las características técnicas y económicas para demostrar la viabilidad de la estación de carga mencionada.

Método deductivo: Se enmarca en develar una conclusión que encuentra sus bases en una premisa o un conjunto de proposiciones que conocemos como axiomas, los cuales son asumidos como verdaderos desde su formulación. Usando las bases fundamentales teóricas relacionadas con los sistemas fotovoltaicos, las estaciones de carga y sus respectivos parámetros, se logró en un primer momento, determinar la necesidad de movilización a través de los mototaxis. Con ello se pudo establecer la equivalencia a unidades eléctricas, para luego desarrollar el perfil de carga de los vehículos eléctricos correspondiente.

Método inductivo: Este método de investigación está enfocado en conseguir un razonamiento que parte desde lo más particular, y se extiende hasta una generalización. En particular, los resultados que se lograron en el estudio se pueden generalizar en las conclusiones, para enmarcarse en bases teóricas y metodológicas para posteriores indagaciones en la misma línea y área de investigación.

3.3.3. Procedimiento de la investigación

En un primer momento, se recopiló información mediante una encuesta, de las necesidades de movilización de los conductores de mototaxis convencionales en el distrito de Huarmey. Entre los principales datos que se recopilaron se encuentra: tiempo de uso del mototaxi, horarios de funcionamiento de su vehículo, el número de carreras diarias en promedio, el recorrido por carrera o recorrido total diario, costos en el consumo de combustible, costos de mantenimiento, ganancias diarias, entre otros. A partir de la información recabada, se elaboró un perfil de carga de vehículos eléctricos que se corresponda con la demanda de necesidades de movilización de los conductores.

A continuación, usando el programa especializado HOMER Grid 1.11.1, se establecieron las coordenadas correspondientes al lugar de ubicación de la estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica. Asimismo, se modeló el perfil de carga elaborado en el paso anterior. Posteriormente, se diseñó los componentes correspondientes a la topología del sistema fotovoltaico y los parámetros técnicos y económicos de entrada. Finalmente, se procedió a computar los resultados correspondientes.

Los resultados fueron analizados y mostrados en tablas y figuras para su fácil comprensión, y a partir de ellos, se establecieron las conclusiones y recomendaciones de la investigación, enmarcadas en responder los objetivos propuestos.

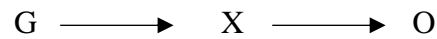
3.3.4. Limitaciones de la investigación

Es fundamental reconocer y abordar las limitaciones que pueden afectar la validez y la interpretación de los resultados obtenidos, por lo tanto, el estudio presenta sus limitaciones en los siguientes aspectos:

- Los datos de radiación solar para el distrito de Huarmey fueron obtenidos a través del software especializado HOMER Grid 1.11.1.
- La investigación se limita a considerar solo vehículos eléctricos menores como los mototaxis eléctricos, sin tener en cuenta vehículos de tipo híbrido, pues se busca promover un sistema que, desde la generación eléctrica hasta su uso, no genere emisiones.
- El área máxima para la instalación de los paneles fotovoltaicos pertenecientes al sistema fotovoltaico es limitada debido a la ubicación de la estación de carga.

3.3.5. Diseño de la investigación

El diseño de investigación es el marco estructural que proporciona la guía y la organización necesarias para llevar a cabo un estudio científico riguroso y responder a las preguntas de investigación planteadas (Ñaupas et al., 2018). Por lo que, el diseño correspondiente al estudio es el pre experimental, el cual presenta la simbología correspondiente según Naupas et al., (2018):



Donde:

G: Parque automotor de vehículos menores en el distrito de Huarmey.

X: Perfil de carga de vehículos eléctricos.

O: Medición de las dimensiones de la estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica.

3.3.6. Población y muestra

La población y muestra para la investigación, se configuran como únicas, pues son iguales. A continuación, se menciona a cada una de ellas.

– **Población:** Parque automotor de vehículos menores en el distrito de Huarmey.

– **Muestra:** Motocicletas de tres ruedas (mototaxis) en el distrito de Huarmey.

Características: Un mototaxi es una motocicleta de tres ruedas que cuenta con techo y en la parte posterior se conecta a un asiento donde puede movilizar un máximo de 03 personas. Se usa como medio de transporte popular para distancias cortas, empleado como taxi en ciudades, zonas rurales o recintos de pequeña envergadura.

– **Muestreo:** No probabilístico por conveniencia.

3.3.7. Técnicas e instrumentos para la recolección de datos

a. Técnicas

Análisis documental: Recolección de información de fuentes bibliográficas tales como libros, artículos de investigación, tesis, bases de datos virtuales, entre otras.

Observación: Se revisó el área donde se pretende ubicar la estación de carga, junto con el sistema fotovoltaico, para reconocer cual es la superficie máxima y límite que se tiene permitida para el sistema completo.

Procesamiento: A partir del software que se utilizó, se recopiló información relacionada con la radiación solar y temperatura en el distrito de Huarmey.

Encuesta: La encuesta se aplicó para conocer las necesidades de movilización correspondientes a los conductores de mototaxis convencionales en el distrito de Huarmey.

b. Instrumentos

Guía de revisión documental: Se analizó de manera sistemática el contenido inspeccionado para una fundamentación de la investigación correcta y adecuada.

Ficha de observación: Documento donde se depositaron las características principales del área donde se pretende ubicar la estación de carga junto con el sistema fotovoltaico.

Software HOMER Grid 1.11.1.: El software suministró información relacionada con la radiación solar y temperatura del lugar, simplemente seleccionando su ubicación con las coordenadas geográficas correspondientes.

Cuestionario: Corresponde al grupo de preguntas que se realizaron a los conductores de mototaxis convencionales del distrito de Huarmey, para conocer sus necesidades de movilización. Las preguntas fueron elaboradas para responder las siguientes interrogantes: tiempo de uso del mototaxi, horarios de funcionamiento de su vehículo, el número de carreras diarias en promedio, el recorrido por carrera o recorrido total diario, costos en el consumo de combustible, costos de mantenimiento, ganancias diarias, entre otros.

3.3.8. Técnicas de procesamiento y análisis de los resultados

a. Técnicas

Procesamiento: El procesamiento de la información se relaciona con la selección de los resultados obtenidos de manera adecuada, para posteriormente mostrarlos mediante cuadros y gráficos que permitan su entendimiento de manera correcta y precisa.

Simulación: Técnica numérica para conducir cálculos y procesos sistemáticos en gran cantidad. Engloba diferentes relaciones matemáticas, y diagramas lógicos, además de modelos predictivos y correctivos, que se configuran necesarios para

determinar comportamientos de sistemas complejos, como los observados en el mundo real.

b. Instrumentos

Hojas de cálculo de Microsoft Excel: Se empleó para adecuar los resultados obtenidos del software especializado HOMER Grid 1.11.1, de tal manera que se observe claramente los resultados de acuerdo con los objetivos trazados, a través de tablas y gráficos.

Documento de Microsoft Word: Se usó para elaborar el informe final de la investigación, donde se encuentran las bases teóricas, metodológicas y los resultados, así también, se empleó para redactar los acápites concernientes a las conclusiones y recomendaciones que se obtienen a partir de los resultados aludidos.

Archivos de AutoCAD: Se empleó para presentar un plano preliminar correspondiente a la estación de carga, junto con un diagrama multifilar que represente eléctricamente el circuito.

Software HOMER Grid 1.11.1.: Introduciendo los datos de ubicación, perfil de carga, niveles de radiación solar, temperatura, así también, los parámetros iniciales técnicos y económicos, el software permitió evaluar y obtener resultados de acuerdo con los objetivos propuestos. A partir de ello, se revisaron dichos resultados para un análisis concreto de los mismos.

IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. RESULTADOS

4.1.1. Modelo de mototaxi eléctrico escogido para la estación de carga

La elección de un mototaxi eléctrico como vehículo de transporte urbano requiere considerar varios factores importantes en el contexto actual. Esta elección está en línea con la tendencia actual de los vehículos eléctricos, para contribuir en la descarbonización del transporte en el entorno urbano y promover la introducción de tecnologías limpias en el sector del transporte público. Es así como se escogió el modelo “Electrotaxi” de la marca Quantum que presentó los siguientes parámetros eléctricos.

Tabla 2

Parámetros eléctricos del Electrotaxi

| Características | Especificaciones |
|-----------------|---|
| Motor | 100 % eléctrico (imanes permanentes) |
| Performance | Velocidad máxima: 50 km/h Autonomía: 100 km Tracción/ transmisión: 3x2 posterior |
| Batería | Tipo: LifeP04 – Litio/ 72 V - 105 Ah extraíble Consumo de energía: 7,9 kWh Tiempo de carga: 6 – 8 horas |
| Chasis | Suspensión delantera: Doble amortiguador Suspensión trasera: Eje independiente con palier flotante |
| Freno | Freno delantero: Tambor Freno trasero: Tambor control hidráulico CBS |
| Dimensiones | Largo x Ancho x Alto: 2650 x 1300 x 1720 mm Peso con baterías: 440 kg Altura mínima de piso: 160 mm |

Nota: Tomado de la *Ficha técnica del modelo Electrotaxi*.

Los parámetros eléctricos que fueron necesarios para construir el perfil de carga fueron el consumo de energía y el tiempo de carga. Estos datos fueron elementos de partida al momento de comenzar la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1. En relación con los datos adicionales del mototaxi eléctrico, consultar el Anexo 5, según corresponda. El vehículo Electrotaxi se puede apreciar en la Figura 8.

4.1.2. Perfil de carga de los vehículos eléctricos

El cuestionario para determinar las necesidades de movilización de las motocicletas de tres ruedas (mototaxis) en el distrito de Huarmey, se realizó el día 29 de setiembre del 2023, entre las 8:00 a 9:00 am. Se encuestaron a 8 conductores de mototaxis convencionales ubicados en el paradero “Asociación de mototaxistas San Pedro y San Pablo – Puerto Huarmey” y en el paradero “Corazón de Jesús”.

Las interrogantes fueron diseñadas y sometidas a un análisis con el propósito de permitir la construcción de un perfil de carga específicamente vinculado a los mototaxis eléctricos asociados con la estación de carga. Dichas preguntas abordaron los tiempos operativos característicos del mototaxi convencional, así como las distancias máximas recorridas por los vehículos y los parámetros económicos relacionados a su operación y mantenimiento. Se presenta a continuación los principales resultados del cuestionario para la posterior elaboración del perfil de carga.

Tabla 3

¿Cuántas horas usa diariamente su mototaxi para trabajar?

| Alternativas | Frecuencia absoluta | Frecuencia relativa (%) |
|---------------------|----------------------------|--------------------------------|
| 2-4 horas | 1 | 12,5 % |
| 4-6 horas | 1 | 12,5 % |
| 6-8 horas | 4 | 50,0 % |
| 8-10 horas | 1 | 12,5 % |
| 10-12 horas | 1 | 12,5 % |
| TOTAL | 8 | 100,0 % |

Nota: Tomado del Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarmey.

Tabla 4

¿A qué hora comienza su horario de trabajo utilizando su mototaxi?

| Alternativas | Frecuencia absoluta | Frecuencia relativa (%) |
|---------------------|----------------------------|--------------------------------|
| Entre 6 a 8 am | 7 | 87,5 % |
| Entre 8 a 10 am | 1 | 12,5 % |
| TOTAL | 8 | 100,0 % |

Nota: Tomado del Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarmey.

Tabla 5

¿En qué momento del día existe mayor cantidad de clientes?

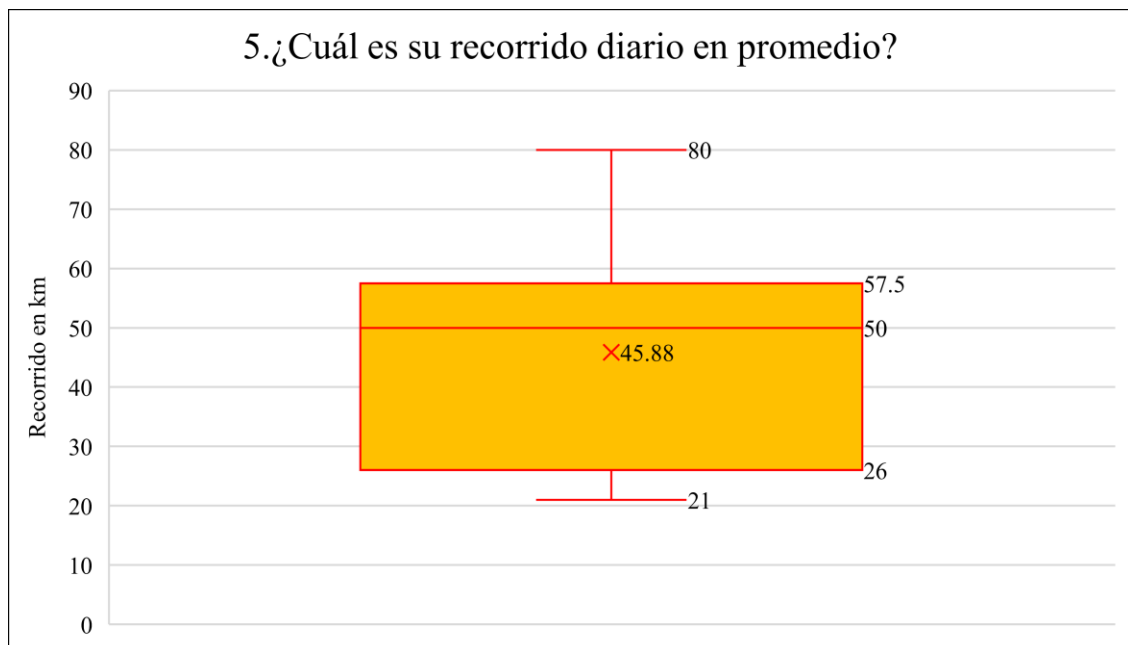
| Alternativas | Frecuencia absoluta | Frecuencia relativa (%) |
|---------------------|----------------------------|--------------------------------|
| Entre 6 a 8 am | 5 | 62,5 % |
| Entre 8 a 10 am | 3 | 37,5 % |
| TOTAL | 8 | 100,0 % |

Nota: Tomado del *Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarmey.*

En promedio el recorrido diario de los conductores es de 45,88 km, mientras que el valor mínimo indicado fue de 21 km y el máximo de 80 km, como se aprecia en la Figura 10.

Figura 10

¿Cuál es su recorrido diario en promedio?



Nota: Tomado del *Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarmey.*

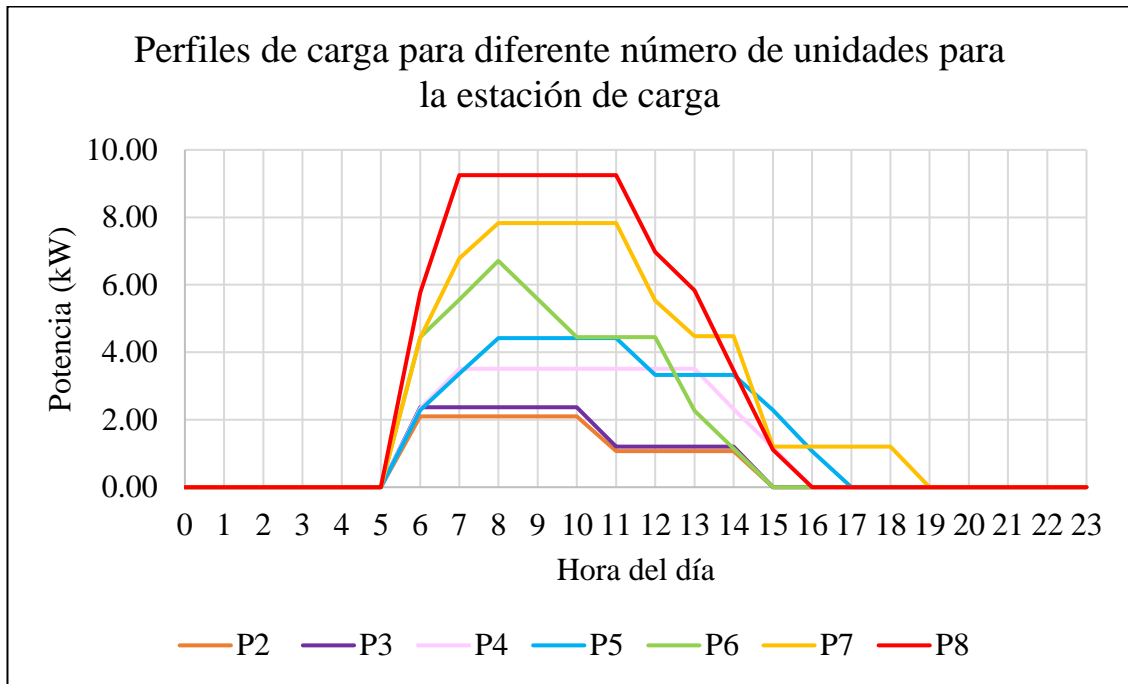
Las tablas y gráficos de las demás preguntas realizadas en la encuesta se observan y se pueden consultar en el Anexo 3, del presente documento.

Dado que se encuestaron a 8 conductores, la simulación se realizó para evaluar la estación de carga para diferentes números de flota de mototaxis eléctricos. Estos datos fueron modelados en el software HOMER Grid 1.11.1. Se evaluó la viabilidad de la estación de carga para 02, 03, 04, 05, 06, 07 y 08 unidades de mototaxis eléctricos, por lo que se construyó un perfil de carga para cada caso, teniendo en consideración los resultados del cuestionario. A continuación, se muestra los perfiles de carga diarios para cada caso, como se especificó en el programa.

A partir de la Tabla 4 y en la Figura 11, se aprecia como los vehículos comienzan su jornada laboral a partir de las 6:00 am, horario especificado por los conductores en el cuestionario realizado.

Figura 11

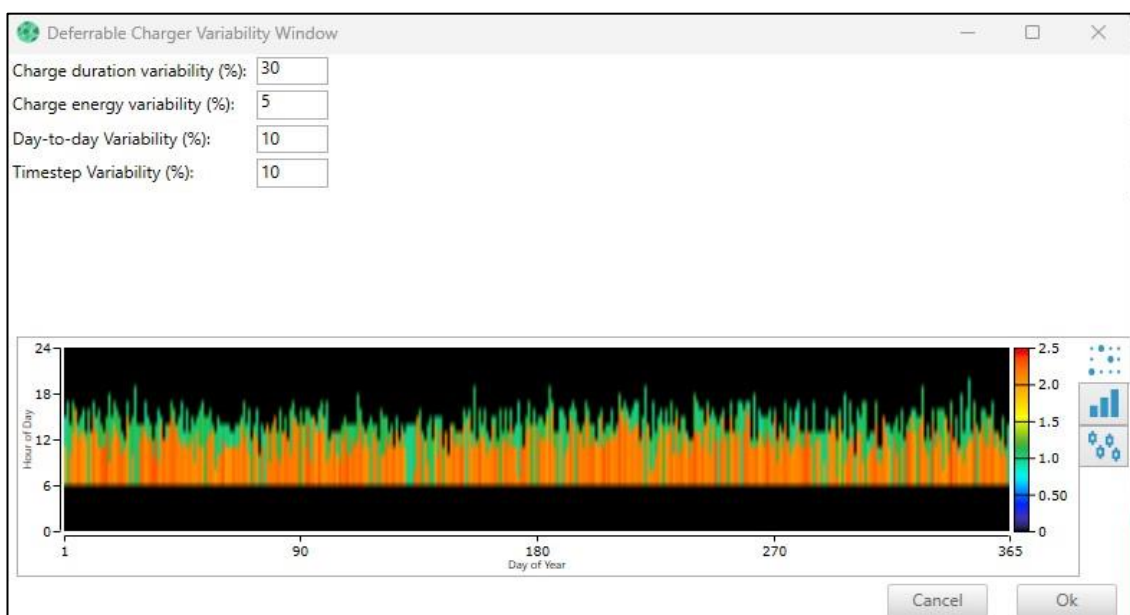
Perfiles de carga para diferente número de unidades para la estación de carga



Nota: Los valores de los perfiles de carga son horarios. El número luego de la letra P, indica el total de unidades para cada caso. Ejemplo P4 significa el Perfil de carga para 04 unidades.

Figura 12

Parámetros de variación del perfil de carga



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Para que la simulación se asemeje más a la realidad fue necesario configurar los valores de variación del perfil, tal como se muestra en la Figura 12. La variación de la duración de la carga modifica el tiempo de carga de la batería del vehículo eléctrico. La variabilidad de energía de carga modifica la energía necesaria para cargar la batería. La variación día a día cambia el perfil de carga diario conservando la misma forma, escalando hacia arriba o abajo. La variabilidad paso a paso cambia la forma del perfil de carga sin afectar a su tamaño. Los perfiles anuales de carga se configuraron con los parámetros de variación explicados y se pueden apreciar en el Anexo 4.

Mediante el análisis de los perfiles de carga, se procedió a la determinación de la energía diaria promedio correspondiente a cada caso. La energía identificada, el recurso solar disponible y los parámetros de diseño inherentes a cada componente constituyen los fundamentos necesarios para llevar a cabo un dimensionamiento apropiado del sistema que alimenta la estación de carga.

Tabla 6

Energía diaria promedio para cada caso de número de unidades

| E_{d2} | E_{d3} | E_{d4} | E_{d5} | E_{d6} | E_{d7} | E_{d8} |
|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| kWh/día | | | | | | |
| 16 | 24 | 32 | 40 | 48 | 56 | 65 |

Nota: Las columnas indican la energía diaria promedio para cada número de vehículos eléctricos (VE). Ejemplo E_{d6} significa energía diaria promedio para el caso con 06 unidades.

Es fácil notar que la energía diaria promedio crece proporcionalmente respecto al número de unidades de mototaxis eléctricos para la estación de carga.

4.1.3. Dimensionamiento del sistema

En el programa se configuró la ubicación geográfica de la estación de carga cuyas coordenadas se muestran en la Tabla 7, además se indicó datos de la descripción de la investigación, tal como se aprecia en la Figura 13.

Tabla 7

Coordenadas geográficas y UTM de la estación de carga

| Coordenadas geográficas | Coordenadas UTM WGS 84 (ZONA 17 S) |
|-------------------------------|------------------------------------|
| Latitud: 10° 06' 04,7" Sur | Este: X = 811065,20 |
| Longitud: 78° 09' 42,9" Oeste | Norte: Y = 8882035,30 |

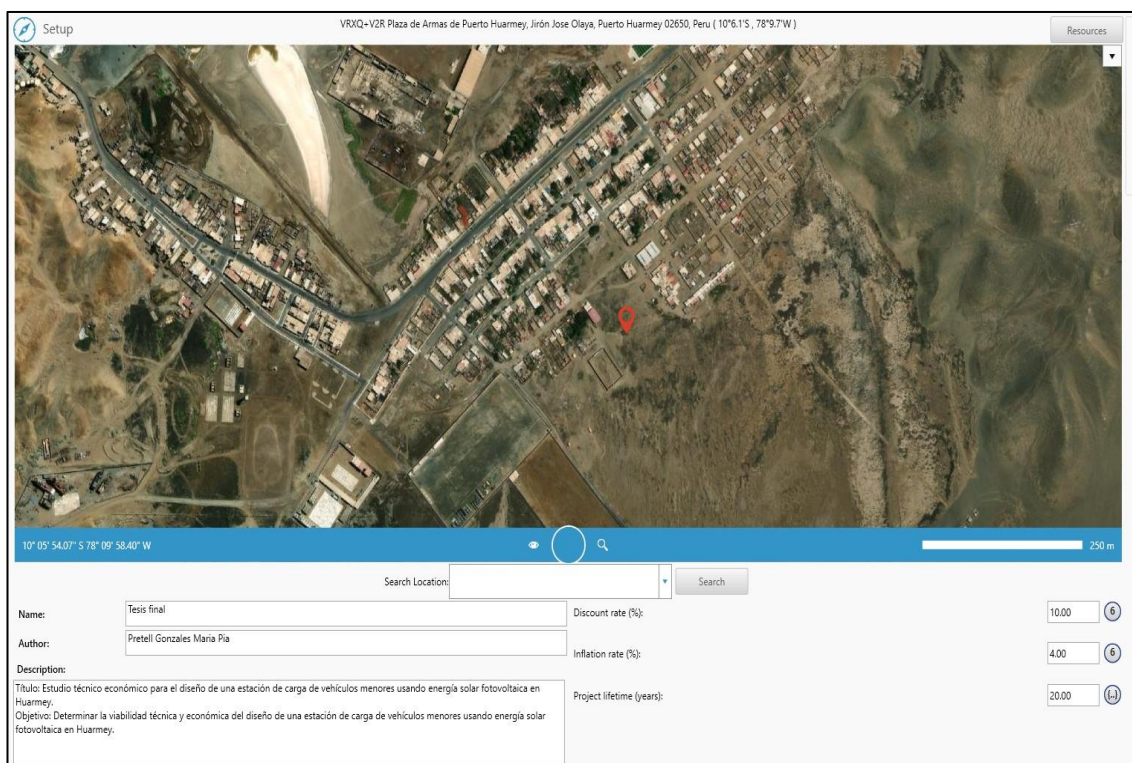
Nota: Tomado de Puerto Huarney, por Google Maps, 2024, Google Maps (<https://www.google.com/maps?authuser=0>).

En la ventana de Configuración se creó un proyecto nuevo para la investigación. En el cual se colocó la siguiente información:

- Nombre: Título de la investigación presente.
- Autor: Nombre de la tesista.
- Descripción: Se indicaron los detalles de la investigación.
- Buscar ubicación: En este apartado se colocaron las coordenadas geográficas presentadas en la Tabla 7.
- Recursos: En esta opción se eligieron los recursos renovables (solar para el caso actual) y la información correspondiente a la temperatura promedio del lugar.
- Tasa de descuento, tasa de inflación y vida útil del proyecto: Estos datos se indican en las páginas posteriores.

Figura 13

Configuración inicial de la simulación



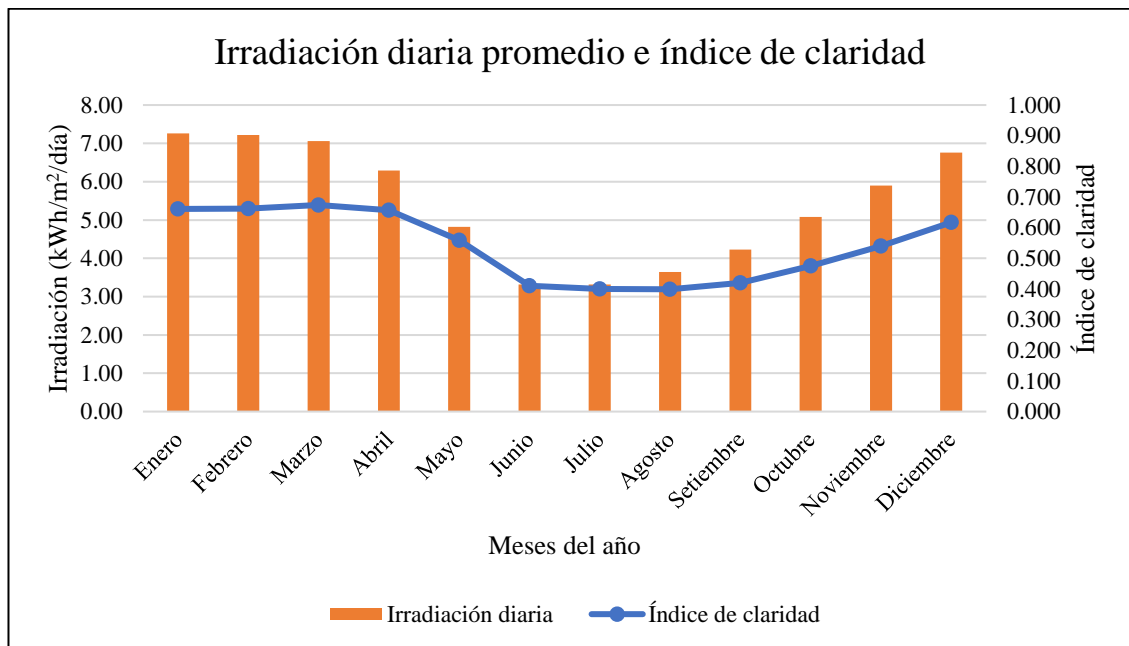
Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

La información concerniente al recurso solar fue extraída de los datos proporcionados por el software HOMER Grid 1.11.1, siendo estos presentados de manera detallada en la Tabla 8 y la Figura 14. De manera análoga, la temperatura promedio de la ubicación fue obtenida a través del programa y se visualiza en la Tabla 9 y la Figura 15.

Tabla 8*Irradiación diaria promedio e índice de claridad en la ubicación*

| Meses | Índice de claridad | Irradiación diaria promedio (kWh/m ² /día) |
|-----------|--------------------|---|
| Enero | 0,661 | 7,26 |
| Febrero | 0,662 | 7,22 |
| Marzo | 0,674 | 7,06 |
| Abril | 0,657 | 6,29 |
| Mayo | 0,559 | 4,82 |
| Junio | 0,410 | 3,32 |
| Julio | 0,400 | 3,32 |
| Agosto | 0,399 | 3,64 |
| Setiembre | 0,420 | 4,23 |
| Octubre | 0,475 | 5,08 |
| Noviembre | 0,540 | 5,90 |
| Diciembre | 0,617 | 6,76 |
| Promedio | 0,540 | 5,408 |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

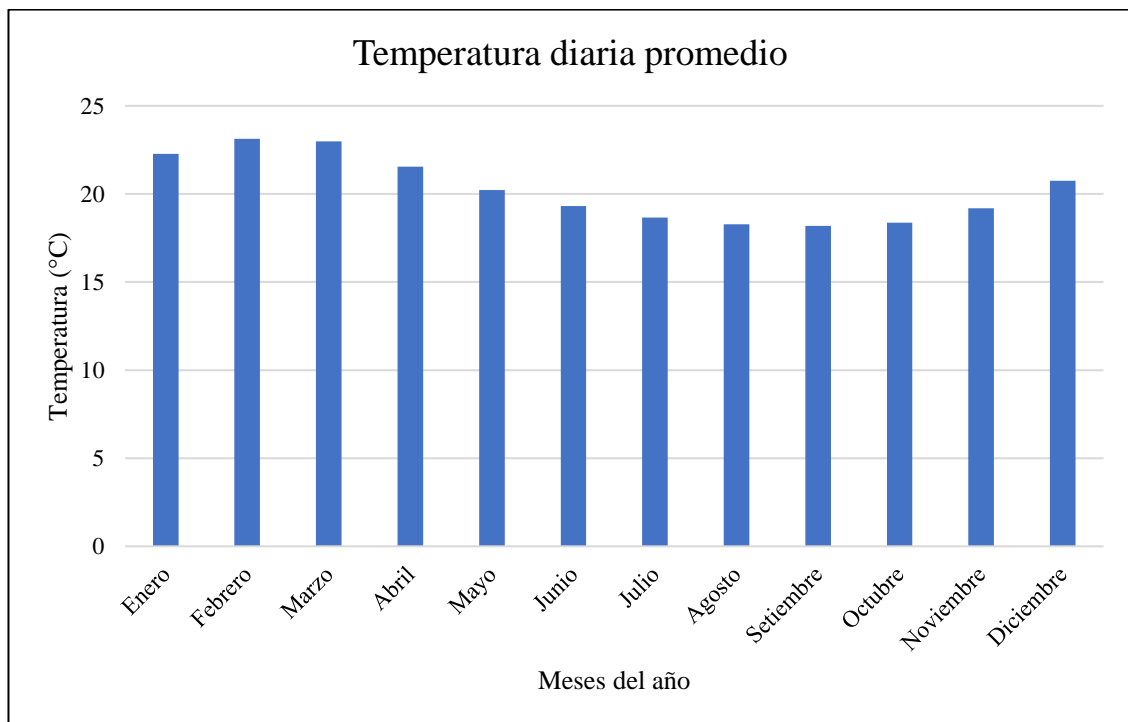
Figura 14*Irradiación diaria promedio e índice de claridad en la ubicación*

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Tabla 9*Temperatura diaria promedio en la ubicación*

| Meses | Temperatura diaria promedio (°C) |
|-----------|----------------------------------|
| Enero | 22.27 |
| Febrero | 23.13 |
| Marzo | 22.99 |
| Abril | 21.55 |
| Mayo | 20.22 |
| Junio | 19.31 |
| Julio | 18.65 |
| Agosto | 18.28 |
| Setiembre | 18.19 |
| Octubre | 18.36 |
| Noviembre | 19.19 |
| Diciembre | 20.75 |
| Promedio | 20.24 |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

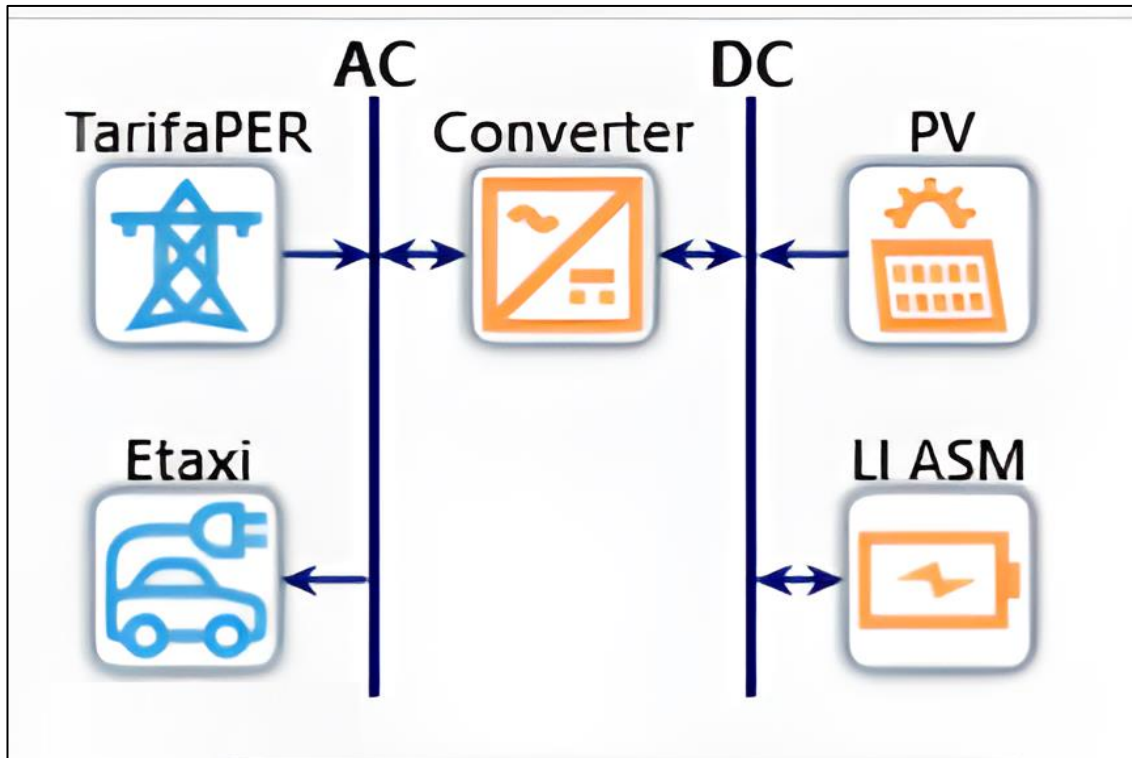
Figura 15*Temperatura diaria promedio en la ubicación*

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

La composición del sistema base, definida por su arquitectura, incluyó la red eléctrica del distrito de Huarmey, la estación de carga que representa el consumo de energía, el inversor, las baterías y el conjunto fotovoltaico. La disposición de estos elementos se presenta visualmente en la Figura 16, donde se ilustra la configuración integral del sistema junto con sus respectivos componentes.

Figura 16

Configuración del sistema para la estación de carga



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

La representación de la red eléctrica se llevó a cabo mediante el empleo del costo unitario de la energía activa, fijado en 0.7635 S//kWh, siendo este último valor extraído de los pliegos tarifarios de OSINERGMIN, específicamente para el distrito de Huarmey. Para efectos de la simulación, la tarifa asociada a la red eléctrica se mantuvo constante.

Los parámetros primordiales de diseño relativos al arreglo fotovoltaico, al componente de la batería y al componente del inversor se detallan en la Tabla 10. Asimismo, aprovechando las funcionalidades proporcionadas por el software, se establecieron para tres parámetros, variaciones de sensibilidad, con el propósito de analizar cómo se modifican los resultados de dimensionamiento en función de dichas variaciones en virtud de representar de manera más real el sistema.

Tabla 10*Parámetros de diseño para los componentes del sistema*

| Componentes | Propiedades | Parámetros de diseño |
|----------------------|--|--|
| Arreglo fotovoltaico | Orientación | Albedo: 20,00 % |
| | | Sin seguimiento (sistema fijo) |
| | | Inclinación del panel: 10,7° (ángulo óptimo) |
| | Azimuth: 143,2° (orientación este – oeste) | |
| Temperatura | | Coefficiente de temperatura de la potencia: -0,35 %/°C |
| | | TNOCT: 47 °C |
| | | Eficiencia STC: 20,50 % |
| Inversor | Entrada del inversor | Tiempo de vida: 15 años |
| | | Eficiencia: 95,00 % |
| | Entrada del rectificador | Capacidad relativa: 100,00 % |
| | | Eficiencia 95,00 % |
| Batería | Datos específicos | Tipo de batería: Litio Li-Ion |
| | | Estado inicial de carga: 100,00 % |
| | | Mínimo estado de carga: 20,00 % |
| | | Límite de remplazo para degradación: 30,00 % |
| | | Considerar efectos de temperatura: Activado |
| | | Duración mínima de almacenamiento: 10 años |

Los parámetros de diseño para el arreglo fotovoltaico se basaron en la ficha técnica de un panel monocristalino PERC (Consultar Anexo 6, según corresponda). Los parámetros de diseño económicos se obtuvieron de Ramasamy et al. (2023).

Tabla 11*Parámetros de diseño económicos para los componentes del sistema*

| Componente | Capital (Inversión) | Remplazo | Operación y mantenimiento (O&M) |
|----------------------|----------------------------|-----------------|--|
| Arreglo fotovoltaico | 3943,51 S//kW | 3943,51 S//kW | 131,87 S//kW |
| Inversor | 1180,06 S//kW | 1180,06 S//kW | 20,85 S//kW |
| Batería | 3740,13 S//kWh | 3740,13 S//kWh | 91,62 S//kWh |

Nota: Tomado de *Q1 2023 U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks with Minimum Sustainable Price Analysis Data File*, por V. Ramasamy et al., 2023, National Renewable Energy Laboratory [NREL].

El coeficiente de emisión de CO₂ se obtuvo de acuerdo con el Ministerio del Ambiente (2023), el cual para la red eléctrica pública peruana es de 213.69 g/kWh. Finalmente, los parámetros de sensibilidad escogidos se presentan en la Tabla 12. Los parámetros de sensibilidad, detallados en la Tabla 12, fueron seleccionados debido a que constituyen indicadores que exhiben una tendencia de variación temporal.

Tabla 12

Parámetros de sensibilidad para el sistema

| Factor de reducción PV (DF) | Tasa de inflación | Tasa de descuento |
|------------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| 80,00 % | 4,00 % | 10,00 % |
| 81,00 % | 5,00 % | 11,00 % |
| 82,00 % | 6,00 % | 12,00 % |
| 83,00 % | 7,00 % | 13,00 % |
| 84,00 % | 8,00 % | 14,00 % |
| 85,00 % | 9,00 % | 15,00 % |

La extensión superficial destinada para la instalación de la estación de carga comprende un área de 60 m² (6,00 x 10,00 m) y está situada a una distancia aproximada de 100 m de la Plaza de Armas de Puerto Huarney, tal como se evidencia en la Figura 17.

Figura 17

Área disponible para la estación de carga



Nota: Tomado de Puerto Huarney, por Google Maps, 2024, Google Maps (<https://www.google.com/maps?authuser=0>).

4.1.4. Comparación de las características técnicas

a. Sistemas con baterías para cada caso de unidades de VE

Tabla 13

Indicadores técnicos del sistema con baterías para cada caso de unidades

| Número de unidades de VE | Capacidad nominal arreglo fotovoltaico (kW) | Capacidad del inversor (kW) | Capacidad de baterías nominal / utilizable (kWh) | Producción energía fotovoltaica (kWh/año) | Consumo energía de red (kWh/año) | Fracción renovable (%) | Sesiones de carga anuales | Energía entregada a EC (kWh/año) | Emisiones (kgCO ₂ /año) |
|--------------------------|---|-----------------------------|--|---|----------------------------------|------------------------|---------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| 2 | 2,50 | 2,19 | 16,3 / 13,1 | 3729 | 1980 | 63,3 | 686 | 5356 | 423 |
| 3 | 3,95 | 2,62 | 24,5 / 19,6 | 5896 | 2886 | 65,3 | 1031 | 8108 | 617 |
| 4 | 5,15 | 3,36 | 32,7 / 26,1 | 7677 | 4032 | 63,8 | 1390 | 10938 | 862 |
| 5 | 8,48 | 5,87 | 40,8 / 32,7 | 12655 | 2727 | 81,2 | 1725 | 13574 | 583 |
| 6 | 8,16 | 5,59 | 49,0 / 39,2 | 12174 | 5301 | 68,0 | 2077 | 16451 | 1133 |
| 7 | 11,8 | 8,28 | 57,2 / 45,7 | 17651 | 3744 | 81,4 | 2414 | 19101 | 800 |
| 8 | 10,8 | 7,71 | 66,4 / 53,1 | 16088 | 7300 | 67,1 | 2801 | 22106 | 1560 |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1. Datos para un Factor de reducción PV de 80 %, una tasa de descuento de 12 % y una tasa de inflación de 4 %.

El sistema con baterías presentó valores de capacidad, fracción renovable y producción de energía superiores al sistema sin baterías, mientras que la emisión de CO₂ fue menor. A pesar de que los datos técnicos indican un mejor performance, los parámetros económicos mostraron un panorama contrario.

b. Sistemas sin baterías para cada caso de unidades de VE

Tabla 14

Indicadores técnicos del sistema sin baterías para cada caso de unidades

| Número de unidades de VE | Capacidad nominal arreglo fotovoltaico (kW) | Capacidad del inversor (kW) | Producción energía fotovoltaica (kWh/año) | Consumo energía de red (kWh/año) | Fracción renovable (%) | Sesiones de carga anuales | Energía entregada a EC (kWh/año) | Emisiones (kgCO ₂ /año) |
|--------------------------|---|-----------------------------|---|----------------------------------|------------------------|---------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| 2 | 1,95 | 1,31 | 2904 | 3647 | 42,7 | 686 | 5356 | 1145 |
| 3 | 2,84 | 1,88 | 4234 | 5335 | 42,6 | 1031 | 8108 | 1733 |
| 4 | 4,20 | 2,74 | 6272 | 6688 | 46,6 | 1390 | 10938 | 2337 |
| 5 | 6,18 | 3,93 | 9226 | 7199 | 54,3 | 1725 | 13574 | 2901 |
| 6 | 7,24 | 4,75 | 10794 | 8887 | 53,1 | 2077 | 16451 | 3515 |
| 7 | 8,18 | 5,32 | 12205 | 10412 | 52,2 | 2414 | 19101 | 4082 |
| 8 | 9,32 | 6,10 | 13908 | 12306 | 51,3 | 2801 | 22106 | 4724 |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1. Datos para un Factor de reducción PV de 80 %, una tasa de descuento de 10 % y una tasa de inflación de 4 %.

Como era de esperarse la capacidad del sistema fotovoltaico fue menor, siendo a su vez la producción de energía solar fotovoltaica y la fracción renovable menores también. La cantidad de emisiones se determinó proporcional al número de unidades y mayor a su contraparte del sistema con baterías. Para el sistema sin batería, se presentan gráficos de sensibilidad, establecidos para una tasa de inflación de 4,00 %, variando la tasa de descuento y el factor de reducción PV (Consultar Anexo 9, según corresponda).

c. Comparación de los indicadores técnicos

A partir de la Tabla 13 y Tabla 14 se compararon los indicadores técnicos.

Figura 18

Comparación Capacidad SFV con y sin baterías

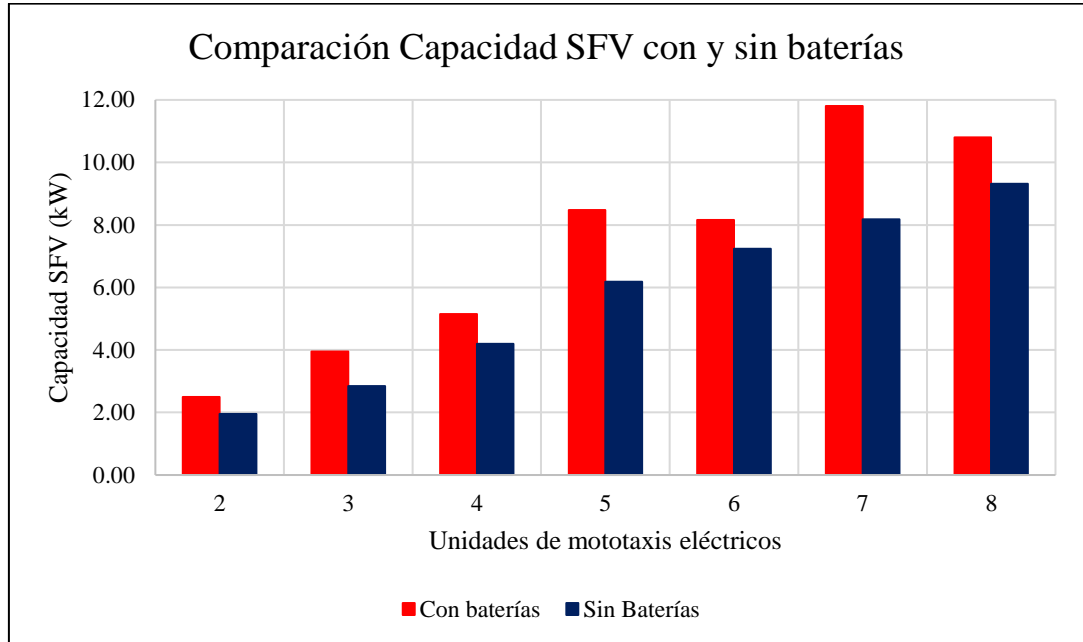


Figura 19

Comparación Producción energía PV con y sin baterías

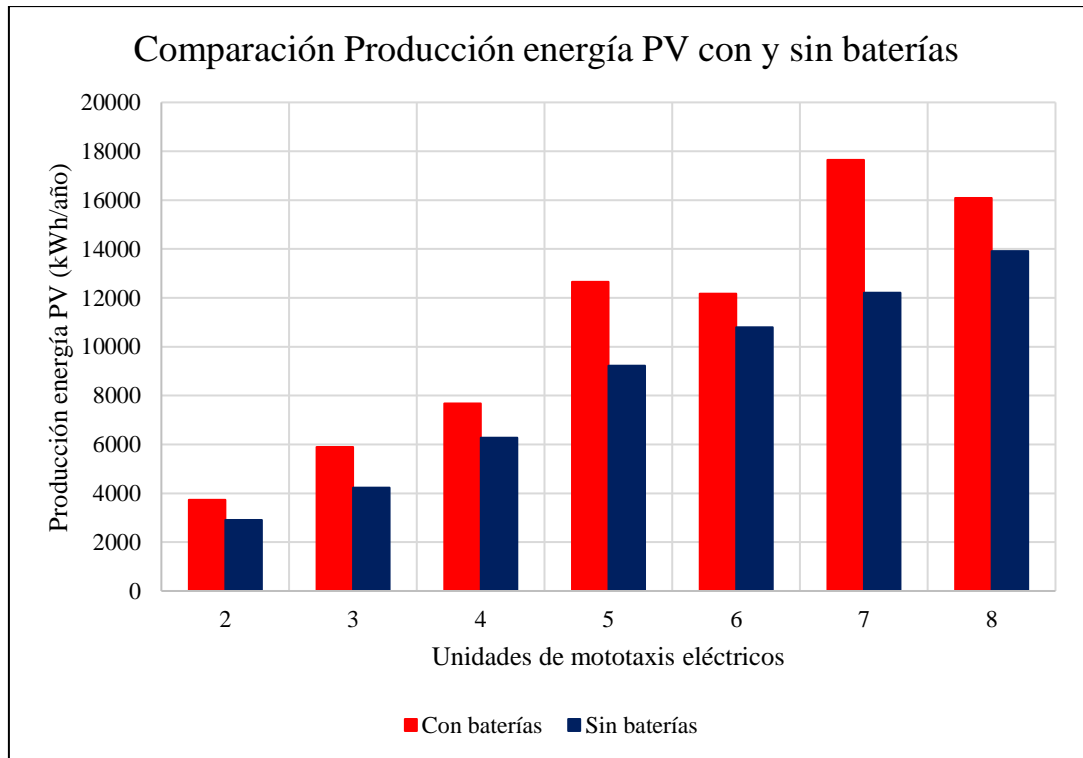


Figura 20

Comparación Fracción renovable con y sin baterías

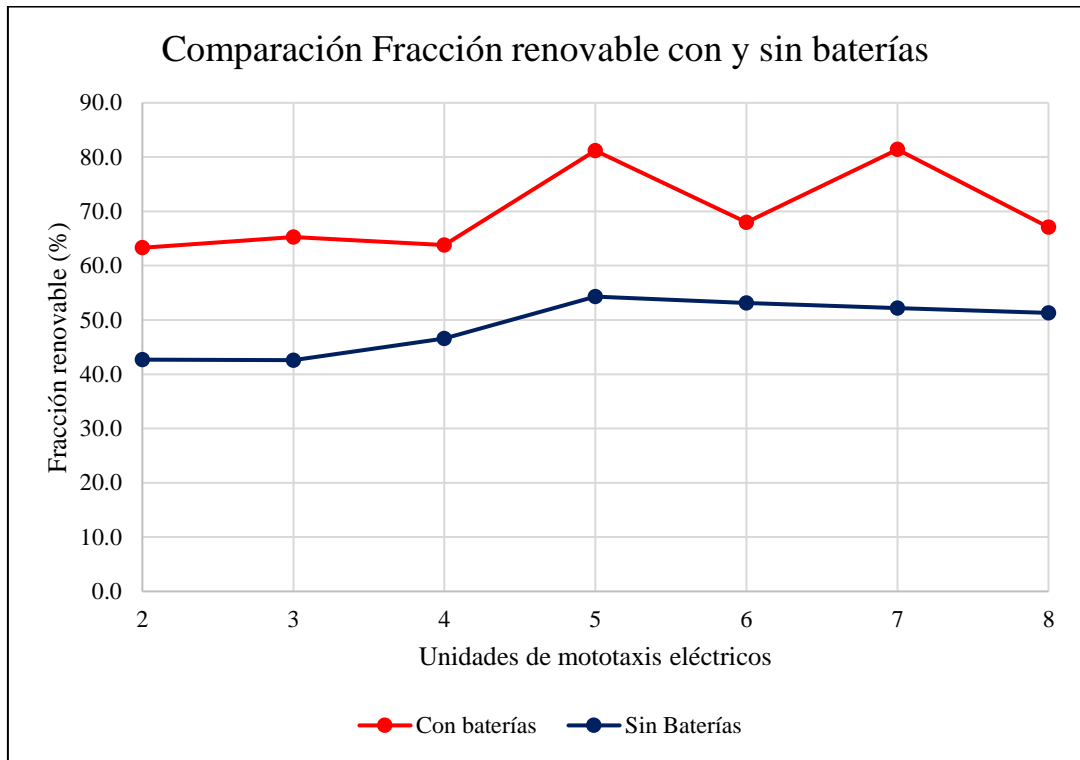
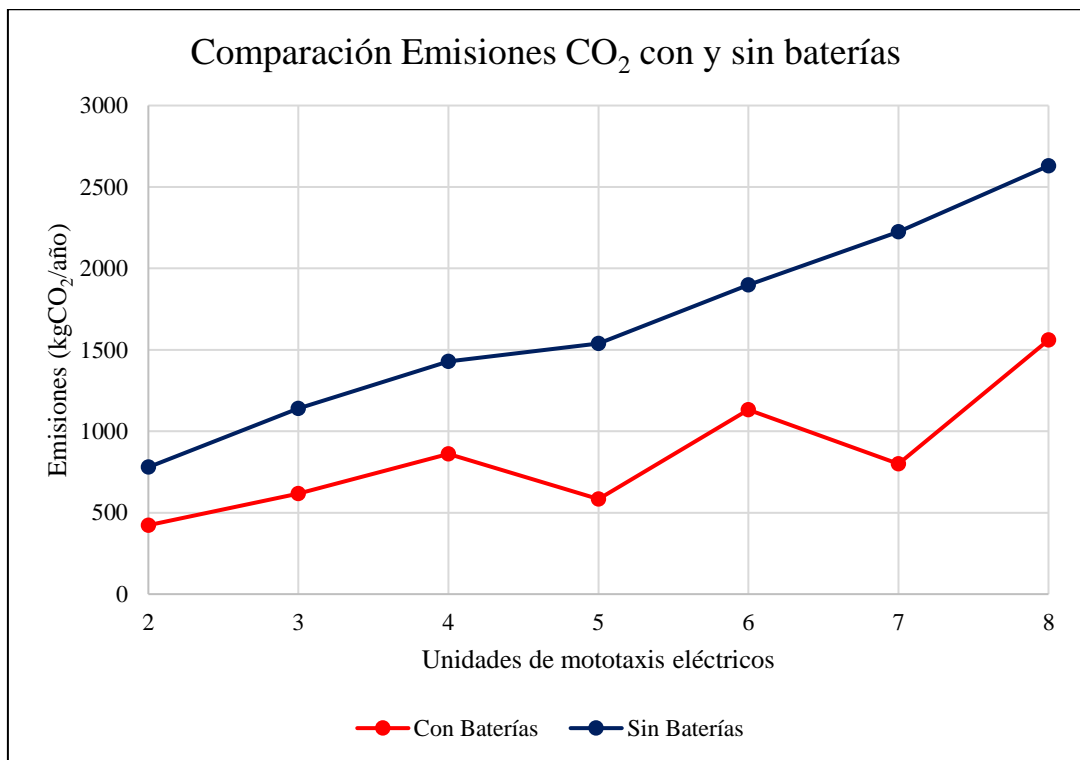


Figura 21

Comparación Emisiones CO₂ con y sin baterías



4.1.5. Análisis de los parámetros económicos

a. Sistemas con baterías para cada caso de unidades de VE

Tabla 15

Indicadores económicos del sistema con baterías para cada caso de unidades

| Número de unidades de VE | Inversión del sistema (S/) | Costo actual neto total (S/) | Costo total anualizado (S//año) | Costo de Operación (S//año) | Costo nivelado de energía LCOE (S//kWh) |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|--|------------------------------------|--|
| 2 | 72282,24 | 116605,58 | 11605,90 | 4411,55 | 2,15 |
| 3 | 108438,85 | 174239,74 | 17342,30 | 6549,24 | 2,08 |
| 4 | 143941,11 | 232278,37 | 23118,96 | 8792,32 | 2,08 |
| 5 | 189984,47 | 286473,62 | 28513,08 | 9603,70 | 1,97 |
| 6 | 218309,80 | 346734,43 | 34510,92 | 12782,27 | 2,08 |
| 7 | 265883,67 | 400375,13 | 39849,85 | 13386,10 | 1,98 |
| 8 | 294733,07 | 469327,82 | 46712,79 | 17377,63 | 2,10 |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1. Datos para un Factor de reducción PV de 80 %, una tasa de descuento de 12 % y una tasa de inflación de 4 %.

El sistema con baterías presentó los indicadores económicos muy superiores en magnitud, a comparación con el sistema sin baterías. Un indicador fundamental es el costo nivelado de energía LCOE, el cual se encontró dentro del rango de S/ 1,97 a S/ 2,15, lo cual es más de 2 veces el costo de energía para el distrito de Huarmey, esto demostró la inviabilidad del sistema empleando baterías. El software no entrega valores de TIR para esta configuración por ser negativos y de Payback (no existe recuperación de inversión).

b. Sistemas sin baterías para cada caso de unidades de VE

Tabla 16

Indicadores económicos del sistema sin baterías para cada caso de unidades

| Número de unidades de VE | Inversión del sistema CAPEX (S/) | Costo actual neto total TNPC (S/) | Costo total anualizado (S//año) | Costo de Operación (S//año) | Costo | TIR (%) | Payback simple (años) | Payback descontado (años) |
|--------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|---------|-----------------------|---------------------------|
| | | | | | nivelado de energía LCOE (S//kWh) | | | |
| 2 | 9223,29 | 39975,65 | 3978,83 | 3060,83 | 0,6247 | 9,20 | 9,03 | 17,82 |
| 3 | 13408,24 | 58369,78 | 5809,62 | 4475,09 | 0,6252 | 11,18 | 7,87 | 12,55 |
| 4 | 19818,21 | 76083,77 | 7572,71 | 5600,18 | 0,6042 | 11,49 | 7,71 | 12,14 |
| 5 | 29026,18 | 92980,32 | 9254,45 | 6365,43 | 0,5877 | 12,32 | 7,31 | 11,16 |
| 6 | 34140,31 | 112593,49 | 11206,57 | 7808,54 | 0,5911 | 12,50 | 7,23 | 10,96 |
| 7 | 38535,82 | 130005,25 | 12939,59 | 9104,06 | 0,5942 | 12,84 | 7,08 | 10,62 |
| 8 | 43959,66 | 151595,90 | 15088,53 | 10713,18 | 0,5970 | 12,62 | 7,18 | 10,84 |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1. Datos para un Factor de reducción PV de 80 %, una tasa de descuento de 12 % y una tasa de inflación de 4 %.

Como era de esperarse los indicadores económicos resultaron inferiores al compararlos con su contraparte con baterías. Los costos relacionados son proporcionales al número de unidades, mientras que el Payback disminuyó hasta estabilizarse para los últimos casos. Para el sistema sin batería, se presentan gráficos de sensibilidad, establecidos para un Factor de reducción PV de 80,00 %, variando la tasa de descuento y la tasa de inflación PV (Consultar Anexo 10, según corresponda).

c. Comparación de los indicadores económicos

A partir de la Tabla 15 y Tabla 16 se compararon los indicadores económicos.

Figura 22

Comparación de la Inversión del sistema con y sin baterías

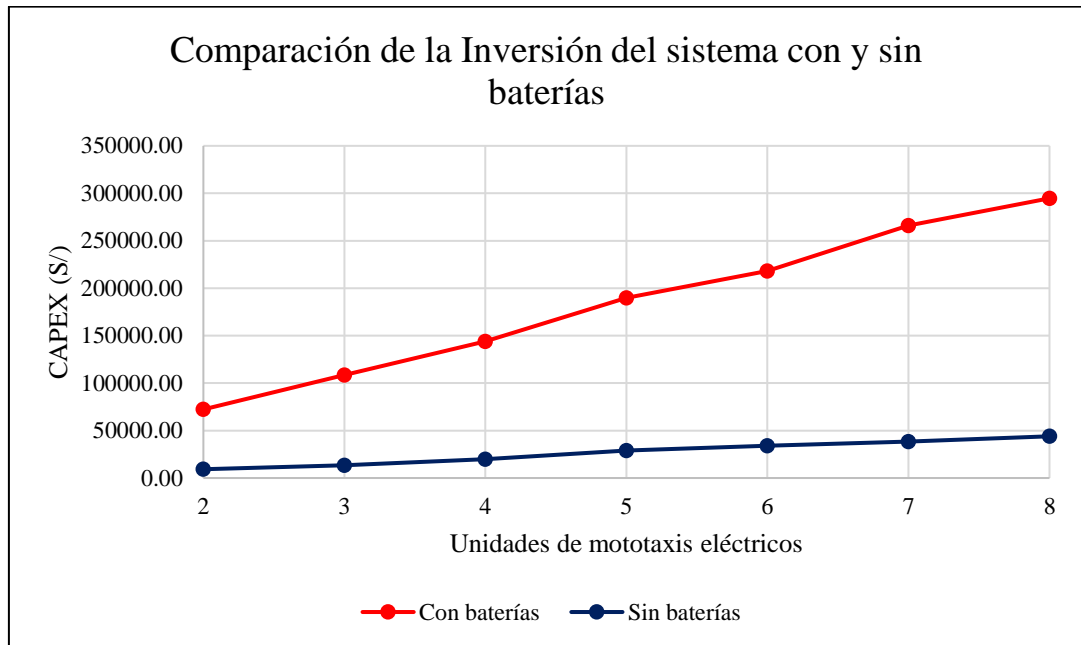


Figura 23

Comparación del Costo actual neto total con y sin baterías

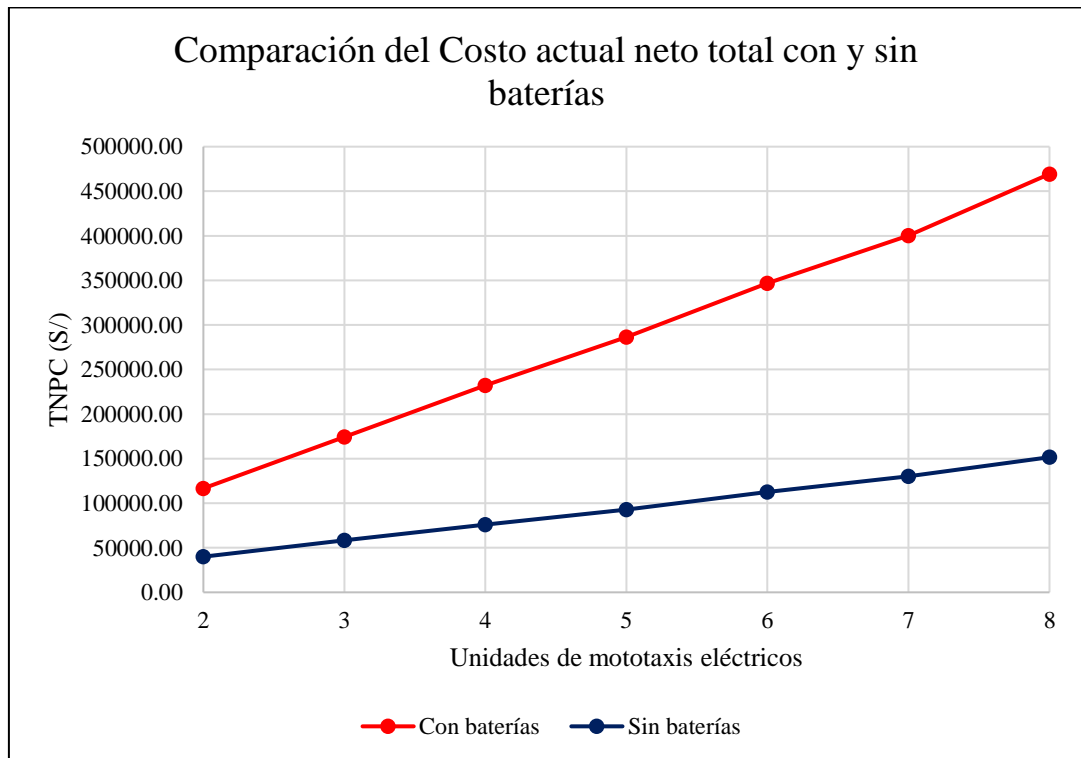


Figura 24

Comparación del Costo actual neto total con y sin baterías

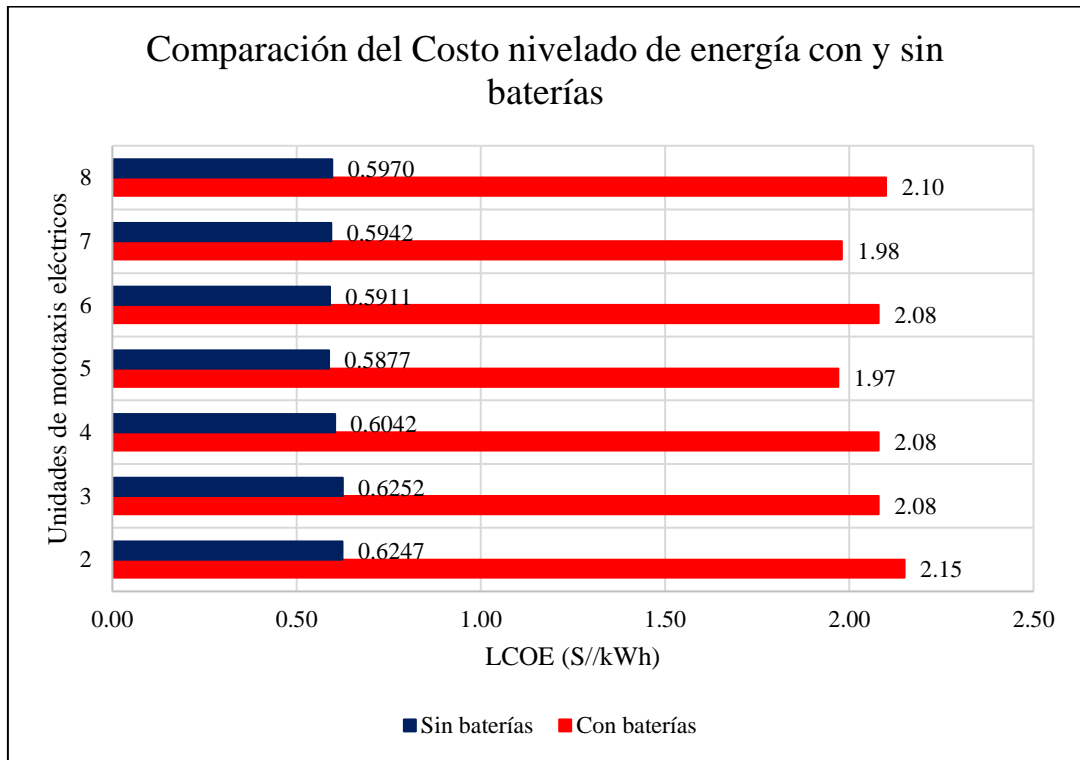


Figura 25

Comparación de la TIR para el sistema sin baterías

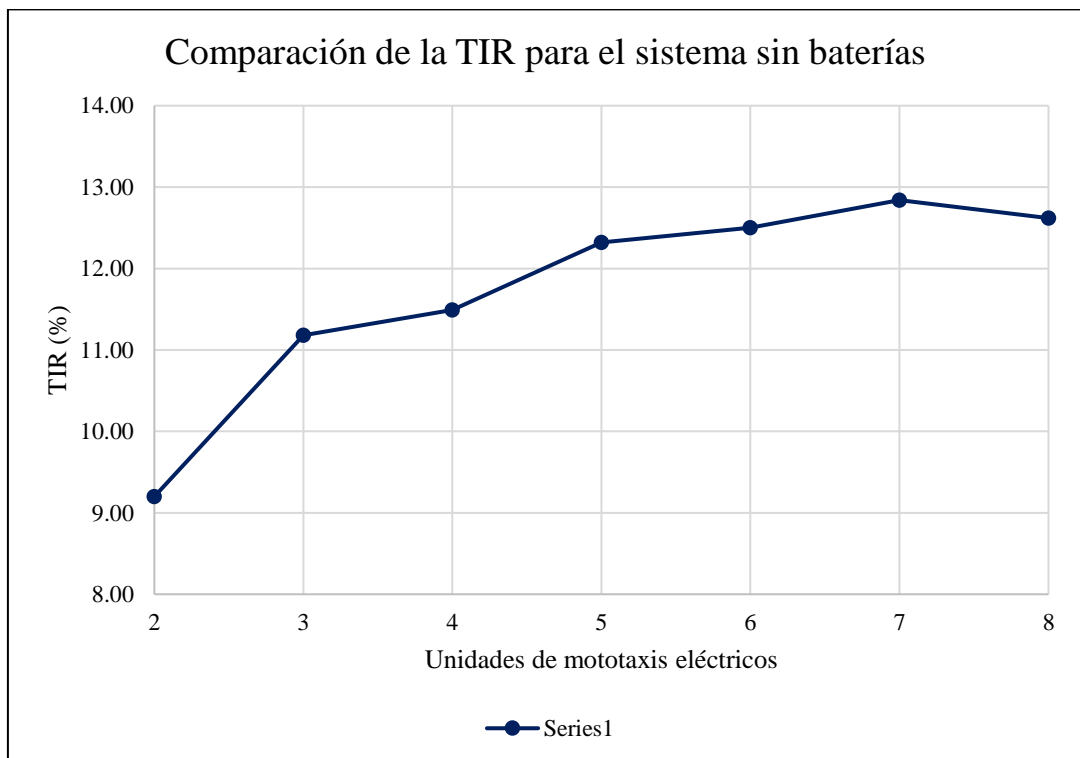
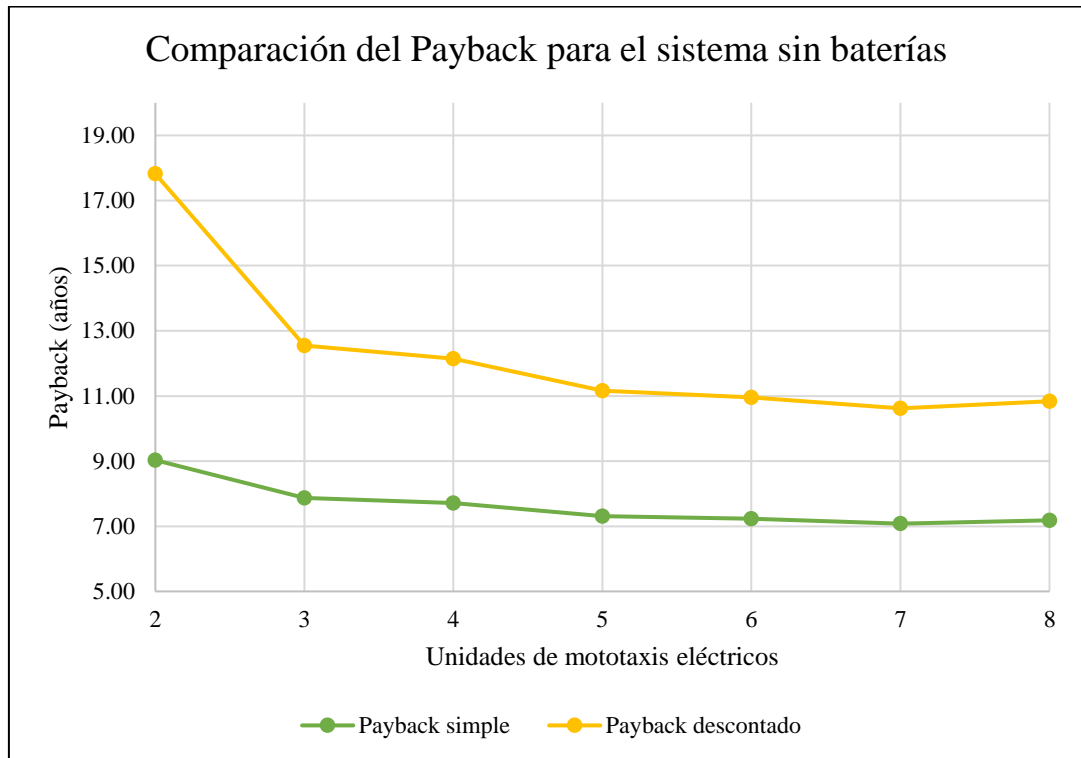


Figura 26

Comparación del Payback para el sistema sin baterías



4.2. DISCUSIÓN

En relación con el primer objetivo específico, que consiste en determinar el modelo de vehículos menores para el dimensionamiento de la estación de carga, se evaluó la pertinencia del modelo “Electrotaxi” (Figura 8), debido a sus especificaciones técnicas favorables, como se detalla en la Tabla 2. Específicamente, se destaca que el consumo de energía durante la carga de su batería incorporada es de 7,9 kWh, con un tiempo estimado de carga de 6 a 8 horas. La autonomía declarada en su ficha técnica, que asciende a 100 km, se considera adecuada para satisfacer las necesidades de desplazamiento de los conductores de mototaxis en el distrito de Huarmey. Esto se fundamenta en la observación de que las distancias diarias recorridas por estos conductores no superan los 100 km, como se ilustra en la Figura 10, obtenida a partir del cuestionario aplicado para este propósito. Cabe destacar que Nityanshi et al. (2021), llevaron a cabo una investigación que involucra el uso de e-Rickshaws, los cuales requieren 5,31 kWh para su carga completa. Estos vehículos son mototaxis eléctricos con una autonomía menor, diseñados para su utilización en los suburbios de la ciudad de Delhi. Por otro lado, Espinoza (2021), seleccionó motos y bicicletas eléctricas como vehículos eléctricos para su análisis, los cuales demandan 0,72 kWh y 0,36 kWh de energía para su carga total, respectivamente. La disparidad en las necesidades energéticas entre estos

estudios se atribuye principalmente a la capacidad de las baterías incorporadas en los vehículos eléctricos, la cual está intrínsecamente vinculada al peso que deben soportar y transportar, así como a las velocidades que pueden alcanzar. Es importante resaltar que los vehículos analizados por Espinoza (2021), son considerados como vehículos eléctricos ligeros o livianos, lo que explica la baja demanda energética en comparación con el modelo seleccionado en la presente investigación. Por otro lado, los valores presentados por Nityanshi et al. (2021), son similares, ya que los vehículos bajo estudio comparten similitudes en términos de capacidad, autonomía y velocidad.

En relación con el segundo objetivo específico, que implica especificar el perfil de consumo de potencia y energía de los vehículos eléctricos vinculados a la estación de carga, se desarrolló un cuestionario aplicado a ocho conductores de mototaxis convencionales, localizados en el paradero “Asociación de mototaxistas San Pedro y San Pablo – Puerto Huarney” y en el paradero “Corazón de Jesús”. Se pudo determinar que los conductores inician sus labores diariamente a las 6 am (ver Tabla 4). Además, se observó que la afluencia de clientes es más pronunciada entre las 6 y 8 am (ver Tabla 5) y que la distancia máxima recorrida diariamente por los conductores alcanza los 80 km (ver Figura 10). Estos datos fueron fundamentales para la construcción de perfiles de carga en siete casos distintos, variando el número de unidades de vehículos eléctricos de 2 a 8, como se detalla y se presenta visualmente en la Figura 11 correspondiente. En el caso específico de siete unidades de vehículos eléctricos, la potencia máxima identificada fue de 7,83 kW, y las necesidades energéticas asociadas ascendieron a 56 kWh/día. Por otro lado, para el caso de ocho unidades, la potencia máxima alcanzó los 9,25 kW, con un consumo energético diario de 65 kWh (consultar Tabla 6 y Anexo 4, según corresponda). En comparación con estudios previos, Shafiq et al. (2022), determinaron una capacidad de potencia de 10 kW para abastecer a los vehículos eléctricos en la estación de carga, mientras que Minh et al. (2021), consideraron una potencia máxima de 48 kW para su respectiva estación de carga. En el caso de Nityanshi et al. (2021), que contempla el 100 % de e-Rickshaws eléctricos, la demanda identificada fue de 100 kW. En contraste, Espinoza (2021), estimó un consumo diario de energía de 30,23 kWh. Las discrepancias significativas observadas en las necesidades energéticas se atribuyen al número de unidades vehiculares y al tiempo requerido para completar la carga. Se comprende que, a menor necesidad energética por unidad, la cantidad total de energía consumida diariamente será menor, siempre que el número de unidades de vehículos eléctricos se mantenga constante en ambos casos.

En el contexto del tercer objetivo específico, orientado al dimensionamiento del sistema fotovoltaico para proveer energía solar a la estación de carga con baterías y conectada a la red, se determinó la ubicación geográfica para dicha estación (ver Tabla 7). La irradiación diaria promedio anual se calculó en 5,408 kWh/m²/día, exhibiendo valores mínimos en los meses de junio y julio, alcanzando 3,32 kWh/m²/día. La configuración del sistema se ilustra en la Figura 16, donde se evidencian la demanda energética de la estación de carga (Etaxi), la red eléctrica pública (Tarifa PER), el inversor (convertidor), el arreglo fotovoltaico (PV) y el sistema de almacenamiento de energía (LI ASM). En la Tabla 10 se detallan los parámetros de diseño para el arreglo fotovoltaico, con un ángulo de inclinación del panel de 10,7° y un azimuth de 143,2°, definido por la orientación del área disponible. El inversor presenta una eficiencia del 95 %, y se optó por una batería de tipo Litio Li-Ion, con un estado mínimo de carga del 20 %. Los parámetros económicos (ver Tabla 11) se fundamentan en la investigación realizada por Ramasamy et al. (2023). Además, se establecieron tres parámetros de sensibilidad: factor de reducción PV (DF), tasa de inflación y tasa de descuento (ver Tabla 12). En comparación con investigaciones previas, Shafiq et al. (2022), reportó una irradiación diaria promedio anual de 5,08 kWh/m²/día y definió componentes similares en la arquitectura del sistema. Minh et al. (2021), propuso dos casos para la tarifa eléctrica de la red pública. El sistema fotovoltaico fue dimensionado en un rango de 45 a 50 kW, con un inversor que presenta una eficiencia del 98 %. En su configuración de almacenamiento, también consideró baterías de litio. Sureshababu et al. (2022), estableció una configuración de 3,015 kWp para el arreglo fotovoltaico y un sistema de almacenamiento de baterías de 7,2 kWh. En su investigación, Espinoza (2021), contempló dos casos: un sistema aislado con baterías de litio de respaldo y un sistema conectado a la red. En términos generales, las configuraciones establecidas en los estudios anteriores y en la presente investigación revelan una estrecha relación entre el arreglo fotovoltaico, el inversor y el almacenamiento mediante baterías. La red pública, sin embargo, se mantiene como un componente recurrente en estas investigaciones debido a su capacidad para reducir significativamente los costos asociados al sistema.

Con relación al cuarto objetivo específico, cuyo propósito radica en contrastar las características técnicas del sistema fotovoltaico destinado a proveer energía solar a la estación de carga, la cual está equipada con baterías y conectada a la red, el software empleado reveló que la capacidad del arreglo fotovoltaico necesario para el sistema con baterías supera a la requerida para el sistema sin baterías, como se evidencia en la Tabla 13

en comparación con la Tabla 14, según se aprecia en la Figura 18. La producción de energía se mantiene proporcional a la capacidad de potencia. En ambas tablas, los indicadores se presentan considerando un factor de reducción PV del 80 %, una tasa de descuento del 12 % y una tasa de inflación del 4 %. Un componente distintivo es la fracción renovable, que exhibió valores superiores en el sistema con baterías (ver Figura 20). La fracción renovable alcanzó su valor máximo en el caso de 7 unidades de vehículos eléctricos, situándose en un 81,4 %. Por otro lado, en el sistema sin baterías, la fracción renovable fue superior en el caso de 5 unidades, registrando un 54,3 %, mientras que para el caso de 7 unidades alcanzó un 52,2 %. Las sesiones de carga y la energía asociada a estas fueron proporcionales al número de unidades, lo cual es coherente, al igual que las emisiones de CO₂ relacionadas. En comparación con investigaciones precedentes, Shafiq et al. (2022), determinó una capacidad de 19.8 kW, una batería de 9,8 kWh y un inversor de 10 kW para el caso con almacenamiento, mientras que para el sistema sin almacenamiento se estableció una capacidad fotovoltaica de 20 kW. En términos de energía, el sistema con almacenamiento de respaldo consumió un total de 33,690 kWh de la red y vendió un equivalente a 12,311 kWh, a diferencia del caso sin respaldo, que consumió un total de 38,055 kWh y vendió un total de 16,510 kWh. Minh et al. (2021), estimó una capacidad máxima optimizada del sistema fotovoltaico para las ciudades de Da Nang y Ho Chi Minh, ambos iguales a 50 kWp para los casos evaluados. Sin embargo, para Hanoi, la capacidad del sistema fotovoltaico fue de 50 kW para el primer caso y 45 kW para el segundo caso. Nityanshi et al. (2021), calculó que la estación era capaz de producir un total de 165,546 kWh de energía con una matriz fotovoltaica de 100 kWp. En contraste, Espinoza (2021), determinó, para el caso con baterías, una capacidad fotovoltaica de 11,52 kW y una batería de 7 kWh, mientras que para el sistema sin baterías presentó una capacidad fotovoltaica de 8,5 kW. Se comprende que la capacidad fotovoltaica debe ser superior en el caso del sistema con baterías, dado que debe proveer energía tanto para la carga directa como para cargar las baterías como almacenamiento. Además, la presencia de baterías conlleva un aumento en la fracción renovable, dado que se requiere menos energía proveniente de la red eléctrica.

El análisis de sensibilidad se focalizó en el sistema sin batería (ver Anexo 9, según corresponda), dado que el software no llevó a cabo dicho análisis para la alternativa con baterías al considerarla inviable. Este análisis se fundamentó en la variación de la tasa de descuento y el factor de reducción PV, manteniendo una tasa de inflación constante del 4,00 %. Las Figuras 9.1 a 9.21 ilustran las variaciones en los parámetros de capacidad del sistema

fotovoltaico, producción de energía y fracción renovable para los siete casos correspondientes al número de unidades de mototaxis eléctricos. Se destaca una relación directa entre la capacidad del sistema fotovoltaico y el factor de reducción PV, siendo este último afectado en magnitud por el aumento en la tasa de descuento asociada (véase la Figura 9.1). Este comportamiento es análogo en el caso de la producción de energía, dado que una mayor capacidad fotovoltaica se traduce en una mayor producción de energía, de modo que su sensibilidad respecto al factor de reducción PV y la tasa de descuento resulta similar (ver Figura 9.2). La fracción renovable también se relaciona positivamente con el factor de reducción PV, evidenciando un aumento gradual conforme este factor se incrementa. No obstante, al aumentar la tasa de descuento, el valor de la fracción renovable experimenta una disminución (consultar Figura 9.3). La capacidad del sistema fotovoltaico para el caso de siete unidades, con una tasa de descuento del 12 % y un factor de reducción PV del 80 %, se estimó en 8,18 kW (ver Figura 9.16). A partir de esta capacidad, se generaron 12204,72 kWh/año (ver Figura 9.17), estableciendo una fracción renovable del 52,2 % (ver Figura 9.18).

En el contexto del quinto objetivo específico, que se orienta a analizar económicamente el sistema fotovoltaico destinado a proveer energía solar a la estación de carga con baterías y conectada a la red, se presentan los indicadores económicos para ambas configuraciones, con y sin baterías, en la Tabla 15 y 16, respectivamente. Estos indicadores fueron calculados considerando un factor de reducción PV del 80 %, una tasa de descuento del 12 % y una tasa de inflación del 4 %. Cabe destacar que, para el sistema con baterías, el software no proporcionó valores de TIR debido a su negatividad, y el indicador de Payback reveló la ausencia de recuperación de la inversión. Se observa que el costo nivelado de energía oscila en el rango de S/ 1,97 a S/ 2,15, cifras significativamente superiores al costo de la energía suministrada por la red pública en el distrito de Huarmey. Los costos de inversión, el costo actual neto total, el costo anualizado y el costo de operación se presentaron en proporción al número de unidades de vehículos eléctricos. En la Figura 22, se visualiza que la inversión del sistema con baterías tiende a ser considerablemente superior en comparación con su contraparte en el sistema sin baterías; de manera análoga, en la Figura 23, el costo actual neto sigue la misma tendencia. Esta disparidad se atribuye principalmente a los costos asociados con las baterías utilizadas para el almacenamiento de energía. La Tabla 16 detalla los indicadores para el sistema sin baterías, y se destaca que el caso con la TIR más elevada (12,84 %) y un payback simple menor (7,08 años) es el caso con 7 unidades de mototaxis

eléctricos. La inversión para este caso asciende a S/ 38535,82, mientras que el costo nivelado de energía se sitúa en 0,5942 S//kWh. En comparación con investigaciones anteriores, Shafiq et al. (2022), determinó un costo nivelado de energía de 0,191 \$/kWh para su primer modelo, mientras que para el segundo modelo este valor se redujo significativamente a 0,0962 \$/kWh. El retorno de la inversión fue calculado en 7,3 y 1,5 años, respectivamente, para cada modelo. El sistema con almacenamiento logró un ahorro total de \$ 88976, mientras que el sistema del segundo modelo generó ahorros equivalentes a \$ 88438. Nityanshi et al. (2021), indicó que su sistema evaluado generó una ganancia anual de \$ 63680 y determinaron que la inversión podría recuperarse en tan solo 2,5 años. En contraste, Espinoza (2021), señaló que, para el primer sistema con baterías, la recuperación de la inversión se logra en 15 años, basándose en un análisis de 20 años de vida útil, generando un ahorro anual de S/ 17581,00. Por otro lado, en el caso 2, la inversión se recupera en 8 años, generando un ahorro anual de S/ 8745,00. Las diferencias y similitudes de los parámetros se atribuyen a la demanda energética de cada estación de carga y al recurso solar disponible en cada ubicación.

El análisis de sensibilidad para cada caso se planteó al variar la tasa de descuento y la tasa de inflación (ver Anexo 10, según corresponda), manteniendo constante un factor de reducción PV del 80 %, lo cual se puede observar en las Figuras 10.1 a 10.21. La inversión del sistema exhibe una relación inversa al aumentar la tasa de descuento, mientras que su valor aumenta proporcionalmente al incrementar la tasa de inflación (consultar Figura 10.1). De manera análoga, el costo actual neto total presenta un comportamiento similar a la inversión al variar la tasa de descuento o inflación (ver Figura 10.2). No obstante, el costo nivelado de energía establece una relación directa al aumentar la tasa de descuento, pero una relación inversa al incrementar la tasa de inflación (ver Figura 10.3). Este fenómeno se explica por el hecho de que la tasa de descuento reduce los costos anuales, disminuyendo las ganancias del sistema y, por ende, aumentando su costo por unidad de energía producida. Las Figuras 25 y 26 identifican que los casos que exhiben indicadores técnicos y económicos óptimos son aquellos con 6, 7 u 8 unidades de mototaxis eléctricos, siendo el caso con 7 unidades el que optimiza los parámetros. No obstante, resultaba esencial comprender el comportamiento de la TIR y el payback al variar la tasa de descuento y la tasa de inflación. Este análisis se presenta en las Figuras 11.1 y 11.12, focalizándose exclusivamente en los casos de 6, 7 y 8 unidades de vehículos eléctricos. Se aprecia claramente en la Figura 11.3 que la tasa de inflación reduce el valor de la TIR, mientras que la tasa de descuento aumenta dicho valor. Además, el payback disminuye al aumentar la tasa de descuento, pero aumenta

al incrementar la tasa de inflación (ver Figura 11.4). Finalmente, al aumentar el factor de reducción PV hasta su valor máximo estipulado (85 %), se observa un aumento en los valores de la TIR y una disminución en los valores del payback (ver Figura 11.9 y 11.10), demostrando que el sistema óptimo de 7 unidades permite económicamente una variación de la tasa de descuento del 10 % al 13 % y una variación de la tasa de inflación del 4 % al 7 %.

A través de la ejecución de la investigación y el cumplimiento de los objetivos específicos, se orientó la respuesta al objetivo general de la investigación. El estudio demostró la factibilidad de la mencionada estación de carga, capaz de suministrar energía a 07 unidades de mototaxis eléctricos. Para lograrlo, se determinó un arreglo fotovoltaico de 8,18 kW y un inversor de 5,32 kW conectado a red, atendiendo anualmente 2414 sesiones de carga, equivalentes a una energía anual de 19,101 kWh. La inversión estimada para esta infraestructura se cifra en S/ 38,535.82, con un costo nivelado de energía de 0,5942 S//kWh. Además, la Tasa Interna de Retorno (TIR) se sitúa en 12,84 % y el periodo de recuperación de inversión (payback simple) se establece en 7,08 años. El análisis de sensibilidad llevado a cabo demostró la sostenibilidad económica de este proyecto en un rango de variación de la tasa de descuento del 10 % al 13 %, y de la tasa de inflación en un rango del 4 % al 7 %.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Se determinó la viabilidad técnica y económica del diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica en Huarmey, el cual puede suministrar energía a 07 unidades de mototaxis eléctricos, en base a un sistema fotovoltaico de 8,18 kW conectado a red, atendiendo anualmente 2414 sesiones de carga, equivalentes a una energía anual de 19,101 kWh. La inversión estimada para esta infraestructura se cifra en S/ 38,535.82, con un costo nivelado de energía de 0,5942 S//kWh. Además, la Tasa Interna de Retorno (TIR) se sitúa en 12,84 % y el periodo de recuperación de inversión (payback simple) se establece en 7,08 años.
- Se determinó el modelo de vehículos menores a usar para el dimensionamiento de la estación de carga, el cual fue el modelo “Electrotaxi”, debido a sus especificaciones técnicas favorables. Específicamente, se destaca que el consumo de energía durante la carga de su batería incorporada es de 7,9 kWh, con un tiempo estimado de carga de 6 a 8 horas. La autonomía declarada asciende a 100 km.
- Se especificó el perfil de carga de consumo de potencia y energía de los vehículos eléctricos asociados a la estación de carga, presentando para el caso óptimo de siete unidades de mototaxis eléctricos, una potencia máxima identificada de 7,83 kW, y las necesidades energéticas asociadas ascendieron a 56 kWh/día.
- Se dimensionó el sistema fotovoltaico para el suministro de energía solar fotovoltaica a la estación de carga con baterías y conectado a red, donde la configuración del sistema presentó la estación de carga (Etaxi), la red eléctrica pública (Tarifa PER), el inversor (convertidor), el arreglo fotovoltaico (PV) y el sistema de almacenamiento de energía (LI ASM). Además de ello se detalló los parámetros económicos y de sensibilidad para el posterior análisis.
- Se contrastó las características técnicas del sistema fotovoltaico para el suministro de energía solar fotovoltaica a la estación de carga con baterías y conectado a red, en donde se estableció que los indicadores técnicos para el sistema con baterías presentaban valores mayores al compararlo con el sistema sin baterías. El análisis de

sensibilidad destacó una relación directa entre la capacidad del sistema fotovoltaico, la producción de energía y la fracción renovable con respecto al factor de reducción PV, mientras que la tasa de descuento afecta inversamente a los indicadores mencionados.

- Se analizó económicamente el sistema fotovoltaico para el suministro de energía solar fotovoltaica a la estación de carga con baterías y conectado a red, donde los parámetros económicos fueron mayores en magnitud en el sistema con baterías, sin embargo, esto representa un factor negativo pues indica que se necesita mayor cantidad de dinero para el sistema con baterías. El análisis de sensibilidad destacó que los indicadores de inversión y costo actual neto total presentan una relación inversa al aumentar la tasa de descuento, mientras que aumentar proporcionalmente al incrementar la tasa de inflación, por el contrario, el costo nivelado de la energía aumenta al aumentar la tasa de descuento y disminuye al aumentar la tasa de inflación.

5.2. RECOMENDACIONES

En relación con los resultados obtenidos y la experiencia acumulada durante la investigación, se sugiere:

- Analizar los indicadores técnicos y económicos para el diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica para diferentes niveles de radiación solar en el Perú.
- Evaluar el comportamiento de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica para diferentes horarios de funcionamiento.
- Evaluar el comportamiento de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica para otros tipos de vehículos eléctricos como scooters, bicicletas eléctricas, vehículos de movilidad personal, entre otros.
- A la municipalidad distrital de Huarmey, plantear la inversión en una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica en virtud de diversificar la matriz energética del sector transporte de la ciudad y reducir la huella de carbono asociada.

VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES

- Alrubaie, A., Salem, M., Yahya, K., Mohamed, M. y KamaPurol, M. (2023). A Comprehensive Review of Electric Vehicle Charging Stations with Solar Photovoltaic System Considering Market, Technical Requirements, Network Implications, and Future Challenges [Una revisión exhaustiva de las estaciones de carga de vehículos eléctricos con sistema solar fotovoltaico considerando el mercado, los requisitos técnicos, las implicaciones de la red y los desafíos futuros]. *Sustainability*, 15(10), 8122. <https://doi.org/10.3390/su15108122>
- Alvarez, R., Loloy, N., Sotomayor, R., Vivanco, E. (2022). *Despliegue de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos particulares en la ciudad de Lima* [Tesis de maestría, Universidad ESAN]. Repositorio Institucional de la Universidad ESAN. <https://repositorio.esan.edu.pe/handle/20.500.12640/3054>
- Arias, F. (2017). Efectividad y eficiencia de la investigación tecnológica en la universidad. *Revista Electrónica de Ciencia y Tecnología del Instituto Universitario de Tecnología de Maracaibo*, 3(1), 64-83. <http://recitiutm.iutm.edu.ve/index.php/recitiutm/article/view/92>
- Asociación Automotriz del Perú (2021). *Plan Nacional de Electromovilidad*. EY. <https://aap.org.pe/aap-electromovilidad-propuesta-plan-nacional-ey-peru/>
- Assad, M. y Rosen, M. (Eds.). (2021). *Design and performance optimization of renewable energy systems* [Diseño y optimización del rendimiento de sistemas de energías renovables]. Academic Press.
- AutoSolar (2024). *Panel Solar JA SOLAR 455W 24V Monocristalino PERC*. AutoSolar. <https://autosolar.pe/paneles-solares-24v/panel-solar-ja-solar-455w-24v-monocristalino-perc>
- Carbajal, V. y Acosta, A. (2021). *La electromovilidad y su efecto en el mercado de energía del Perú* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional del Santa]. Repositorio Institucional Digital de la Universidad Nacional del Santa. <https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/3742>
- Chandra, G. (2018). *Charging electric vehicles from solar energy: Power converter, charging algorithm and system design* [Carga de vehículos eléctricos a partir de

- energía solar: convertidor de potencia, algoritmo de carga y diseño del sistema]. <https://doi.org/10.4233/uuid:dec62be4-d7cb-4345-a8ae-65152c78b80f>
- Delta Autocorp LLP (30 de diciembre de 2017). *E-Rickshaw / A Bliss or a Boon* [E-Rickshaw | Una dicha o una bendición]. Delta Auto Corp LLP. <https://delticsite.wordpress.com/2017/12/30/e-rickshaw-a-bliss-or-a-boon/>
- Elbaset, A., Abdelwahab, S., Ibrahim, H. y Eid, M. (2019). *Performance analysis of photovoltaic systems with energy storage systems* [Análisis de rendimiento de sistemas fotovoltaicos con sistemas de almacenamiento de energía]. Springer International Publishing.
- Espinoza, D. (2021). *Análisis de factibilidad para el diseño de una estación de carga de medios de transporte eléctrico utilizando energía solar fotovoltaica en Piura* [Tesis de pregrado, Universidad de Piura]. Repositorio Institucional PIRHUA. <https://pirhua.udep.edu.pe/handle/11042/5455>
- G-22. (2023). *Tuk Tuk Solar*. G-22. <https://www.g-22.org/tuk-tuk-solar.html>
- Google Maps. (2024). *Puerto Huarmey*. Google Maps. <https://www.google.com/maps?authuser=0>
- Hasan, A. (2020). Electric rickshaw charging stations as distributed energy storages for integrating intermittent renewable energy sources: a case of Bangladesh [Estaciones de carga de rickshaws eléctricos como almacenamiento de energía distribuida para integrar fuentes de energía renovable intermitente: un caso de Bangladesh]. *Energies*, 13(22), 6119. <https://doi.org/10.3390/en13226119>
- Huanca, M. (2022). *Análisis de casos del ingreso de la movilidad eléctrica en el Perú y su impacto en el mix energético y emisiones* [Tesis de maestría, Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa]. Repositorio Institucional UNSA. <https://repositorio.unsa.edu.pe/items/a5ba4ce6-99fd-4148-8dfa-c96d72428e31>
- Huawei (2024). *SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1 (Versión de alta corriente)*. Huawei. <https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products>
- Intelligenio (2024). *Electromovilidad Cargadores para autos eléctricos*. Intelligenio. <https://intelligenio.com/electromovilidad/>

- International Energy Agency (2023). *Global EV Outlook 2023* [Perspectivas globales de vehículos eléctricos para 2023]. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>
- Kumar, M., Panda, K., Naayagi, R., Thakur, R. y Panda, G. (2023). Comprehensive Review of Electric Vehicle Technology and Its Impacts: Detailed Investigation of Charging Infrastructure, Power Management, and Control Techniques [Revisión exhaustiva de la tecnología del vehículo eléctrico y sus repercusiones: Investigación detallada de la infraestructura de carga, la gestión de la energía y las técnicas de control]. *Applied Sciences*, 13(15), 8919. <https://doi.org/10.3390/app13158919>
- Lance, D. y Norvell, D. (09 de junio de 2023). *FREA - UCF, PV Electric Vehicle charger* [FREA - UCF, cargador de vehículos eléctricos con alimentación fotovoltaica]. EnergySage. <https://www.energysage.com/project/6936/frea-ucf-pv-electric-vehicle-charger/>
- Manousakis, N., Karagiannopoulos, P., Tsekouras, G. y Kanellos, F. (2023). Integration of Renewable Energy and Electric Vehicles in Power Systems: A Review [Integración de Energías Renovables y Vehículos Eléctricos en Sistemas de Potencia: Una Revisión]. *Processes*, 11(5), 1544. <https://doi.org/10.3390/pr11051544>
- Mertens, K. (2019). *Photovoltaics – Fundamentals, Technology, and Practice* [Energía fotovoltaica: fundamentos, tecnología y práctica]. John Wiley & Sons.
- Minh, P., Le Quang, S. y Pham, M. (2021). Technical economic analysis of photovoltaic-powered electric vehicle charging stations under different solar irradiation conditions in Vietnam [Análisis técnico económico de estaciones de carga de vehículos eléctricos de energía fotovoltaica bajo diferentes condiciones de irradiación solar en Vietnam]. *Sustainability*, 13(6), 3528. <https://doi.org/10.3390/su13063528>
- Ministerio del Ambiente (2023). *De la COP20/CMP10 al mundo: Manual de Cálculo y Neutralización de GEI para las COP/CMP*. REDIAM Repositorio Digital del Ministerio del Ambiente. <https://repositoriodigital.minam.gob.pe/handle/123456789/78>
- Nityanshi, Mathur, T., Tikkiwal, V. y Nigam, K. (2021). Feasibility analysis of a solar-assisted electric vehicle charging station model considering differential pricing [Análisis de viabilidad de un modelo de estación de carga de vehículos eléctricos

- asistida por energía solar teniendo en cuenta precios diferenciales]. *Energy Storage*, 3(4), e237. <https://doi.org/10.1002/est2.237>
- Ñaupas, H., Valdivia, M., Palacios, J., y Romero, H. (2018). *Metodología de la investigación cuantitativa-cualitativa y redacción de la tesis*. Ediciones de la U. http://www.biblioteca.cij.gob.mx/Archivos/Materiales_de_consulta/Drogas_de_Abuso/Articulos/MetodologiaInvestigacionNaupas.pdf
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2019). *Electromovilidad. Conceptos, políticas y lecciones aprendidas para el Perú*. OSINERGMIN. <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/1201147-electromovilidad-conceptos-politicas-y-lecciones-aprendidas-para-el-peru>
- Quantum (2024). *Quantum Electrotaxi*. Quantum. <https://qmperu.com/quantum-electrotaxi/>
- Ramasamy, V., Jarett, Z., Feldman, D., Margolis, R., Desai, J., Walker, A., Woodhouse, M. O'Shaughnessy, E. y Basore, P. (2023). *Q1 2023 U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks with Minimum Sustainable Price Analysis Data File*. NREL Data Catalog. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. <https://doi.org/10.7799/2002868>
- Riayatsyah, T., Geumpana, T., Fattah, I., Rizal, S. y Mahlia, T. (2022). Techno-Economic Analysis and Optimisation of Campus Grid-Connected Hybrid Renewable Energy System Using HOMER Grid [Análisis tecnoeconómico y optimización del sistema híbrido de energía renovable conectado a la red del campus utilizando HOMER Grid]. *Sustainability*, 14(13), 7735. <https://doi.org/10.3390/su14137735>
- Satpathy, R. y Pamuru, V. (2020). *Solar PV power: design, manufacturing and applications from sand to systems* [Energía solar fotovoltaica: diseño, fabricación y aplicaciones desde la arena hasta los sistemas]. Academic Press.
- Savari, G., Sathik, M., Raman, L., El-Shahat, A., Hasanien, H., Almakhles, D., Abdel, S. y Omar, A. (2022). Assessment of charging technologies, infrastructure and charging station recommendation schemes of electric vehicles: A review [Evaluación de tecnologías de carga, infraestructura y esquemas de recomendación de estaciones de carga de vehículos eléctricos: una revisión]. *Ain Shams Engineering Journal*, 14(4), 101938. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2022.101938>

- Schäuble, J., Kaschub, T., Ensslen, A., Jochem, P. y Fichtner, W. (2017). Generating electric vehicle load profiles from empirical data of three EV fleets in Southwest Germany [Generación de perfiles de carga de vehículos eléctricos a partir de datos empíricos de tres flotas de vehículos eléctricos en el suroeste de Alemania]. *Journal of Cleaner Production*, 150, 253-266. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.02.150>
- Shafiq, A., Iqbal, S., Habib, S., ur Rehman, A., ur Rehman, A., Selim, A., Ahmed, E. y Kamel, S. (2022). Solar PV-Based Electric Vehicle Charging Station for Security Bikes: A Techno-Economic and Environmental Analysis [Estación de carga de vehículos eléctricos basada en energía solar fotovoltaica para bicicletas de seguridad: un análisis tecno-económico y ambiental]. *Sustainability*, 14(21), 13767. <https://doi.org/10.3390/su142113767>
- Shahab, M., Wang, S. y Junejo, A. (2021). Improved control strategy for three-phase microgrid management with electric vehicles using multi objective optimization algorithm [Estrategia de control mejorada para la gestión de microrredes trifásicas con vehículos eléctricos mediante algoritmo de optimización multiobjetivo]. *Energies*, 14(4), 1146. <https://doi.org/10.3390/en14041146>
- Sureshbabu, Padmanabhan, S., Subramanian, G., Stonier, A., Peter, G. y Ganji, V. (2022). Design and analysis of a photovoltaic-powered charging station for plug-in hybrid electric vehicles in college campus [Diseño y análisis de una estación de carga fotovoltaica para vehículos eléctricos híbridos enchufables en el campus universitario]. *IET Electrical Systems in Transportation*, 12(4), 358-368. <https://doi.org/10.1049/els2.12060>
- Taghizad-Tavana, K., Alizadeh, A., Ghanbari-Ghalehjoughi, M. y Nojavan, S. (2023). A Comprehensive Review of Electric Vehicles in Energy Systems: Integration with Renewable Energy Sources, Charging Levels, Different Types, and Standards [Una revisión exhaustiva de los vehículos eléctricos en los sistemas energéticos: Integración con fuentes de energía renovables, niveles de carga, diferentes tipos y normas]. *Energies*, 16(2), 630. <https://doi.org/10.3390/en16020630>
- Triviño, A., González-González, J. y Aguado, J. (2021). Wireless power transfer technologies applied to electric vehicles: A review [Tecnologías inalámbricas de transferencia de energía aplicadas a vehículos eléctricos: una revisión]. *Energies*, 14(6), 1547. <https://doi.org/10.3390/en14061547>

UL Solutions (09 de junio de 2023). *HOMER Grid Distributed Generation* [HOMER Grid Generación Distribuida]. UL Solutions. <https://www.homerenergy.com/products/grid/index.html>

Universidad Nacional de Santa (2021). *Áreas y líneas de investigación UNS 2021*. RESOLUCIÓN N° 110-2021-CU-R-UNS. <https://www.uns.edu.pe/transparencia/recursos/2f8d9f0745b671d9f0ccced1366f9f43.pdf>

Universidad Nacional del Santa (2022). *Reglamento general de grados y títulos*. RESOLUCIÓN N° 580-2022-CU-R-UNS. <https://www.uns.edu.pe/transparencia/recursos/4e8ba8977c23d231f9a4a6fc9a5c409b.%20492-2017-CU..pdf>

Zhang, Y., Yan, S., Yin, W., Wu, C., Ye, J., Wu, Y. y Liu, L. (2023). HOMER-Based Multi-Scenario Collaborative Planning for Grid-Connected PV-Storage Microgrids with Electric Vehicles [Planificación colaborativa multicaso basada en HOMER para microrredes fotovoltaicas de almacenamiento conectadas a la red con vehículos eléctricos]. *Processes*, 11(8), 2408. <https://doi.org/10.3390/pr11082408>

VII. ANEXOS

Anexo 1: Matriz de Consistencia

Estudio técnico económico para el diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica en Huarmey

| Problema | Objetivos | Hipótesis | Variable | Dimensiones | Indicadores | | | |
|--|---|--|---|-------------------------------|---|--|---------------------|-----------------------------|
| ¿Es viable, desde el punto de vista técnico y económico, el diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica en Huarmey? | <p>Objetivo General: Determinar la viabilidad técnica y económica del diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica en Huarmey.</p> <p>Objetivos Específicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Determinar el modelo de vehículos menores a usar para el dimensionamiento de la estación de carga. – Dimensionar el sistema fotovoltaico para el suministro de energía solar fotovoltaica a la estación de carga con baterías y conectado a red. – Contrastar las características técnicas del sistema fotovoltaico para el suministro de energía solar fotovoltaica a la estación de carga con baterías y conectado a red. – Analizar económicamente el sistema fotovoltaico para el suministro de energía solar fotovoltaica a la estación de carga con baterías y conectado a red. | El estudio técnico económico para el diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica demuestra la viabilidad para tomarlo en cuenta como alternativa tecnológica en el distrito de Huarmey. | VI.: Perfil de carga de vehículos eléctricos | Necesidades de movilización | Número de vehículos | | | |
| | | | | | Tiempo de funcionamiento | | | |
| | | | | | Horario de funcionamiento | | | |
| | | | | | Distancia recorrida | | | |
| | | | | Perfiles de curva de potencia | Características de la batería del mototaxi eléctrico. | | | |
| | | | | | Potencia demandada | | | |
| | | | V.D.: Estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica | | | | Parámetros técnicos | Energía demanda |
| | | | | | | | | Arquitectura del sistema |
| | | | | | | | | Producción de energía |
| | | | | | | | | Consumo de energía |
| | | | | | | | | Fracción renovable |
| | | | | | | | | Sesiones de recarga anuales |
| Parámetros económicos | | | | | Inversión del sistema | | | |
| | | | | | Costo actual neto total | | | |
| | | | | | Costo total anualizado | | | |
| | | | | | Tasa interna de retorno | | | |
| | | | | | Costo nivelado de la energía | | | |

| Marco teórico | Metodología | Población y muestra | Técnicas e instrumentos para la recolección de datos | Técnicas de procesamiento y análisis de los resultados |
|---|---|--|--|---|
| <p>Antecedentes:</p> <p>Internacionales:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Shafiq et al. (2022) - Sureshababu et al. (2022) - Minh et al. (2021) - Nityanshi et al. (2021) <p>Nacionales:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Alvarez et al. (2022) - Huanca (2022) - Espinoza (2021) - Carbajal y Acosta (2021) <p>Marco Referencial:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sistemas fotovoltaicos - Infraestructura de las estaciones de carga - Vehículos eléctricos menores de tres ruedas - Software Homer Grid | <p>Tipo: Aplicada</p> <p>El conocimiento obtenido de este tipo de investigación se puede aplicar a la solución de problemas del mundo real (Arias, 2017).</p> <p>Diseño:</p> <p>El diseño es pre experimental, el cual presenta la siguiente simbología según Naupas et al., (2018):</p> <p style="text-align: center;">G → X → O</p> <p>Donde:</p> <p>G: Parque automotor de vehículos menores en el distrito de Huarmey.</p> <p>X: Perfil de carga de vehículos eléctricos.</p> <p>O: Medición de las dimensiones de la estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica.</p> | <p>Población:</p> <p>Parque automotor de vehículos menores en el distrito de Huarmey.</p> <p>Muestra:</p> <p>Motocicletas de tres ruedas (mototaxis) en el distrito de Huarmey.</p> <p>Muestreo:</p> <p>No probabilístico por conveniencia.</p> | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Análisis documental - Observación - Procesamiento - Encuesta <p>Instrumentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Guía de revisión documental - Ficha de observación - Software HOMER Grid 1.11.1. - Cuestionario | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Procesamiento - Simulación <p>Instrumentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Hojas de cálculo de Microsoft Excel - Documento de Microsoft Word - Archivos de AutoCAD: - Software HOMER Grid 1.11.1. |

Anexo 2: Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarmedy

Cuestionario para determinar las necesidades de movilizaci3n de las motocicletas de tres ruedas (mototaxis) en el distrito de Huarmedy

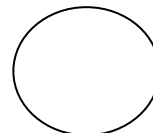
Estimado(a) participante:

Por la presente le solicito que conteste el cuestionario de la encuesta que estoy realizando para realizar un estudio t3cnico econ3mico para el dise1o de una estaci3n de carga de veh3culos menores usando energ3a solar fotovoltaica en Huarmedy.

Tesista: Pretell Gonzales, Maria Pia

Fecha: / /2023

C3digo



Instrucciones:

Leer la pregunta y luego marcar con una cruz (X) en el casillero correspondiente para expresar su opini3n. Por favor responda este cuestionario lo m3s cuidadosamente posible. No existen respuestas precisas ni err3neas; adem3s, sus respuestas se mantendr3n confidenciales y an3nimas.

1. 1Cu3ntas horas usa diariamente su mototaxi para trabajar?

| | | | | |
|---------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 0-2 horas () | 2-4 horas () | 4-6 horas () | 6-8 horas () | 8-10 horas () |
| 10-12 horas () | 12-14 horas () | 14-16 horas () | 16-18 horas () | 18-20 horas () |
| M3s de 20 horas () | | | | |

2. 1A qu3 hora comienza su horario de trabajo utilizando su mototaxi?

| | | | |
|--------------------|---------------------|---------------------------|--------------------|
| Entre 6 a 8 am () | Entre 8 a 10 am () | A partir del mediod3a () | Desde las 4 pm () |
| Desde las 6 pm () | | Desde las 8 pm () | |

3. 1En qu3 momento del d3a existe mayor cantidad de clientes?

| | | | | |
|------------------------|--------------------------|-----------------------------------|---------------------------|------------------------|
| Entre las 6 a 8 am () | Entre las 8 a 10 am () | Entre las 10 am a 12 mediod3a () | A partir del mediod3a () | Entre las 2 a 4 pm () |
| Entre las 4 a 6 pm () | A partir de las 6 pm () | A partir de la media noche () | | |

4. 1Aproximadamente cuantos viajes realiza a lo largo del d3a?

| | | | | |
|------------------|-------------------|--------------------|--------------------|---------------------|
| 0 a 8 viajes () | 8 a 12 viajes () | 12 a 16 viajes () | 16 a 20 viajes () | 20 a m3s viajes () |
|------------------|-------------------|--------------------|--------------------|---------------------|

5. 1Cu3al es su recorrido diario en promedio? Indicar en km: _____

6. 1En cu3l grifo compra el combustible para su mototaxi? Indicar: _____

7. 1Cu3nto combustible consume diariamente para su mototaxi?

Indicar la cantidad en galones m3nima: _____ y m3xima: _____

8. 1Cu3nto gasta en combustible diariamente para su mototaxi?

Indicar la cantidad en soles m3nima: _____ y m3xima: _____

9. 1Cu3nto gana al d3a trabajando con su mototaxi?

Indicar la cantidad en soles m3nima: _____ y m3xima: _____

10. 1Cu3nto gasta en mantenimiento mensual para su mototaxi?

Indicar la cantidad en soles: _____

Gracias de antemano por su colaboraci3n.

FICHA TÉCNICA DE LA ENCUESTA

Cuestionario para determinar las necesidades de movilización de las motocicletas de tres ruedas (mototaxis) en el distrito de Huarmey

I. Datos informativos:

- Autor : Pretell Gonzales, Maria Pia
- Tipo de instrumento : Cuestionario de opción múltiple
- Niveles de aplicación : Conductores de motocicletas de tres ruedas (mototaxis) en el distrito de Huarmey
- Administración : Individual
- Duración : 15 minutos
- Materiales : Hoja impresa, lapicero.
- Responsable de la aplicación : Pretell Gonzales, Maria Pia

II. Descripción y propósito:

El cuestionario se compone de 10 preguntas. El objetivo general es el de determinar la viabilidad técnica y económica del diseño de una estación de carga de vehículos menores usando energía solar fotovoltaica en Huarmey.

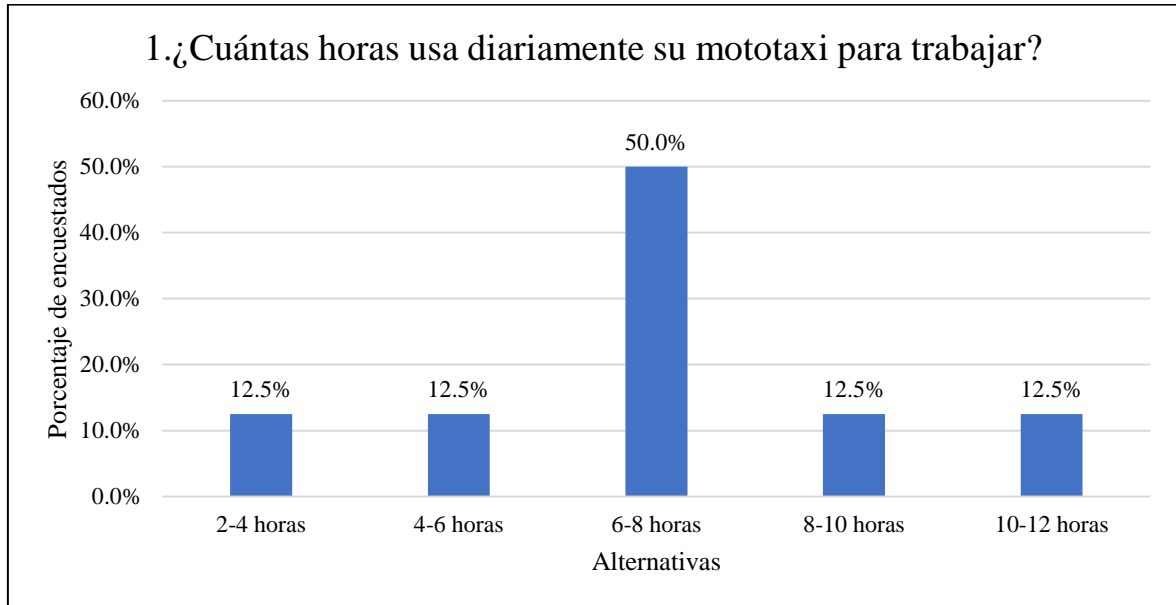
III. Análisis estadístico:

Las preguntas realizadas serán tabuladas a través de gráficos y tablas empleando estadística descriptiva. Para ello se usarán hojas de cálculo de Microsoft Excel. A partir de la información se modelará un perfil de curva de potencia característico relacionado a la contraparte eléctrica de las motocicletas de tres ruedas (mototaxis) en el distrito de Huarmey, partiendo de las necesidades de movilización descritas en el cuestionario.

Anexo 3: Resultados del cuestionario

Figura 3.1

Pregunta 1 del cuestionario

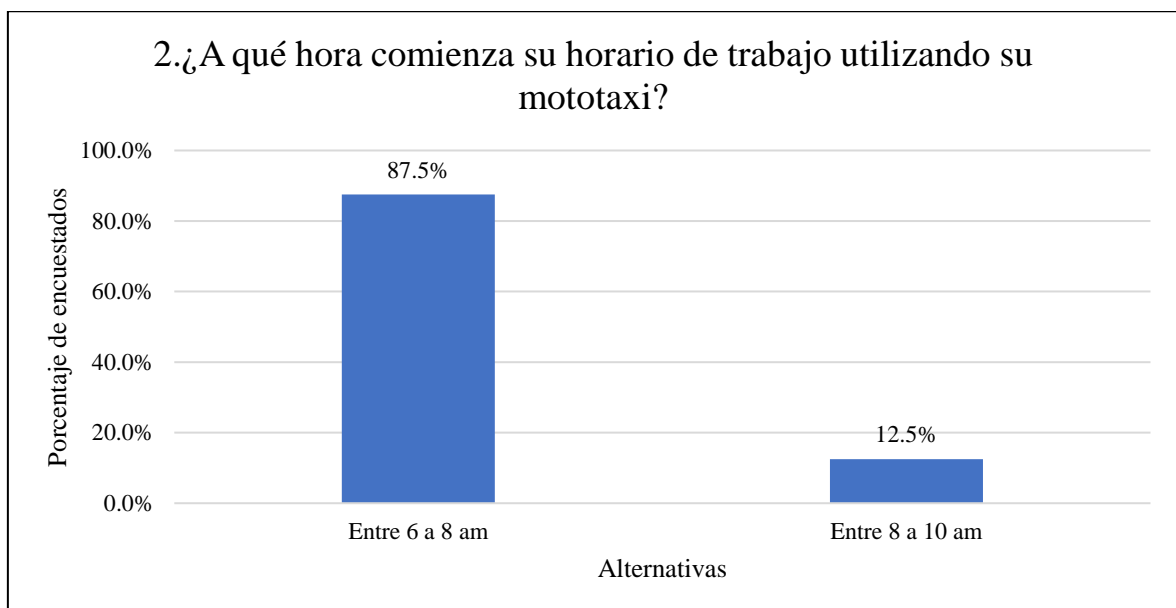


Nota: Tomado del *Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarmey.*

Conforme a los resultados del cuestionario, se constató que la mayoría de los conductores encuestados (50%) desempeñan sus labores diarias en el intervalo temporal de 6 a 8 horas. Por otro lado, la fracción restante de los participantes señaló que su período de actividad laboral al utilizar el mototaxi oscila entre menos de 6 horas y más de 8 horas.

Figura 3.2

Pregunta 2 del cuestionario

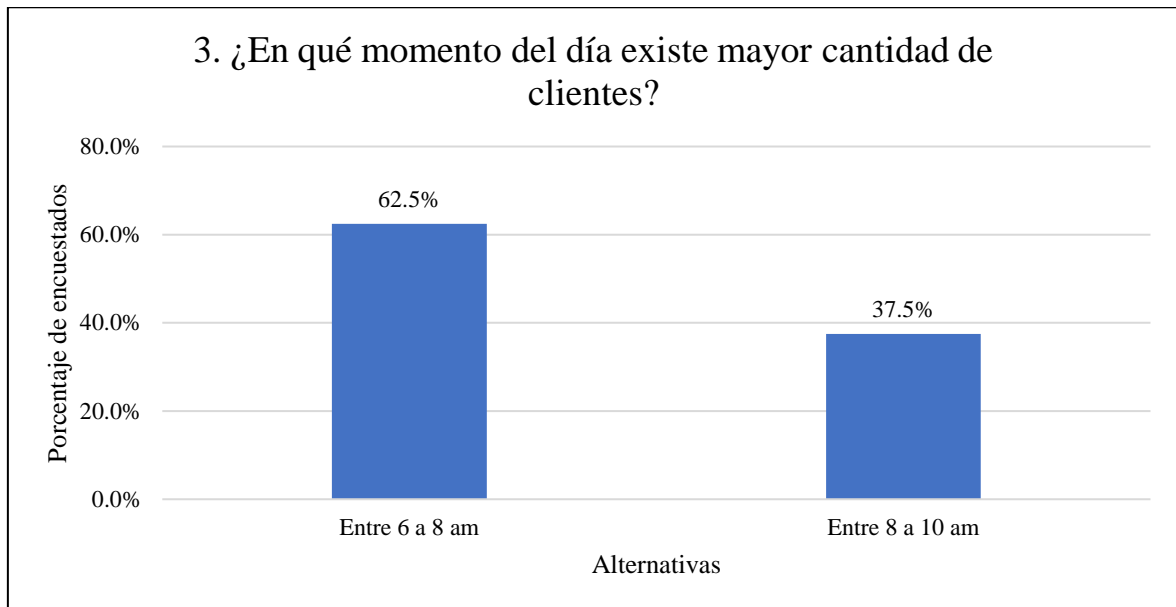


Nota: Tomado del *Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarmey.*

Los encuestados comentaron que su horario laboral en su mayoría (87,5 %) comenzaba en el rango de 6:00 a 8:00 am.

Figura 3.3

Pregunta 3 del cuestionario



Nota: Tomado del Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarney.

Los conductores encuestados en un 62,5 %, comentaron que la mayor cantidad de clientes solicitaba sus servicios de movilidad dentro del rango de 6:00 a 8:00 am.

Figura 3.4

Pregunta 4 del cuestionario

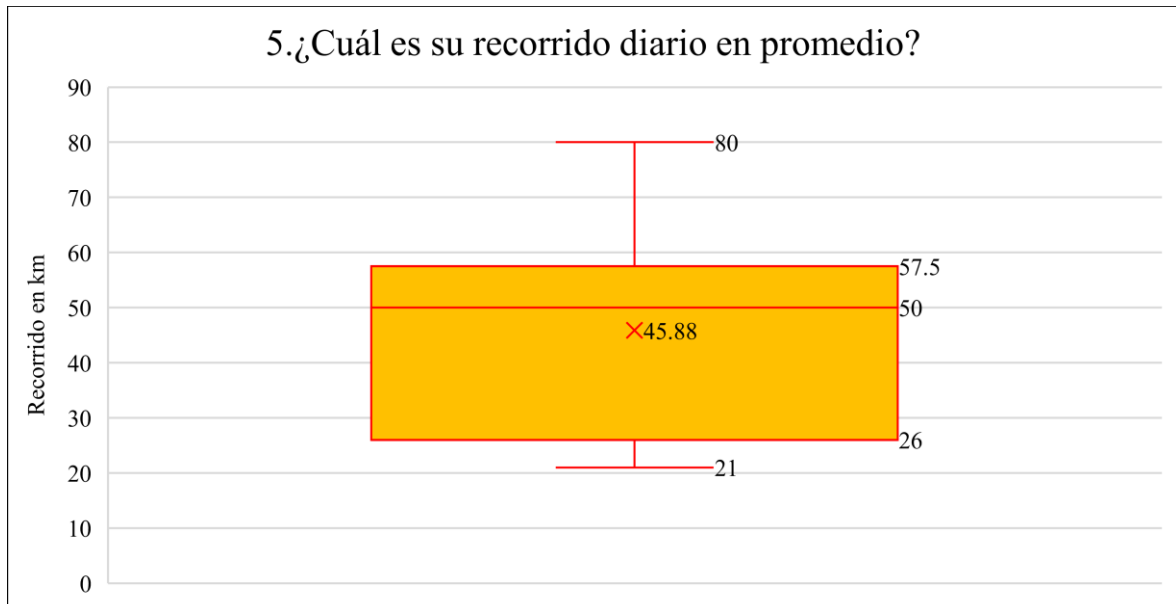


Nota: Tomado del Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarney.

Los participantes de la encuesta informaron que, en su mayoría, realizan aproximadamente ocho trayectos diarios (50%), seguido en segundo orden por aquellos que realizan desplazamientos en un intervalo de ocho a doce viajes diarios (37,5%).

Figura 3.5

Pregunta 5 del cuestionario

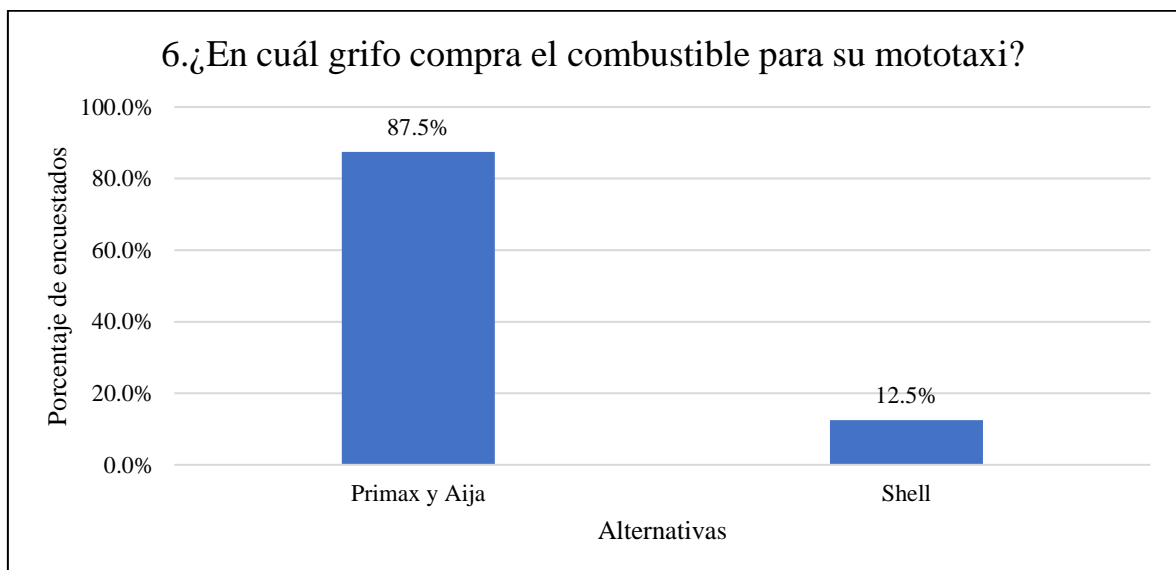


Nota: Tomado del Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarney.

En promedio el recorrido diario de los conductores es de 45,88 km, mientras que el valor mínimo indicado fue de 21 km y el máximo de 80 km.

Figura 3.6

Pregunta 6 del cuestionario

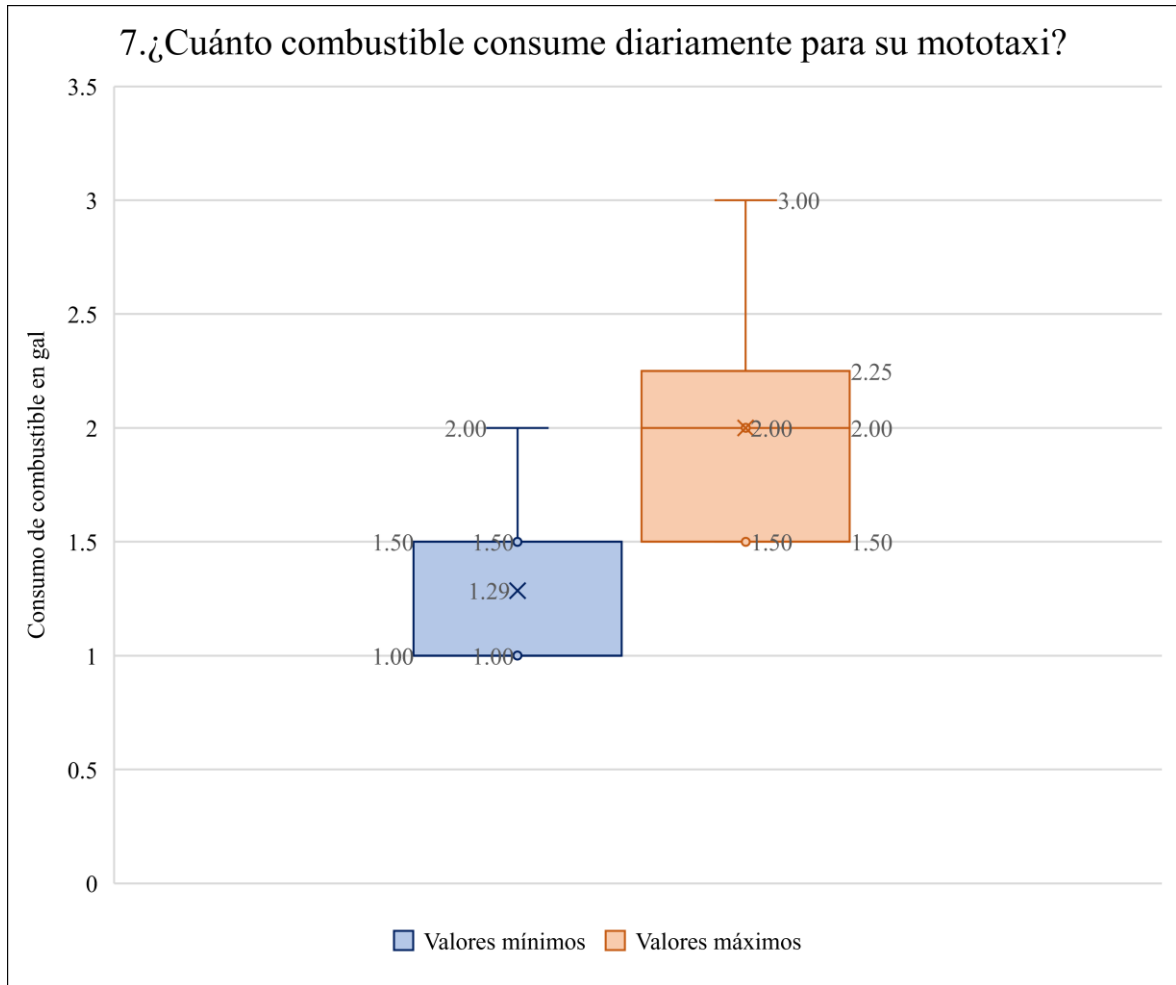


Nota: Tomado del Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarney.

Los grifos o estaciones de servicio más visitados según los encuestados son Primax y Aija.

Figura 3.7

Pregunta 7 del cuestionario



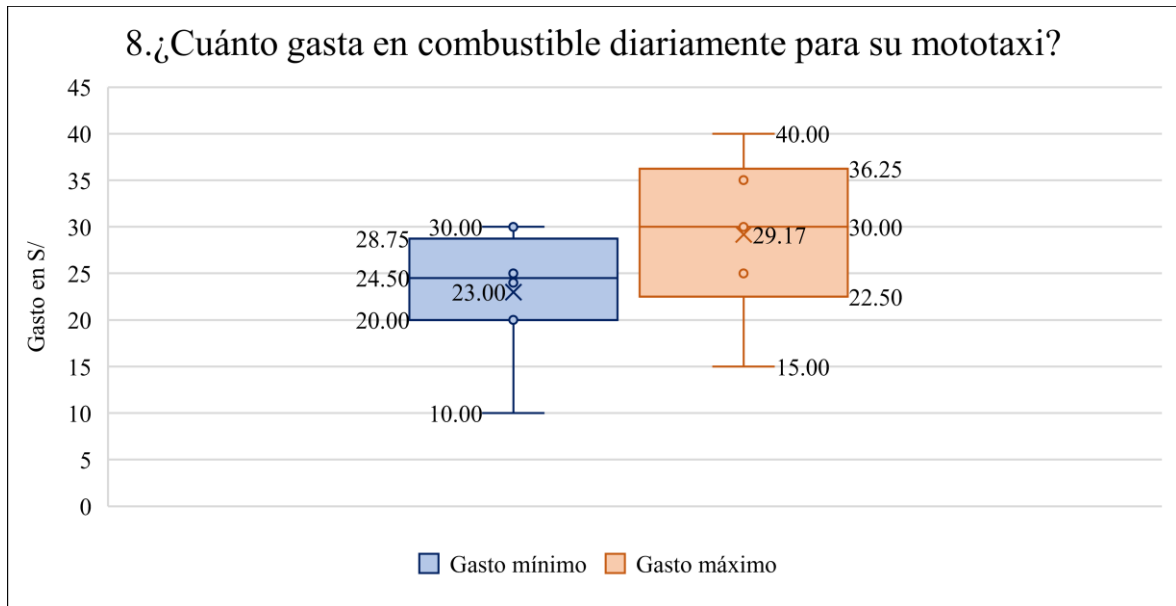
Nota: Tomado del Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarney.

La cifra media para el consumo de combustible mínimo, según lo reportado por los conductores, fue de 1,29 galones, situándose en un intervalo comprendido entre 1 y 2 galones. En relación con los valores máximos, el consumo de combustible promedio alcanzó los 2 galones, registrándose en una banda que oscila entre 1,5 y 3 galones.

El gasto de combustible a mediano y largo plazo constituye un costo variable susceptible de oscilaciones, siendo su magnitud dependiente del coste unitario del combustible. Dado que dicho coste exhibe variaciones a lo largo del año, resulta necesario obtener una comprensión detallada del gasto monetario asociado al abastecimiento de combustible incurrido por los conductores. Por ende, en la interrogante 8 del cuestionario, se recopiló información específica respecto al desembolso financiero con motivo de la adquisición de combustible para su consumo diario.

Figura 3.8

Pregunta 8 del cuestionario

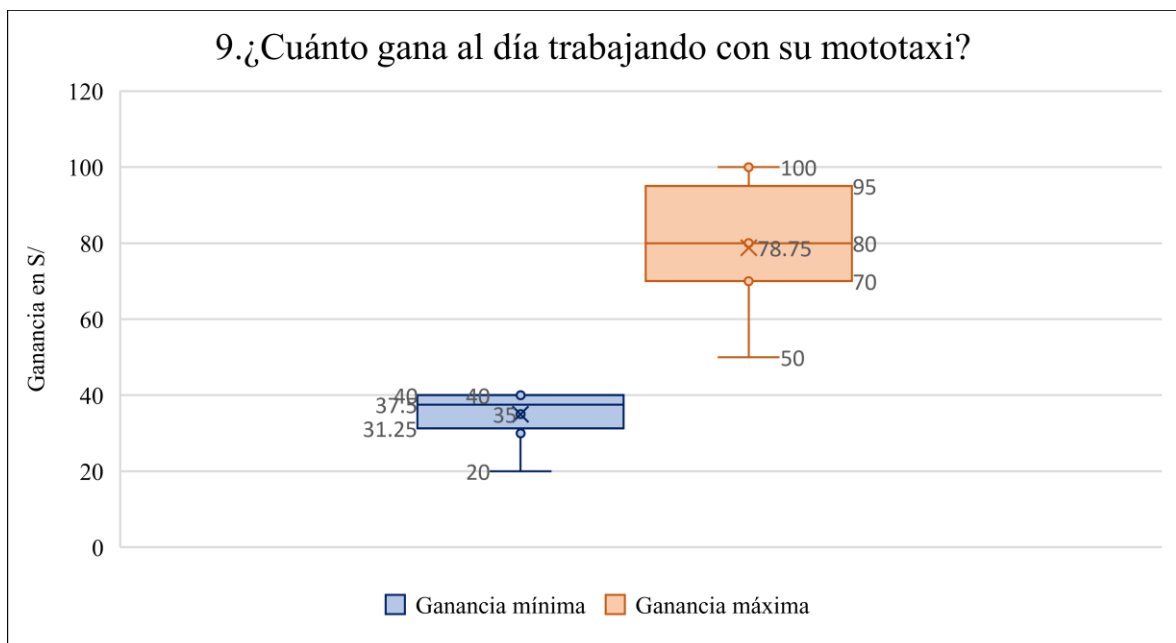


Nota: Tomado del Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarney.

La cifra promedio para el gasto en combustible mínimo, según la información proporcionada por los conductores, ascendió a S/ 23, ubicándose en un rango que oscila entre S/ 10 y S/ 30. En lo que respecta a los valores máximos, el gasto medio en combustible alcanzó los S/ 29,17, registrándose en un intervalo de S/ 15 a S/ 40.

Figura 3.9

Pregunta 9 del cuestionario

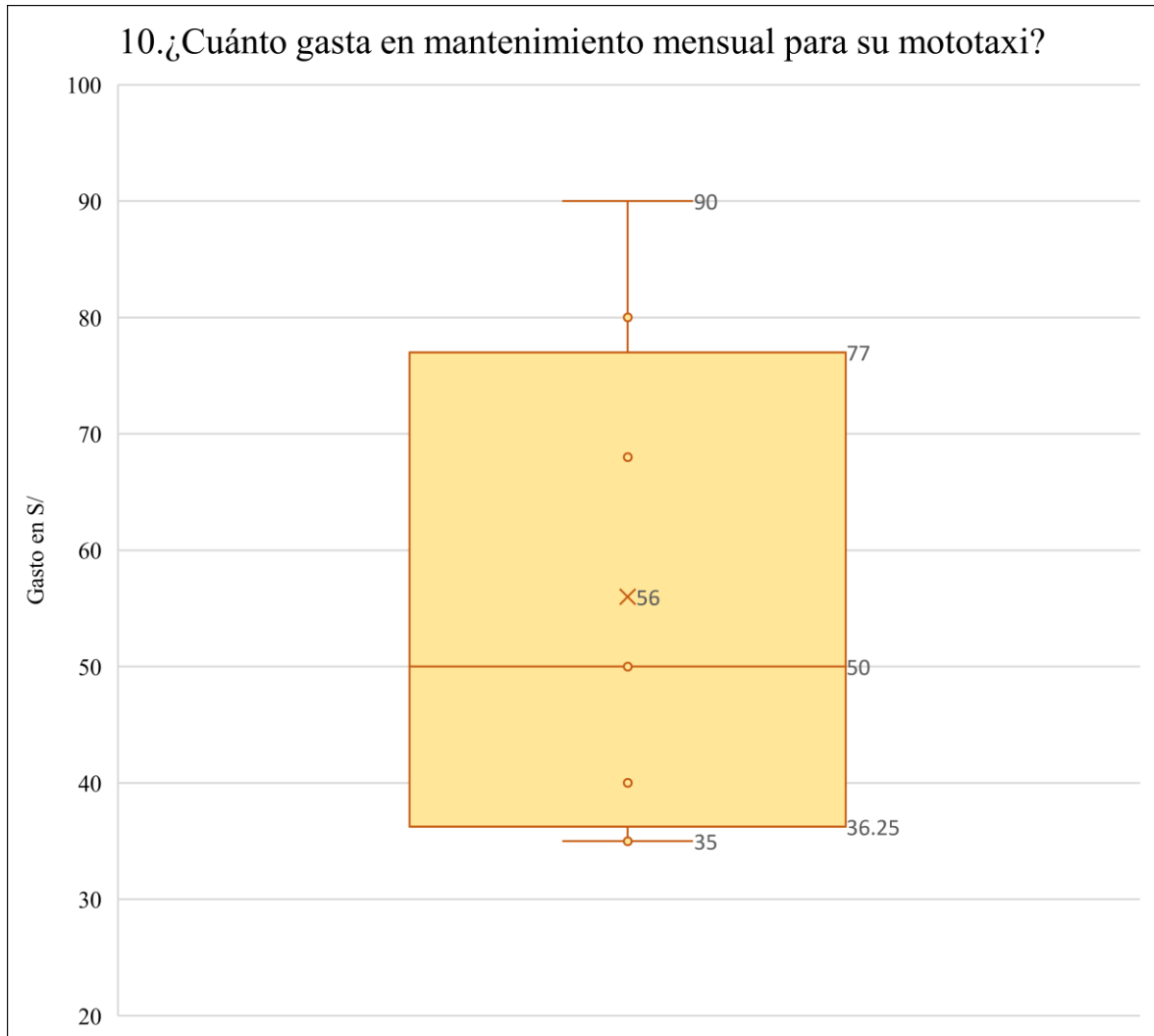


Nota: Tomado del Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarney.

La ganancia mínima presenta un promedio de S/ 35, mientras que la ganancia máxima presentó un promedio de S/ 78,75 soles a lo largo del día.

Figura 3.10

Pregunta 10 del cuestionario



Nota: Tomado del Cuestionario para los conductores de mototaxis en Huarney.

El gasto en mantenimiento presentó un promedio de S/ 56, sin embargo el valor de este se encuentra en un rango entre S/ 35 a S/ 90 soles mensuales.

Anexo 4: Perfiles de carga para cada caso

Los perfiles de carga diarios se obtuvieron a partir de la configuración indicada en el software HOMER Grid 1.11.1.

Tabla 4.1

Perfiles de carga para cada caso de número de unidades de VE

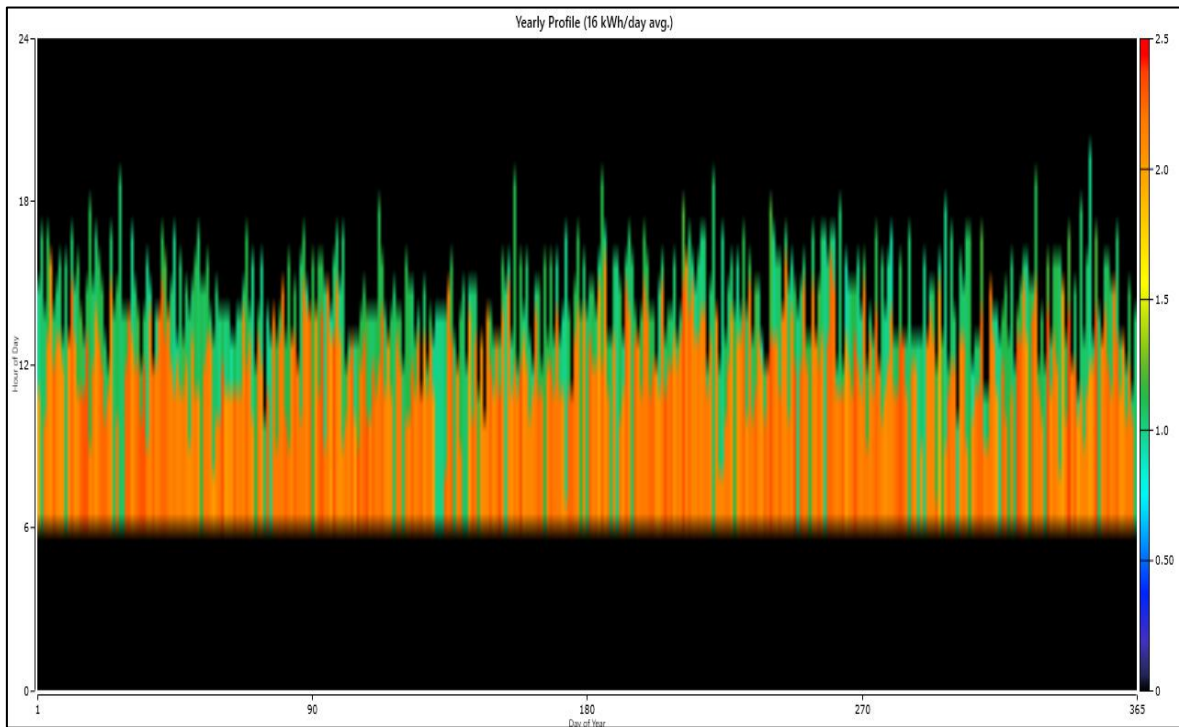
| Hora h | P₂ | P₃ | P₄ | P₅ kW | P₆ | P₇ | P₈ |
|-------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 4 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 5 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 6 | 2,10 | 2,37 | 2,33 | 2,28 | 4,45 | 4,43 | 5,77 |
| 7 | 2,10 | 2,37 | 3,51 | 3,37 | 5,56 | 6,78 | 9,25 |
| 8 | 2,10 | 2,37 | 3,51 | 4,42 | 6,71 | 7,83 | 9,25 |
| 9 | 2,10 | 2,37 | 3,51 | 4,42 | 5,58 | 7,83 | 9,25 |
| 10 | 2,10 | 2,37 | 3,51 | 4,42 | 4,45 | 7,83 | 9,25 |
| 11 | 1,07 | 1,20 | 3,51 | 4,42 | 4,45 | 7,83 | 9,25 |
| 12 | 1,07 | 1,20 | 3,51 | 3,33 | 4,45 | 5,53 | 6,97 |
| 13 | 1,07 | 1,20 | 3,51 | 3,33 | 2,27 | 4,48 | 5,83 |
| 14 | 1,07 | 1,20 | 2,31 | 3,33 | 1,15 | 4,48 | 3,46 |
| 15 | 0,00 | 0,00 | 1,17 | 2,28 | 0,00 | 1,20 | 1,11 |
| 16 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,07 | 0,00 | 1,20 | 0,00 |
| 17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,20 | 0,00 |
| 18 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,20 | 0,00 |
| 19 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 22 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 23 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Nota: Las columnas indican la potencia o perfil de carga para cada número de vehículos eléctricos (VE).

A partir de los perfiles diarios y los parámetros de variación, se construyeron los siguientes perfiles anuales de carga.

Figura 4.1

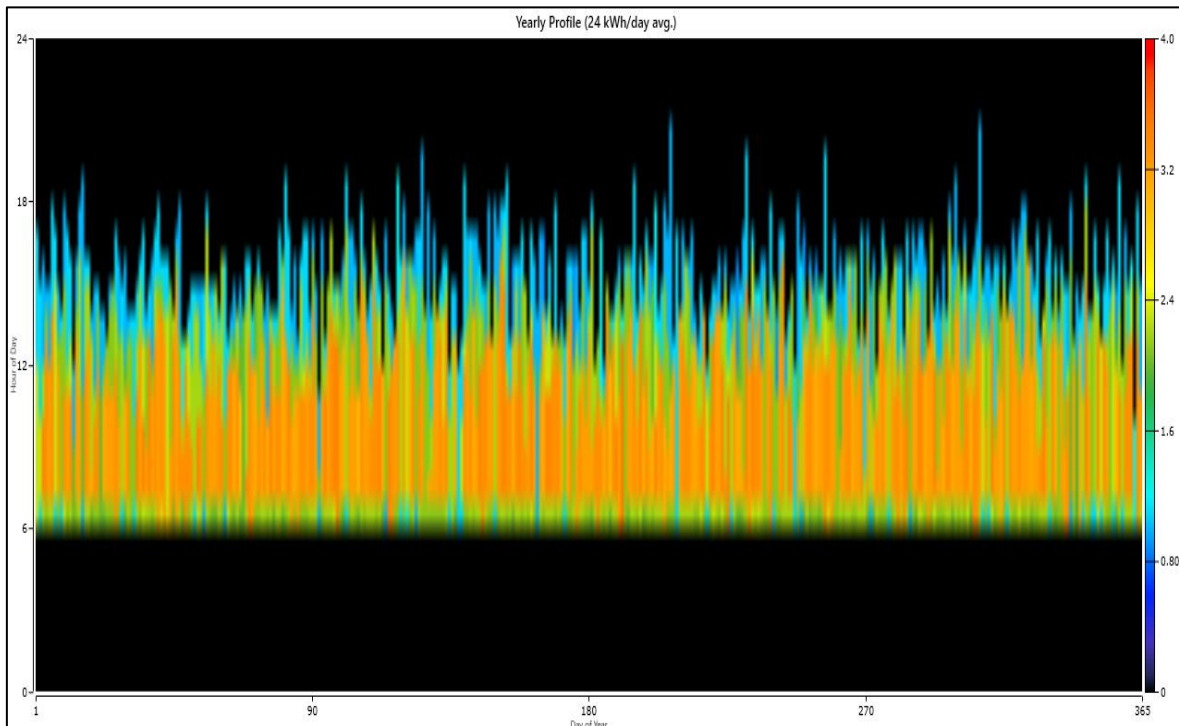
Perfil de carga anual para 02 unidades de VE



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 4.2

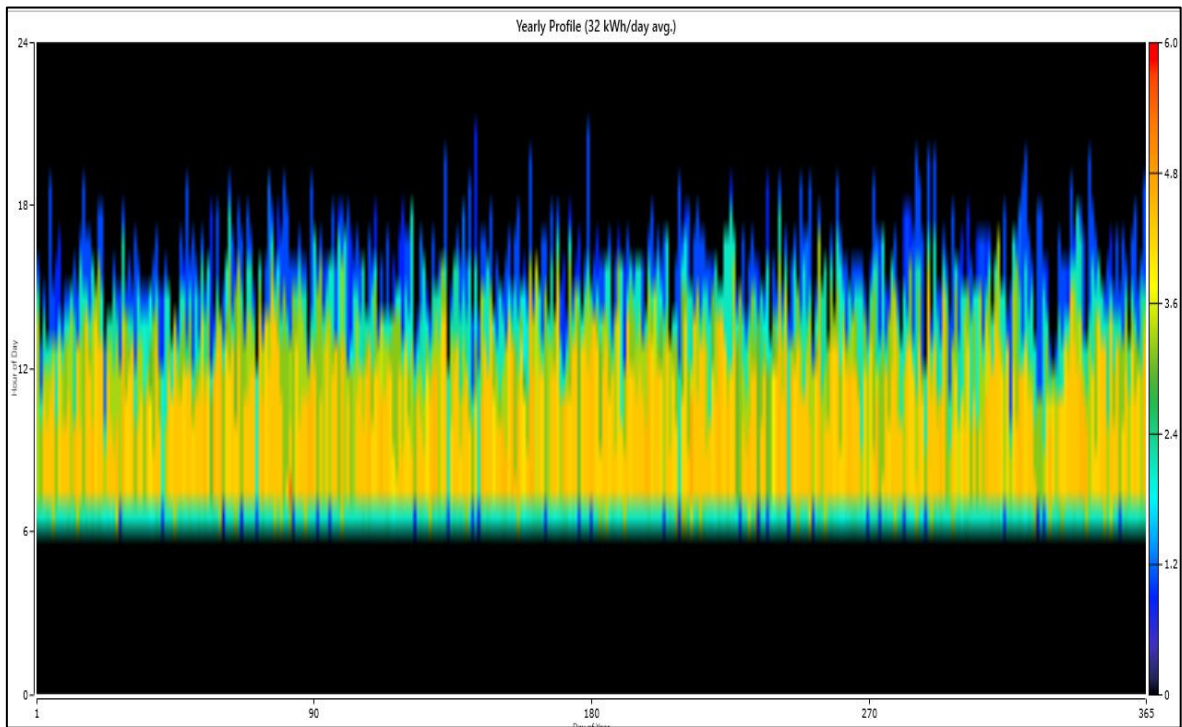
Perfil de carga anual para 03 unidades de VE



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 4.3

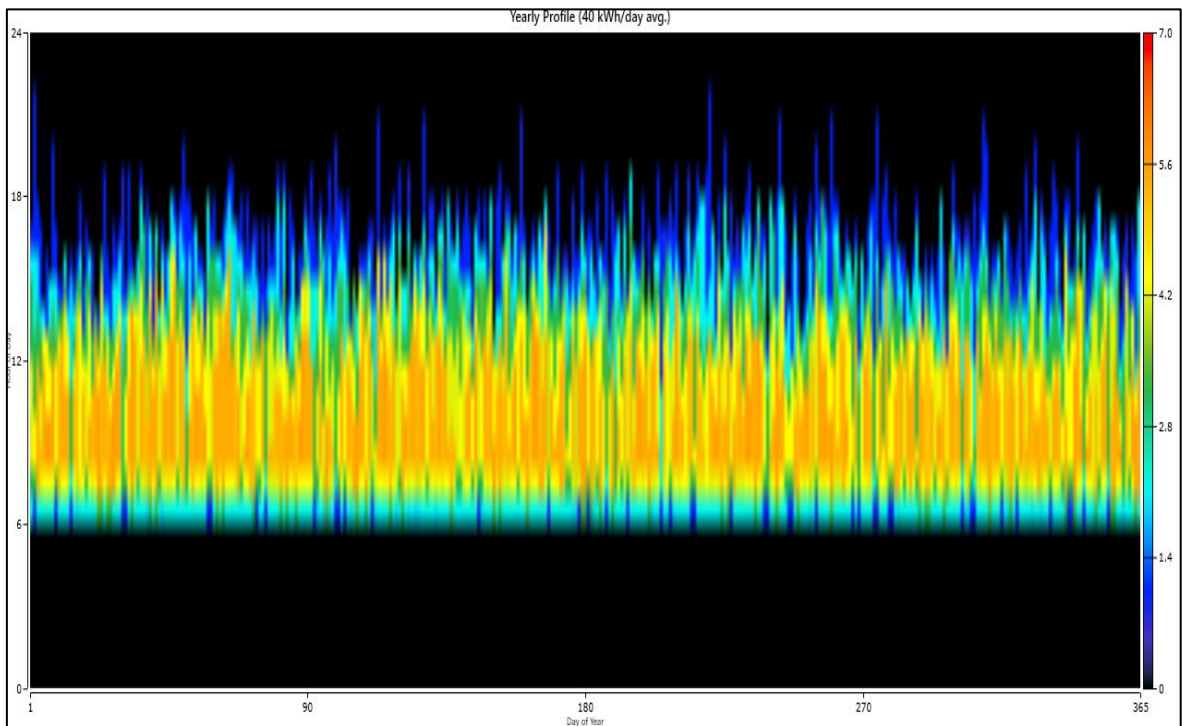
Perfil de carga anual para 04 unidades de VE



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 4.4

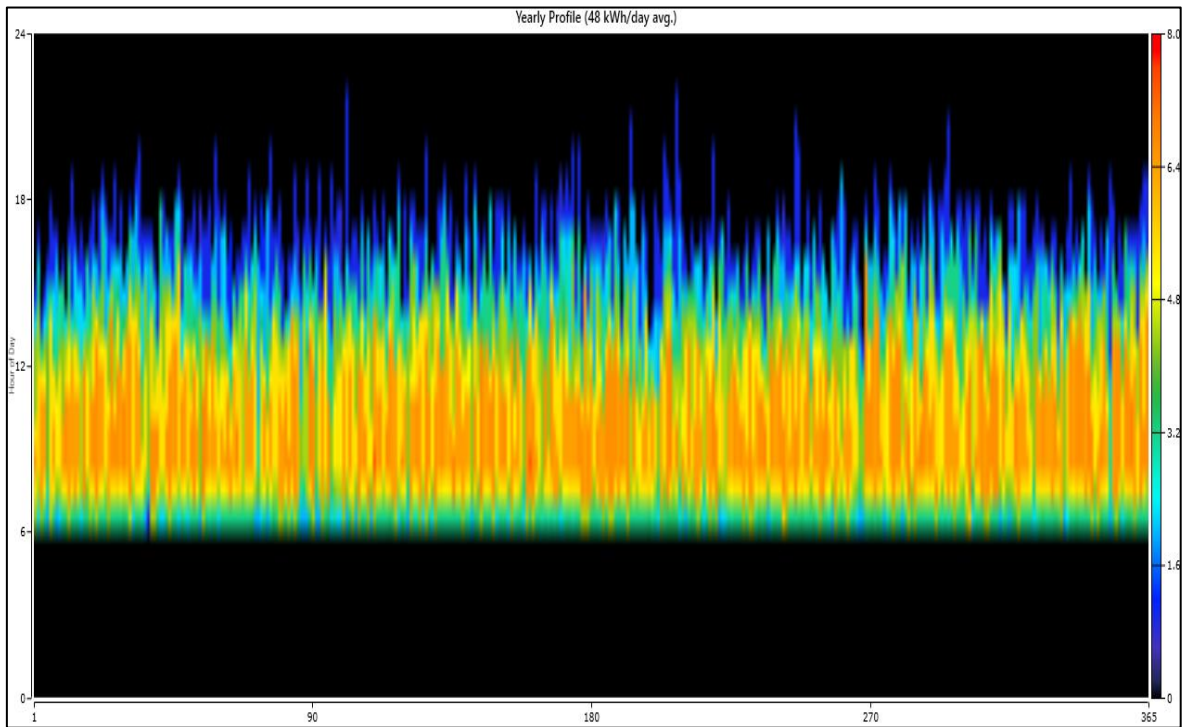
Perfil de carga anual para 05 unidades de VE



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 4.5

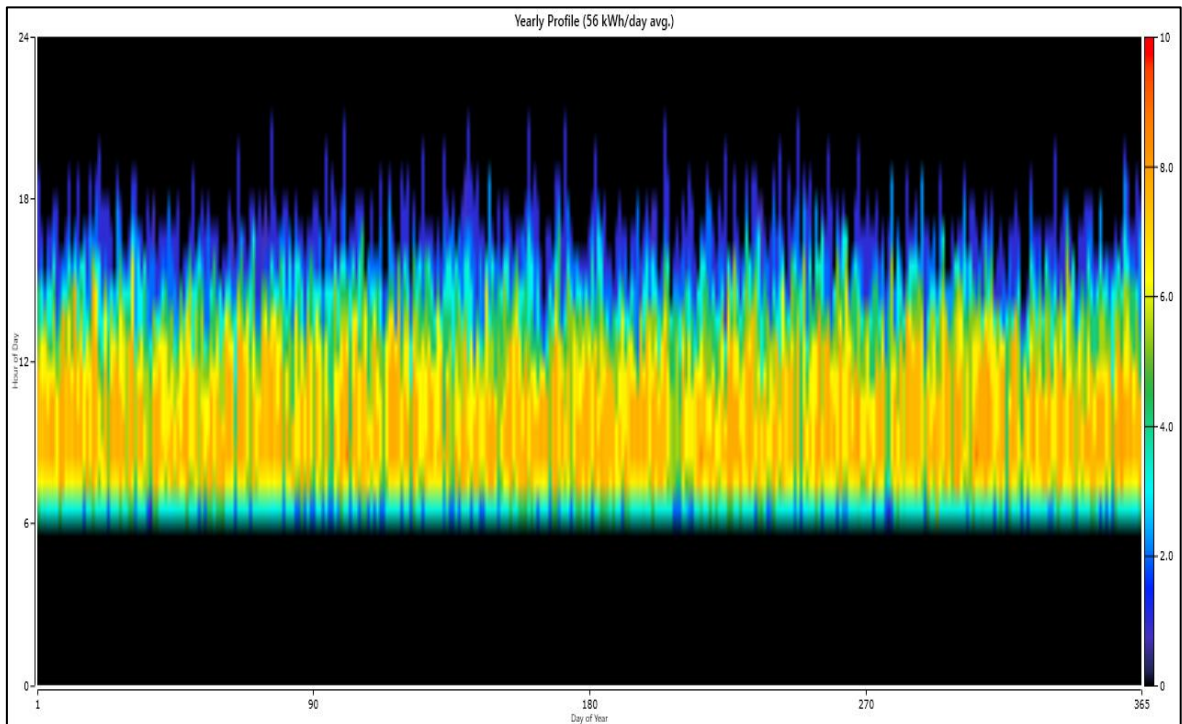
Perfil de carga anual para 06 unidades de VE



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 4.6

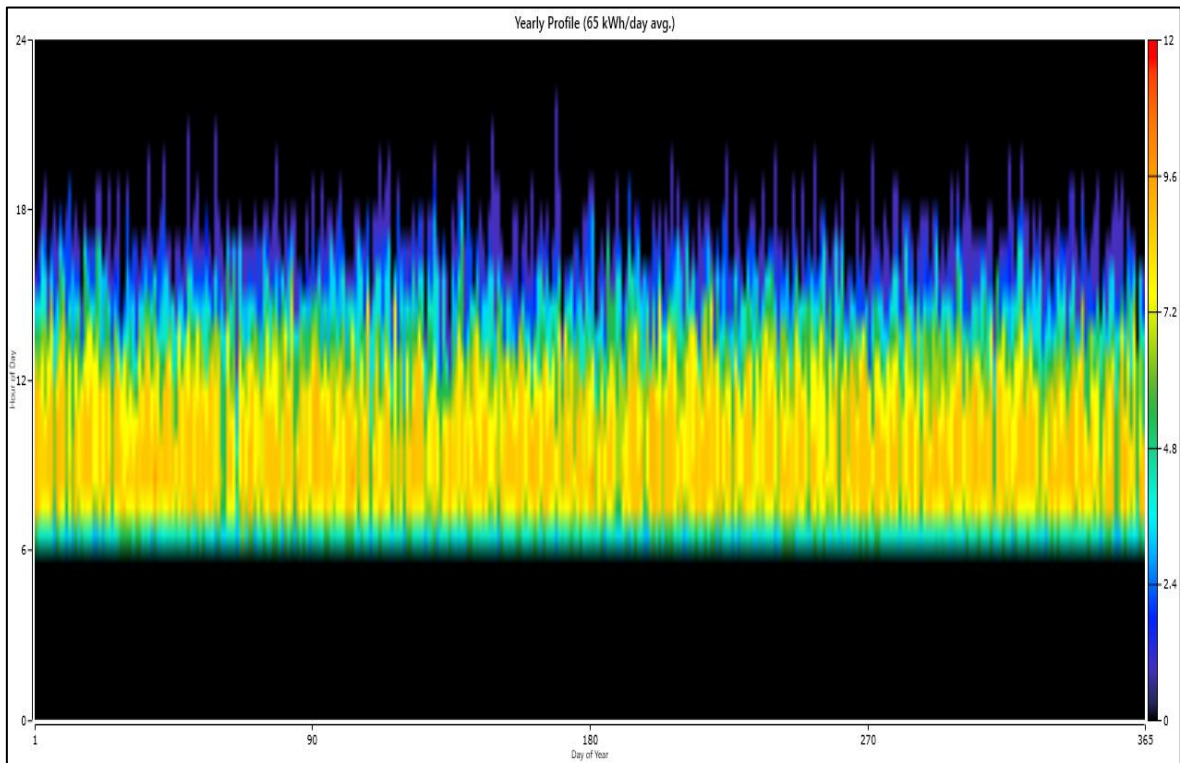
Perfil de carga anual para 07 unidades de VE



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 4.7

Perfil de carga anual para 08 unidades de VE



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Las figuras presentadas, muestran los perfiles de carga anuales para los diferentes números de unidades especificados. Son gráficos de superficie, que permiten mostrar una relación de 3 parámetros en una superficie (hora del día, día del año y potencia). En este caso el color representa las escalas de potencia para cada una de las figuras.

Anexo 5: Ficha técnica de mototaxi eléctrico modelo “Electrotaxi”



| | | | | | |
|---|-----------------------------|----------------------------------|-----------------------|--------------------------------|---------------------------|
| | | | | | |
| Batería Litio 72V105Ah Extraíble | Autonomía 100 Km* | Velocidad máx 50 Km/h* | Motor 3000W | Capacidad 5 Personas | Modo Automático |

Especificaciones :

| | |
|--|---|
| | Potencia W : 3000 W |
| | Tipo de Motor : PMSM / 100% Eléctrico (Magneto Permanente) |
| | Velocidad máxima : 50 Km/h* Autonomía máxima : 100 Km* |
| | Tracción / Transmisión : 3x2 Posterior |
| | Tipo / Capacidad: LifePO4 - Litio/72v 105Ah |
| | Consumo de carga : 7.9 KW/h* Tiempo de carga : 6 - 8 Horas |
| | Suspensión Delantera : Doble amortiguador |
| | Suspensión Trasera : Eje independiente con palier flotante |
| | Freno delantero : Tambor Freno trasero : Tambor control hidráulico CBS |
| | Aros / Llantas : Acero /4.0-8 Radio de giro (giro del auto en U) : 7m |

| | |
|--------------------|---|
| | Largo x Ancho x Alto : 2650 x 1300 x 1720 (mm) |
| Dimensiones | Peso con baterías : 440 Kg Altura mínima de piso : 160 mm |

Integraciones :



Cómoda posición de manejo



Control de conducción inteligente



Camara retro / Cierre centralizado con alarma



1 Llanta y aro de repuesto



2 Bluetooth / USB



3 Batería extraíble de litio



4 Puerto de carga



Precio : \$ 5,990 USD



5 Motor Magneto Permanente



6 Gran espacio para pasajeros



7 Doble amortiguador delantero



8 Luces 100% LED

Vista Frontal

Vista Lateral

Vista diagonal

Vista trasera



AUMENTA TUS INGRESOS

COMPARA COSTOS

Trabaja con

4.4 Soles*

al día

Consumo por 100Km con



ELECTRICIDAD

Día
S/4.4*

Mes
S/137*

Año
S/1,637*

Con electricidad el gasto es menor

Consumo por 100Km con



GASOLINA

Día
S/18.6

Mes
S/577

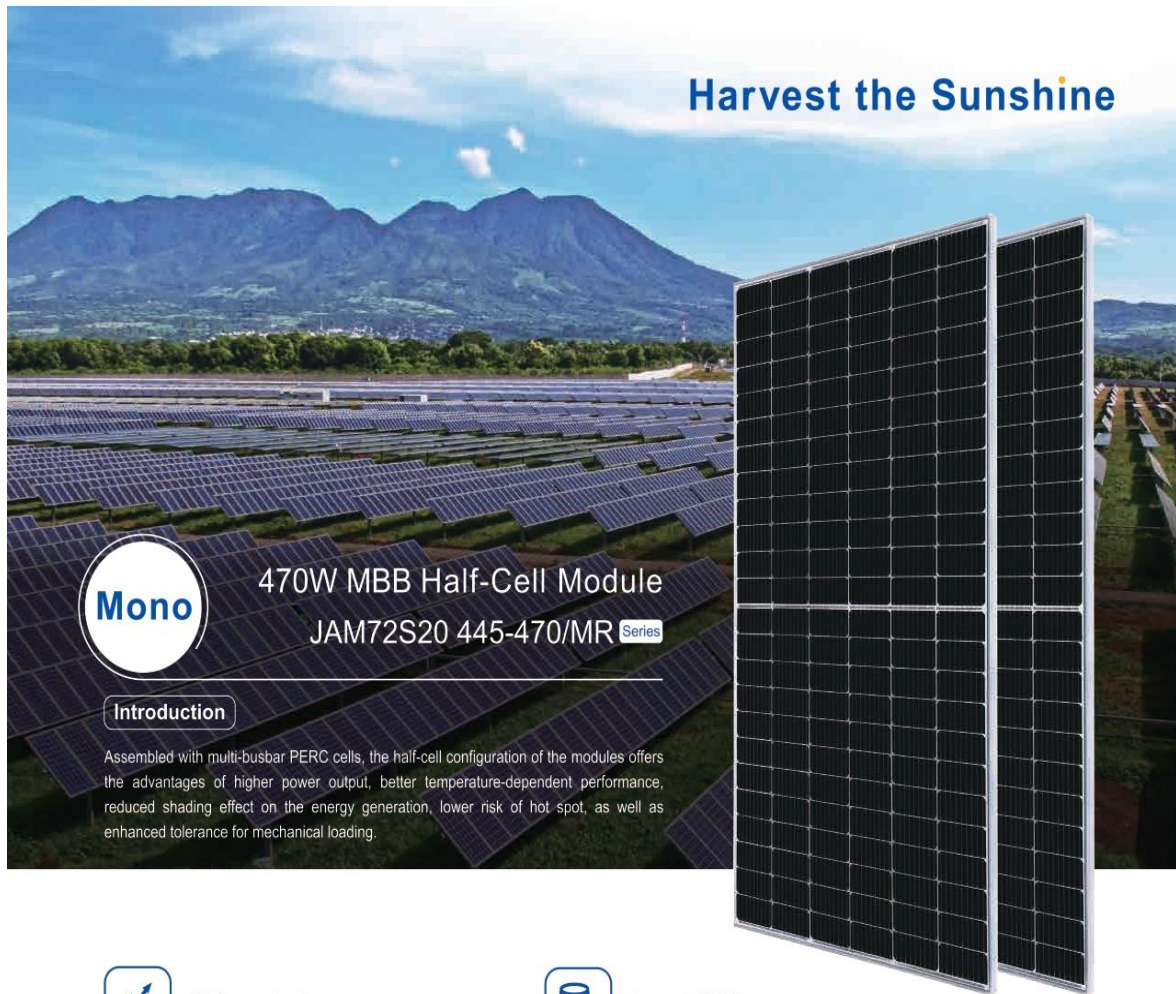
Año
S/6,920

Comparando con Gasolina se ahorra : **S/5,283***

Quantum Motors S.A.C se reserva el derecho de realizar cambios y modificar las especificaciones técnicas y equipamientos sin previo aviso. Las imágenes mostradas son referenciales. La autonomía y velocidad máxima del vehículo varía dependiendo el modo de manejo, peso del conductor y las condiciones de manejo. Para mayor información contactenos al 919446361 o visite nuestra tienda en Av. La Marina 3431 en San Miguel o nuestra tienda en Av. Arequipa 2567 - Lince.

Nota: Tomado de *Quantum Electrotaxi*, por *Quantum*, 2024, Quantum. (<https://qmperu.com/quantum-electrotaxi/>).

Anexo 6: Ficha técnica del panel fotovoltaico



Mono

470W MBB Half-Cell Module

JAM72S20 445-470/MR Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

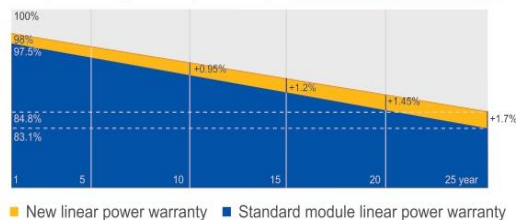


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing



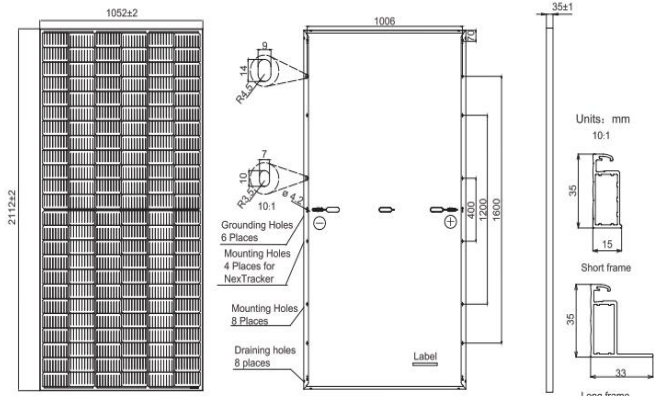
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

| | |
|------------------------------------|--|
| Cell | Mono |
| Weight | 24.5kg |
| Dimensions | 2112±2mm×1052±2mm×35±1mm |
| Cable Cross Section Size | 4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL) |
| No. of cells | 144 (6×24) |
| Junction Box | IP68, 3 diodes |
| Connector | MC4-EVO2/ QC 4,10-35 |
| Cable Length (Including Connector) | Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-) |
| Packaging Configuration | 31pcs/pallet 682pcs/40ft Container |

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

| TYPE | JAM72S20 -445/MR | JAM72S20 -450/MR | JAM72S20 -455/MR | JAM72S20 -460/MR | JAM72S20 -465/MR | JAM72S20 -470/MR |
|--|---|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Rated Maximum Power(Pmax) [W] | 445 | 450 | 455 | 460 | 465 | 470 |
| Open Circuit Voltage(Voc) [V] | 49.56 | 49.70 | 49.85 | 50.01 | 50.15 | 50.31 |
| Maximum Power Voltage(Vmp) [V] | 41.21 | 41.52 | 41.82 | 42.13 | 42.43 | 42.69 |
| Short Circuit Current(Isc) [A] | 11.32 | 11.36 | 11.41 | 11.45 | 11.49 | 11.53 |
| Maximum Power Current(Imp) [A] | 10.80 | 10.84 | 10.88 | 10.92 | 10.96 | 11.01 |
| Module Efficiency [%] | 20.0 | 20.3 | 20.5 | 20.7 | 20.9 | 21.2 |
| Power Tolerance | 0~+5W | | | | | |
| Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc}) | +0.044%/°C | | | | | |
| Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc}) | -0.272%/°C | | | | | |
| Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp}) | -0.350%/°C | | | | | |
| STC | Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G | | | | | |

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

| TYPE | JAM72S20 -445/MR | JAM72S20 -450/MR | JAM72S20 -455/MR | JAM72S20 -460/MR | JAM72S20 -465/MR | JAM72S20 -470/MR |
|--------------------------------|--|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Rated Max Power(Pmax) [W] | 336 | 340 | 344 | 348 | 352 | 355 |
| Open Circuit Voltage(Voc) [V] | 46.65 | 46.90 | 47.15 | 47.38 | 47.61 | 47.84 |
| Max Power Voltage(Vmp) [V] | 38.95 | 39.19 | 39.44 | 39.68 | 39.90 | 40.10 |
| Short Circuit Current(Isc) [A] | 9.20 | 9.25 | 9.29 | 9.33 | 9.38 | 9.42 |
| Max Power Current(Imp) [A] | 8.64 | 8.68 | 8.72 | 8.76 | 8.81 | 8.86 |
| NOCT | Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G | | | | | |

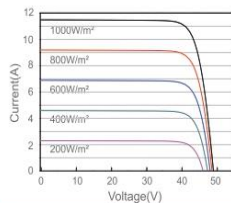
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

OPERATING CONDITIONS

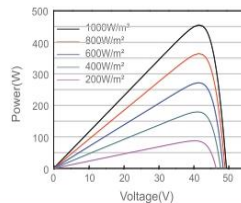
| | |
|-----------------------------|----------------------------------|
| Maximum System Voltage | 1000V/1500V DC |
| Operating Temperature | -40°C ~ +85°C |
| Maximum Series Fuse Rating | 20A |
| Maximum Static Load, Front* | 5400Pa (112 lb/ft ²) |
| Maximum Static Load, Back* | 2400Pa (50 lb/ft ²) |
| NOCT | 45±2°C |
| Safety Class | Class II |
| Fire Performance | UL Type 1 |

CHARACTERISTICS

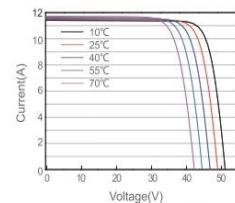
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20220511A

Nota: Tomado de Panel Solar JA SOLAR 455W 24V Monocrystalino PERC, por AutoSolar, 2024, AutoSolar. (<https://autosolar.pe/paneles-solares-24v/panel-solar-ja-solar-455w-24v-monocrystalino-perc>).

Anexo 7: Ficha técnica del inversor



SMART ENERGY CONTROLLER

SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1
(High Current Version)



Active Safety
AFCI Active Arcing
Protection



Higher Yields
Up to 30% More Energy
with Optimizer ¹



Battery Ready
Plug & Play Battery
Interface ²

SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1 (High Current Version) Technical Specification

| Technical Specification | SUN2000 -3KTL-M1 | SUN2000 -4KTL-M1 | SUN2000 -5KTL-M1 | SUN2000 -6KTL-M1 | SUN2000 -8KTL-M1 | SUN2000 -10KTL-M1 |
|--|---|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|------------------------|
| Efficiency | | | | | | |
| Max. efficiency | 98.2% | 98.3% | 98.4% | 98.6% | 98.6% | 98.6% |
| European weighted efficiency | 96.7% | 97.1% | 97.5% | 97.7% | 98.0% | 98.1% |
| Input (PV) | | | | | | |
| Recommended max. PV power ¹ | 4,500 Wp | 6,000 Wp | 7,500 Wp | 9,000 Wp | 12,000 Wp | 15,000 Wp |
| Max. input voltage ² | 1,100 V | | | | | |
| Operating voltage range ³ | 140 ~ 980 V | | | | | |
| Startup voltage | 200 V | | | | | |
| Rated input voltage | 600 V | | | | | |
| Max. input current per MPPT | 13.5 A | | | | | |
| Max. short-circuit current | 19.5 A | | | | | |
| Number of MPP trackers | 2 | | | | | |
| Max. input number per MPP tracker | 1 | | | | | |
| Input (DC Battery) | | | | | | |
| Compatible battery | HUAWEI Smart String ESS 5kWh-30kWh | | | | | |
| Operating voltage range | 600 ~ 980 V | | | | | |
| Max. operating current | 16.7 A | | | | | |
| Max. charge power | 10,000 W | | | | | |
| Max. discharge power | 3,300 W | 4,400 W | 5,500 W | 6,600 W | 8,800 W | 10,000 W |
| Output (On Grid) | | | | | | |
| Three-phase | | | | | | |
| Grid connection | 3,000 W | | | | | |
| Rated output power | 3,000 W | 4,000 W | 5,000 W | 6,000 W | 8,000 W | 10,000 W |
| Max. apparent power | 3,300 VA | 4,400 VA | 5,500 VA | 6,600 VA | 8,800 VA | 11,000 VA ⁴ |
| Rated output voltage | 220 V AC/380 V AC, 230 V AC/400 V AC, 3W/N+PE | | | | | |
| Rated AC grid frequency | 50 Hz/60 Hz | | | | | |
| Max. output current | 5.1 A | 6.8 A | 8.5 A | 10.1 A | 13.5 A | 16.9 A |
| Adjustable power factor | 0.8 leading ... 0.8 lagging | | | | | |
| Max. total harmonic distortion | ≤ 3% | | | | | |
| Output (Off Grid) | | | | | | |
| BackupBox | | | | | | |
| BackupBox | BackupBox-B1 | | | | | |
| Max. apparent power | 3,000 VA | 3,300 VA | 3,300 VA | 3,300 VA | 3,300 VA | 3,300 VA |
| Rated output voltage | 220 V/230 V | | | | | |
| Max. output current | 13.6 A | 15 A | 15 A | 15 A | 15 A | 15 A |
| Power factor range | 0.8 leading ... 0.8 lagging | | | | | |
| Protection Feature | | | | | | |
| Input-side disconnection device | Yes | | | | | |
| Anti-islanding protection | Yes | | | | | |
| DC reverse polarity protection | Yes | | | | | |
| Insulation monitoring | Yes | | | | | |
| DC surge protection | Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11 | | | | | |
| AC surge protection | Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11 | | | | | |
| Residual current monitoring | Yes | | | | | |
| AC overcurrent protection | Yes | | | | | |
| AC short-circuit protection | Yes | | | | | |
| AC overvoltage protection | Yes | | | | | |
| Arc fault protection | Yes | | | | | |
| Ripple receiver control | Yes | | | | | |
| Battery charging from grid | Yes | | | | | |
| General Specification | | | | | | |
| Operating temperature range | -25°C to +60°C (-13°F to +140°F) | | | | | |
| Relative operating humidity | 0%~100% RH | | | | | |
| Max. operating altitude | 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m) | | | | | |
| Cooling | Natural convection | | | | | |
| Display | LED Indicators, Integrated WLAN + FusionSolar app | | | | | |
| Communication | RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE, 4G/3G/2G via Smart Dongle-4G (Optional) | | | | | |
| Weight (incl. mounting brackets) | 17 kg (37.5 lb) | | | | | |
| Dimensions (incl. mounting brackets) | 525 mm x 492.5 mm x 166 mm | | | | | |
| IP rating | IP65 | | | | | |
| Nighttime power | < 5.5 W | | | | | |
| Optimizer Compatibility | | | | | | |
| DC MBUS compatible optimizer | SUN2000-450W-P2, SUN2000-600W-P | | | | | |
| Standards Compliance (More Available Upon Request) | | | | | | |
| Safety | EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 62116 | | | | | |
| Grid connection standards | G98, G99, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, NRS 097-2-1, IEC61727, IEC62116, DEWA | | | | | |

*1 The inverter max input PV power is 20,000 Wp when long strings are designed and fully connected with SUN2000-450W-P2, SUN2000-600W-P power optimizers.

*2 The max. input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage the inverter.

*3 Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter malfunction.

*4 C10/11: 10,000 VA

Disclaimer: the preceding values are measured by an internal laboratory of Huawei in a specific environment. The actual values may vary with products, software versions, usage conditions, and environmental factors.

Version No.: 02-202312

Nota: Tomado de *SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1 (Versión de alta corriente)*, por Huawei, 2024, Huawei. (<https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products>).

Anexo 8: Ficha técnica del cargador de vehículo eléctrico

genio[®]

El primer cargador autosostenible del mundo

-80%

menos en costos de instalación



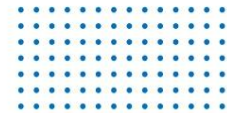
permite cualquier tipo de vehículo



Comparte carga con otros usuario*



Aspectos Destacados



- Su tecnología **all in one** garantiza una instalación casi "plug and play".
- El medidor de consumo integrado permite una fácil lectura de consumo mensual, muy útil para la gestión administrativa en multifamiliares y condominios.
- La serie Genio es escalable desde 2.2, 3.7, 7.4KW y 22KW
- Al poseer el conector externo, ofrece un concepto súper modular permitiendo cambiarlo fácilmente si se planea optar por otro tipo de auto eléctrico.
- Al tener dispositivos en arquitectura modular al interior **permite un menor tiempo de mantenimiento**
- Control dinámico de potencia integrado, para **evitar sobrecargar al medidor del edificio.**
- Su sensor **RFID** permite el control de acceso privado para evitar manipulación externa.
- También se ha considerado la accesibilidad para personas con discapacidad cumpliendo con las normas internacionales relativas a la altura de los conectores que facilitan su funcionamiento.
- Fabricado con estándares de calidad **ISO 9001, 14001 y 45001.**
- Ganador de 2 concursos de innovación nacional.



Características

Medidor de consumo MID



Interruptor termomagnético diferencial Clase B







Conector para cualquier tipo de vehículos eléctricos



Especificaciones por modelo



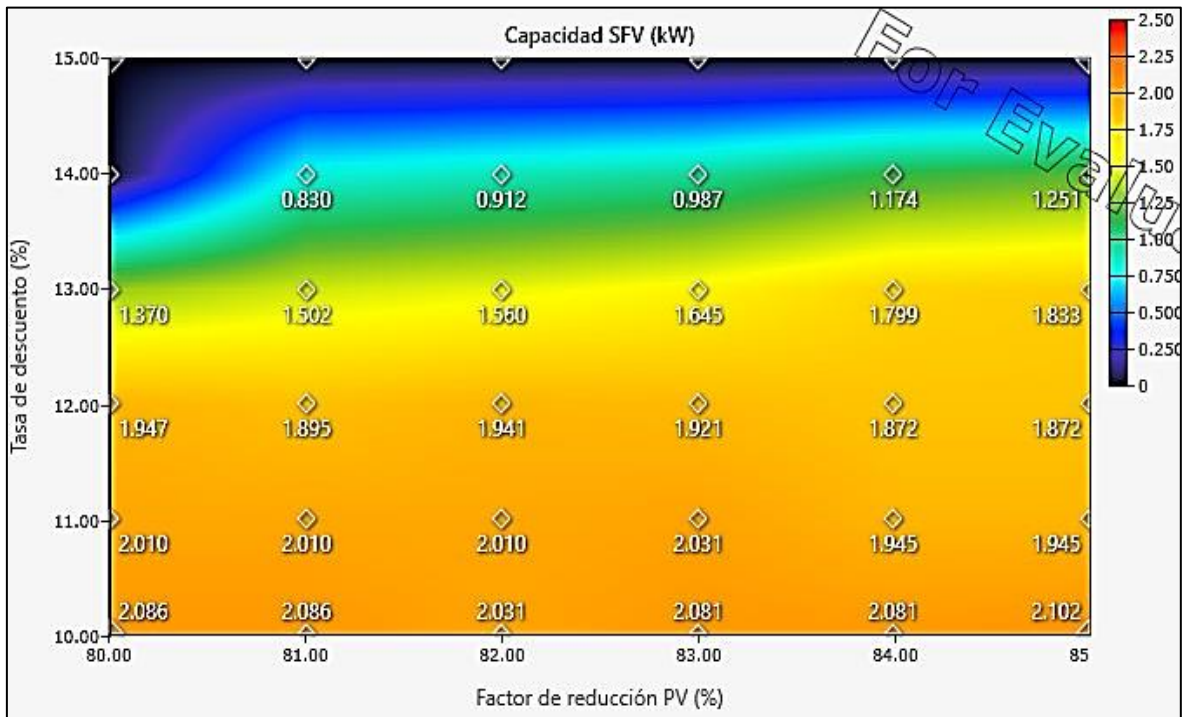
| Modelo | MINI | HOME | SMART |
|------------------------|---|---|---|
| Categorización | Micromovilidad y autos eléctricos menores | Micromovilidad y autos eléctricos | Autos eléctricos |
| Potencia máxima salida | 2.2KW | 7.4KW | 7.4 / 22KW |
| Voltaje de trabajo | 220VAC Monofásico | 220VAC Monofásico | 220/380VAC Trifásico o Monofásico |
| Medición | Medidor MID | Medidor MID | Medidor electrónico por APP |
| Protección | RCBO Disyuntor de corriente residual Clase B con protección contra sobrecorriente | RCBO Disyuntor de corriente residual clase B con protección contra sobrecorriente | Electrónica con protección sobrevoltaje, sobrecorriente, sobretensión, detección de tierra imperfecta, fugas tipo A+ DC 6mA |
| Control de potencia | - | Opcional DLB | DLB |
| Acceso | Autostart o RFID | Autostart o RFID | RFID |
| Comunicación | RS485 | RS485 | WIFI, RS485 |
| Display | Luces LED | Luces LED | Luces LED / APP |
| Modos de carga | Modo 1 y 2 | Modo 1,2 y 3 | Modo 3 |
| Conectores | Socket Nema 5-15  | Socket IEC 62196 Tipo 2 / Socket Nema 5-15   | Cable 5 metros IEC 62196 Tipo 2 o GB/T  |



Anexo 9: Variación de indicadores técnicos para cada caso

Figura 9.1

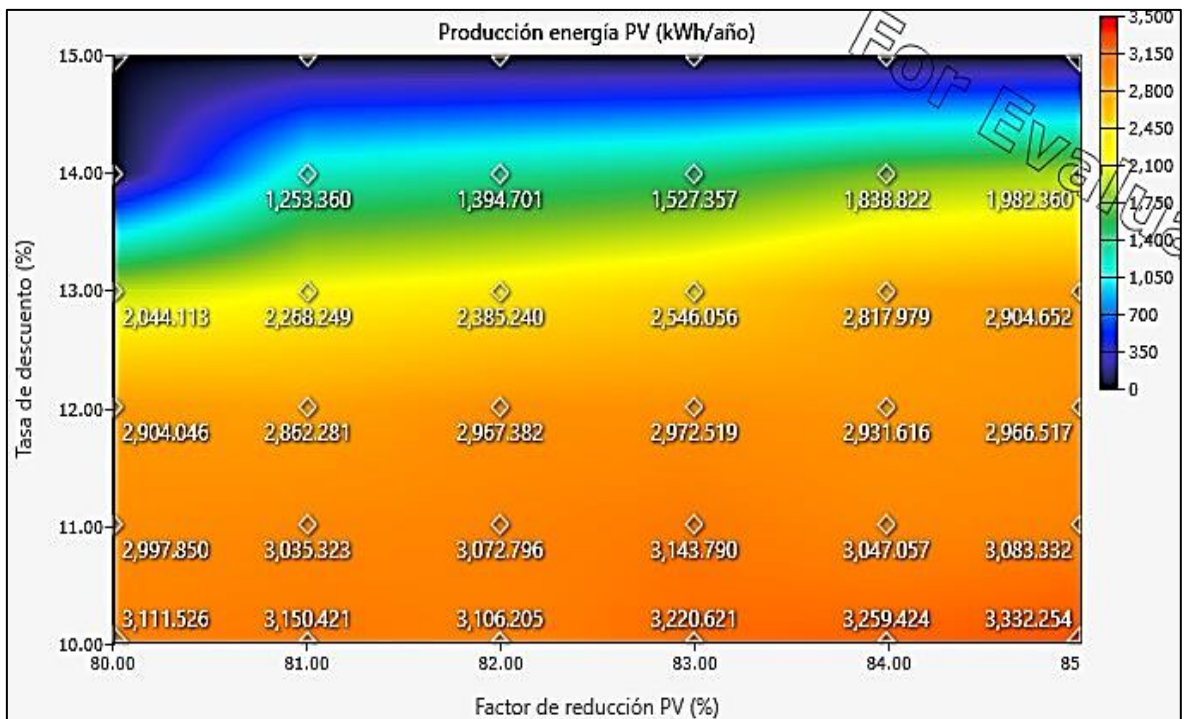
Variación de la capacidad del SFV para 02 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.2

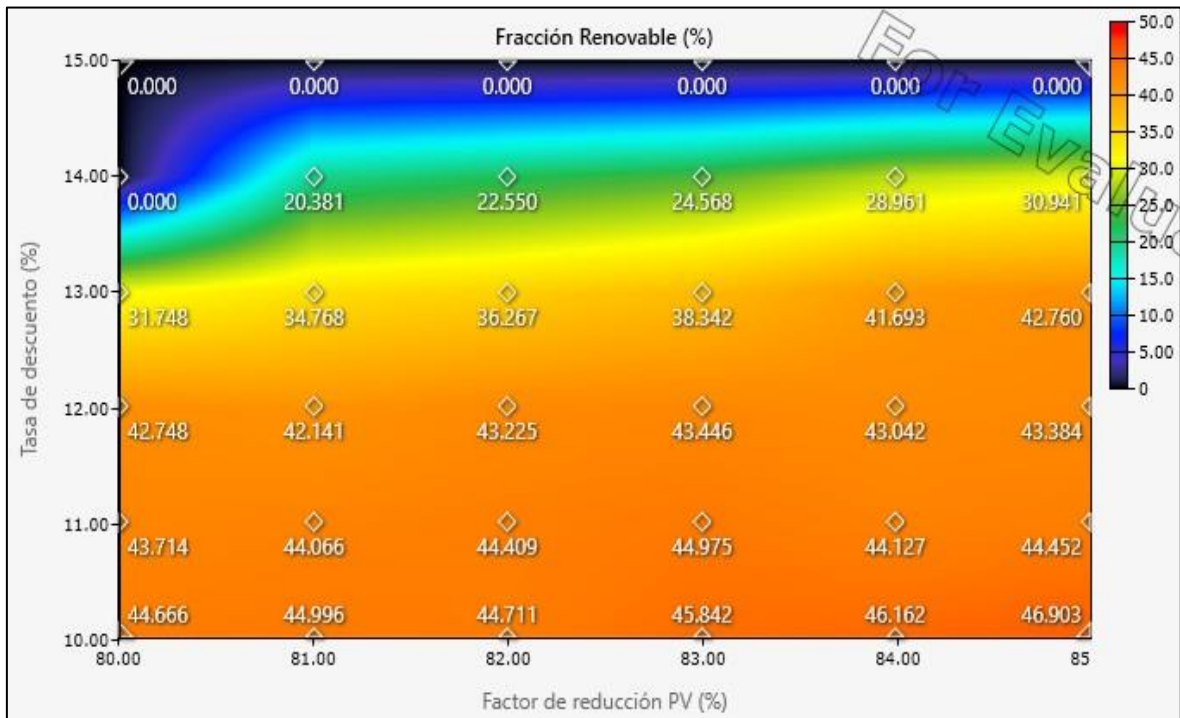
Variación de la producción energía FV para 02 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.3

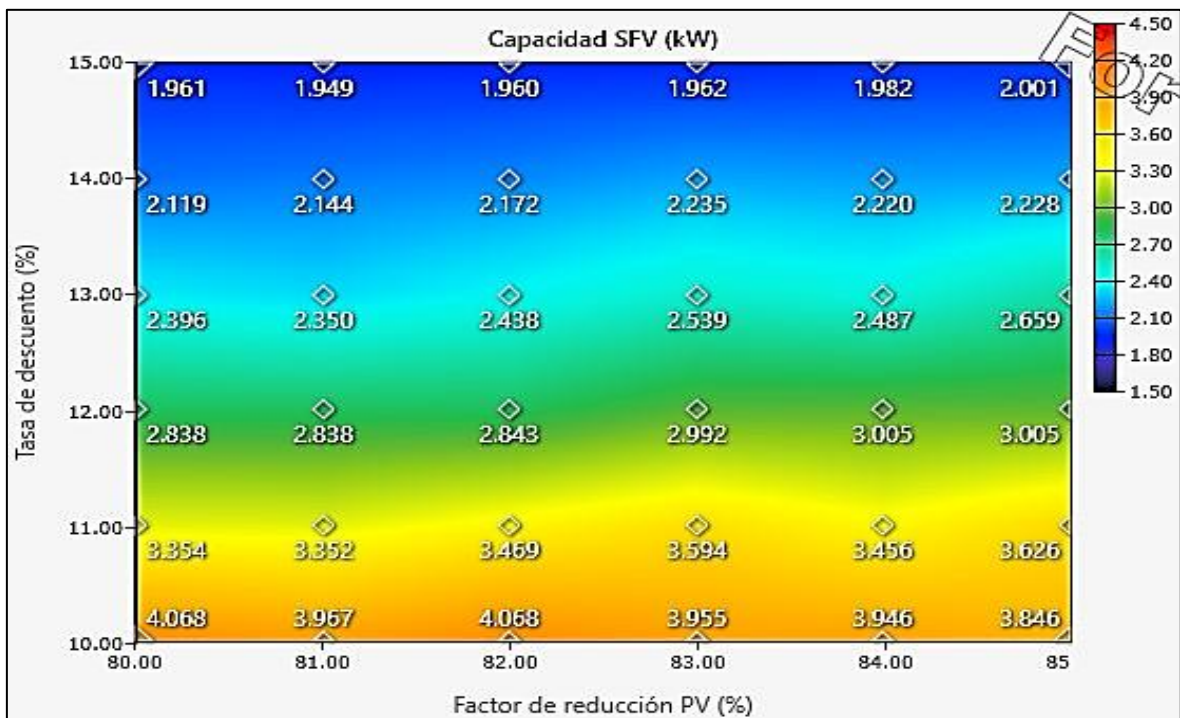
Variación de la fracción renovable para 02 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.4

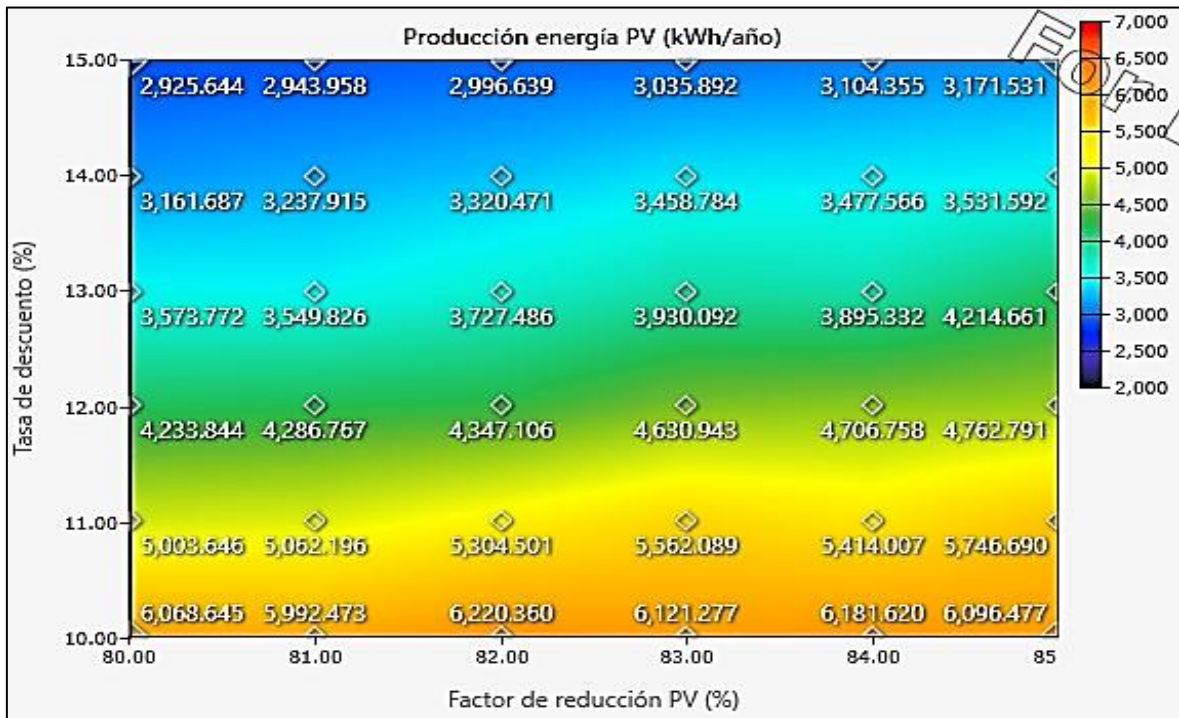
Variación de la capacidad del SFV para 03 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.5

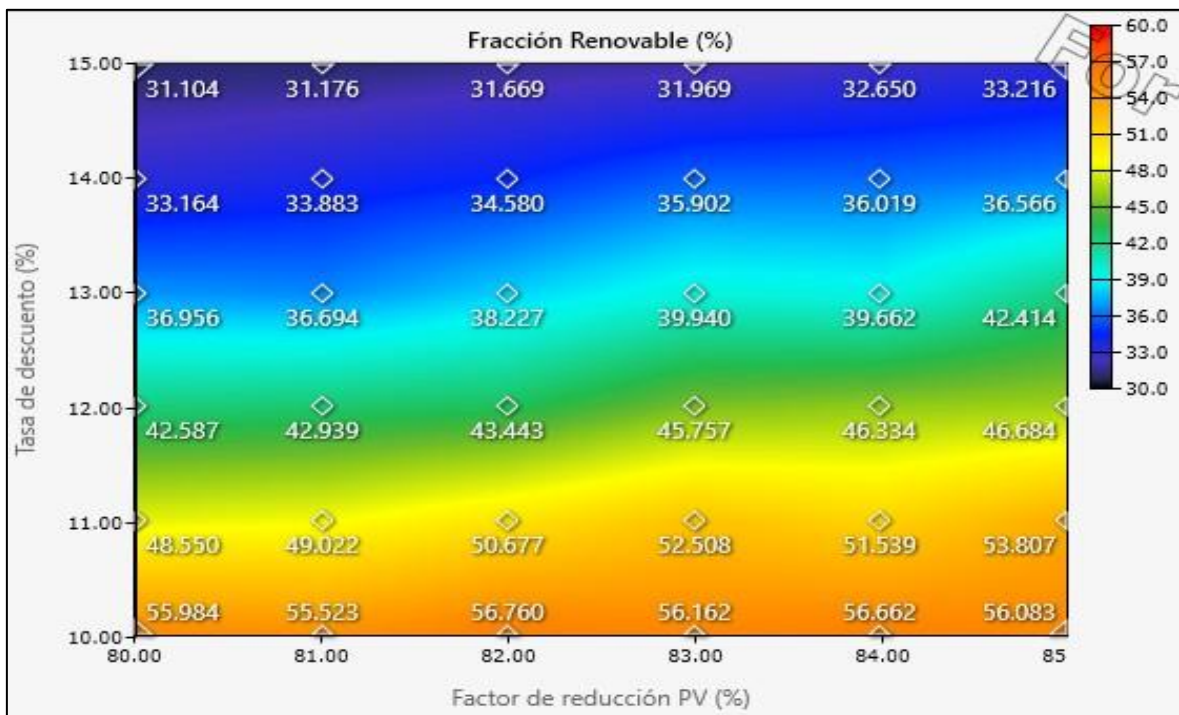
Variación de la producción energía FV para 03 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.6

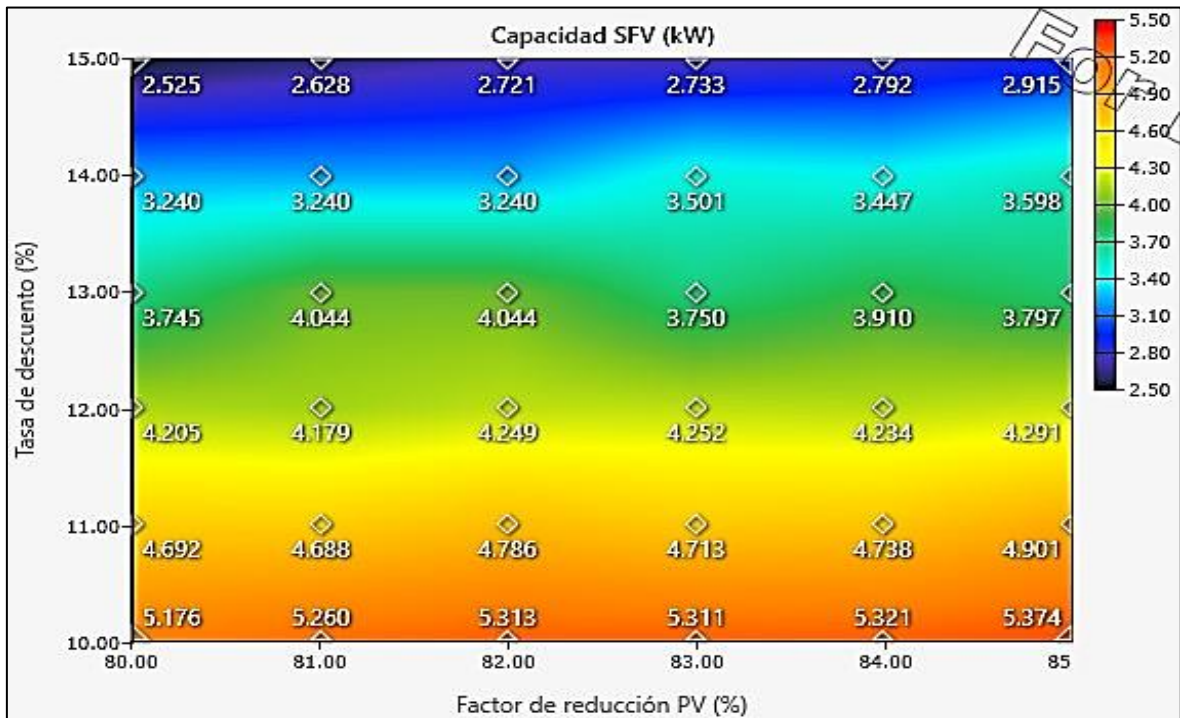
Variación de la fracción renovable para 03 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.7

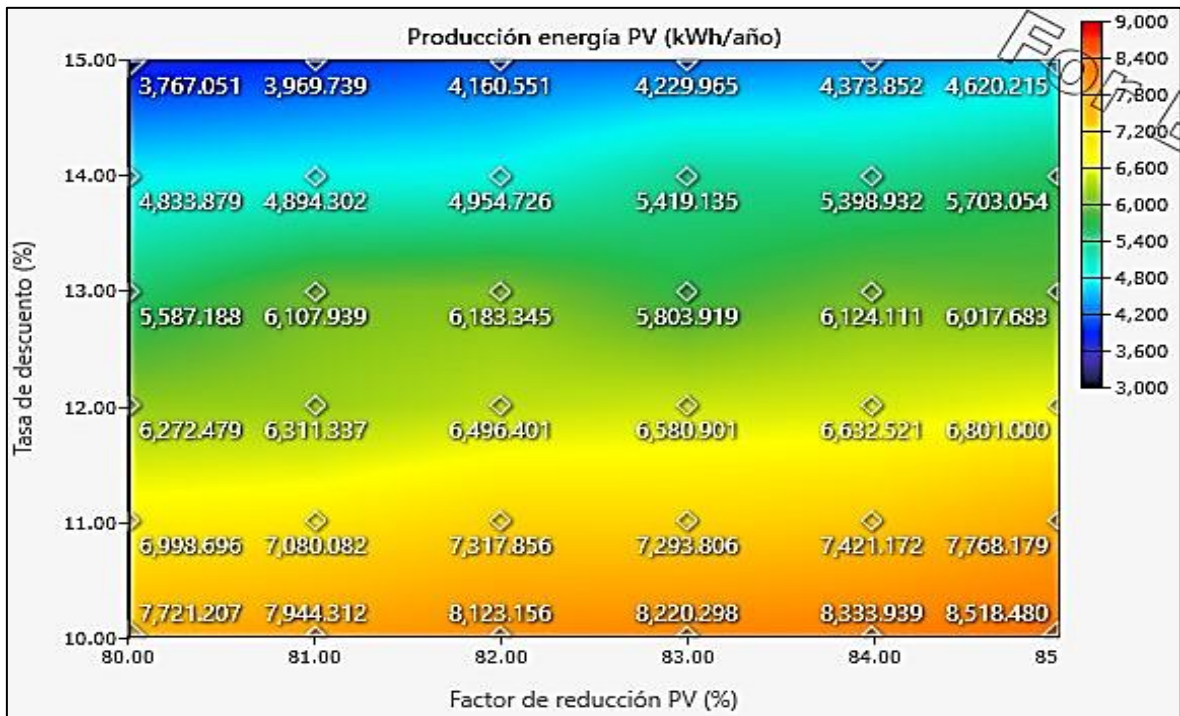
Variación de la capacidad del SFV para 04 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.8

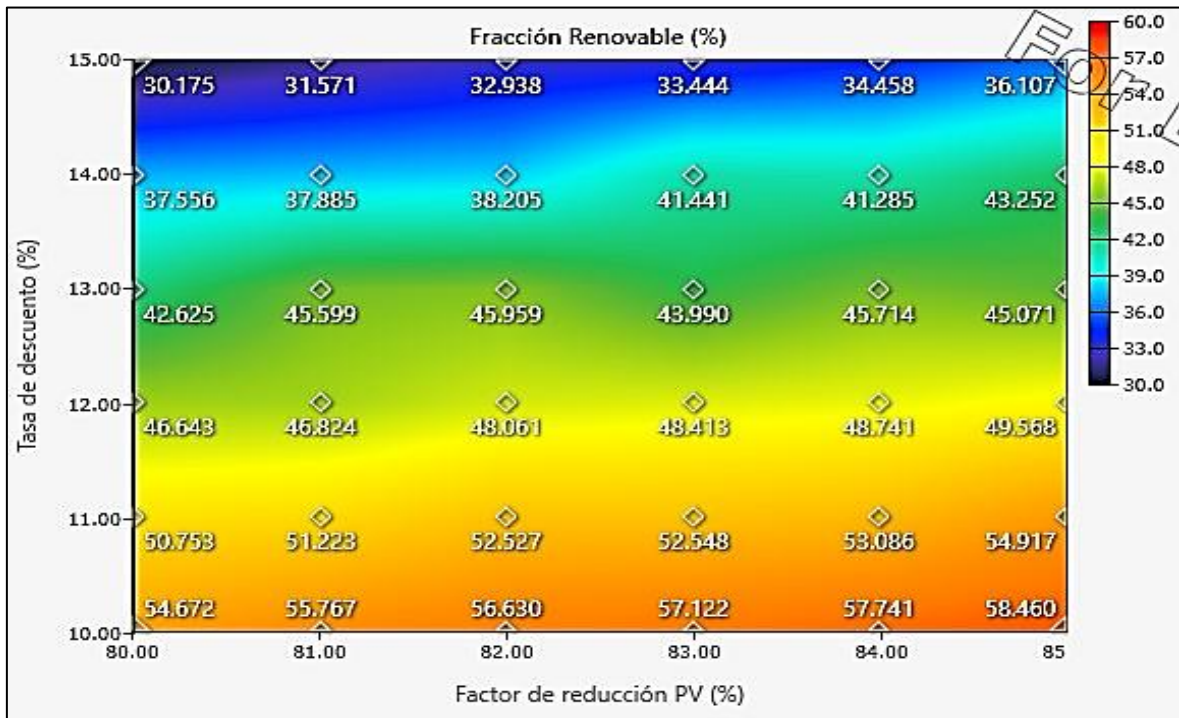
Variación de la producción energía FV para 04 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.9

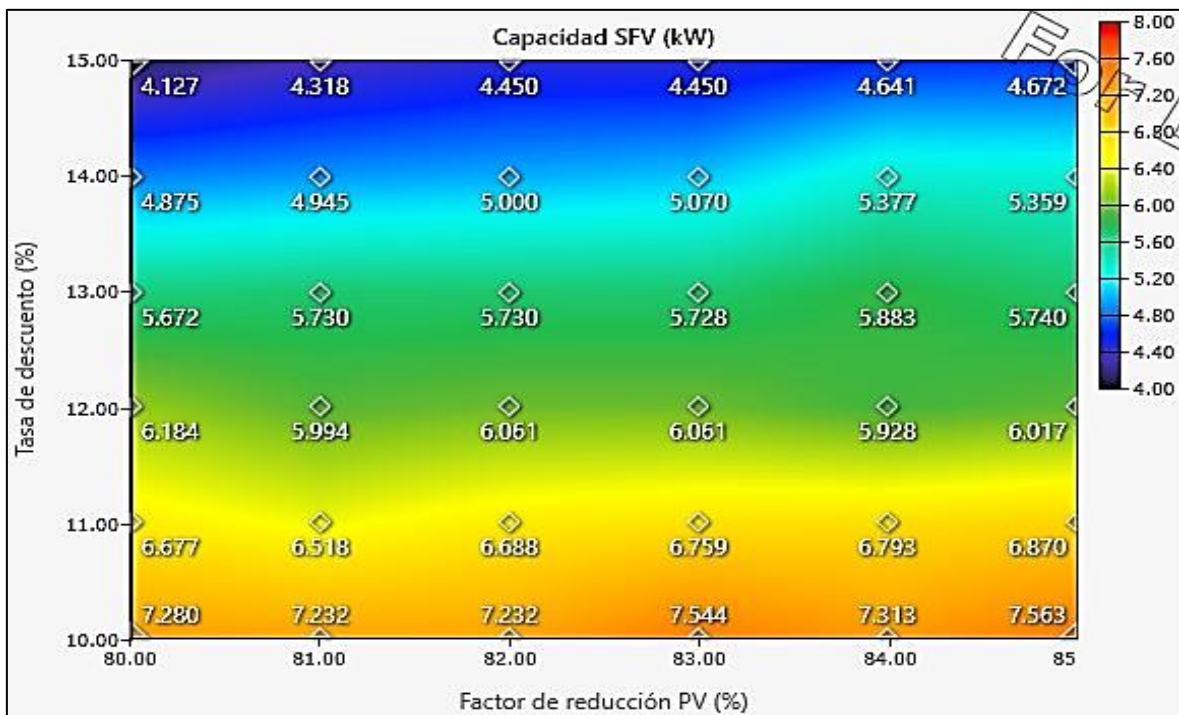
Variación de la fracción renovable para 04 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.10

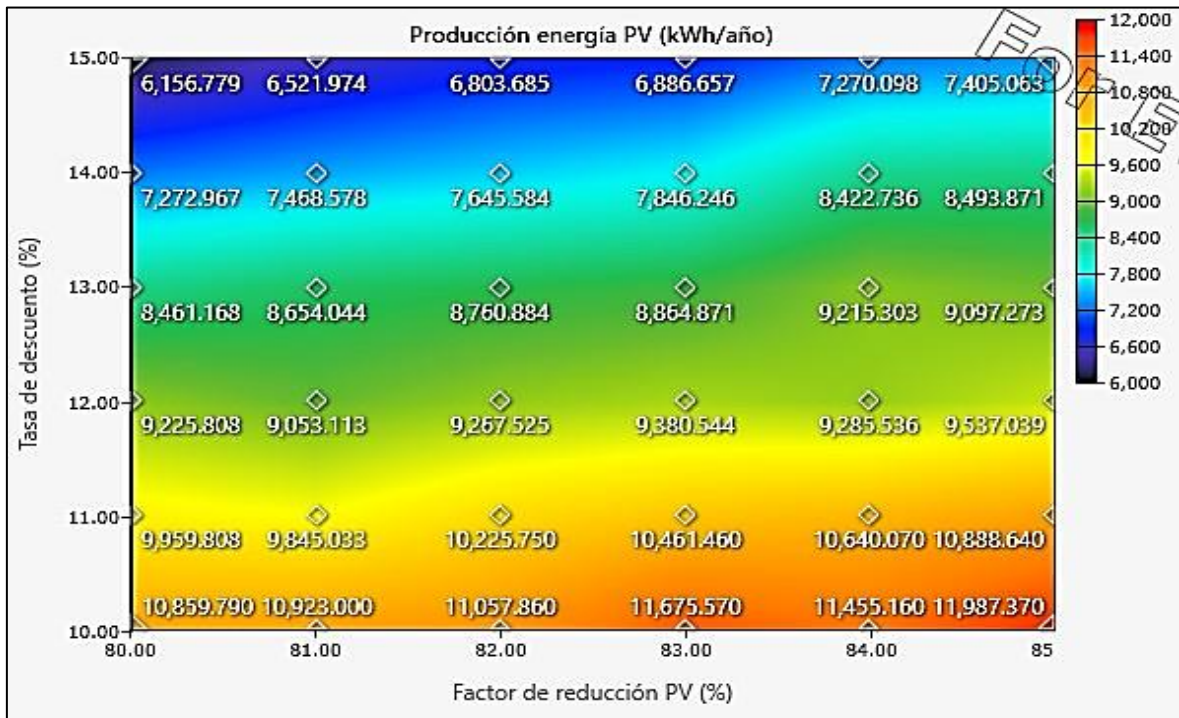
Variación de la capacidad del SFV para 05 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.11

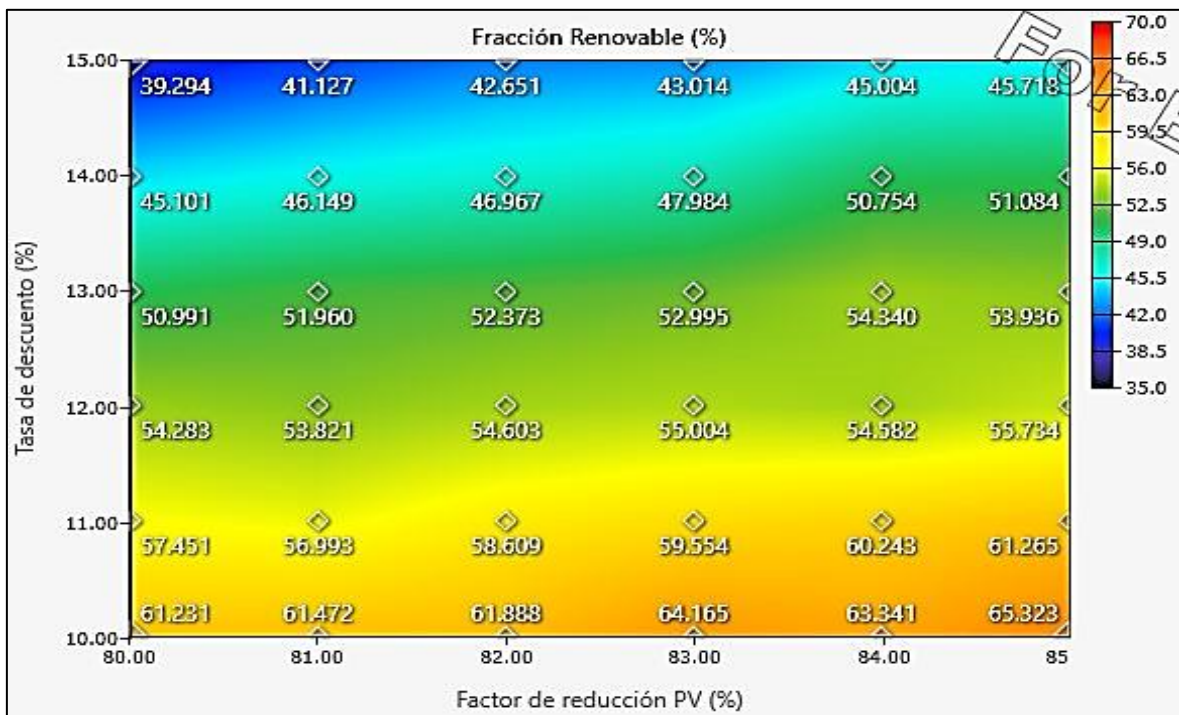
Variación de la producción energía FV para 05 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.12

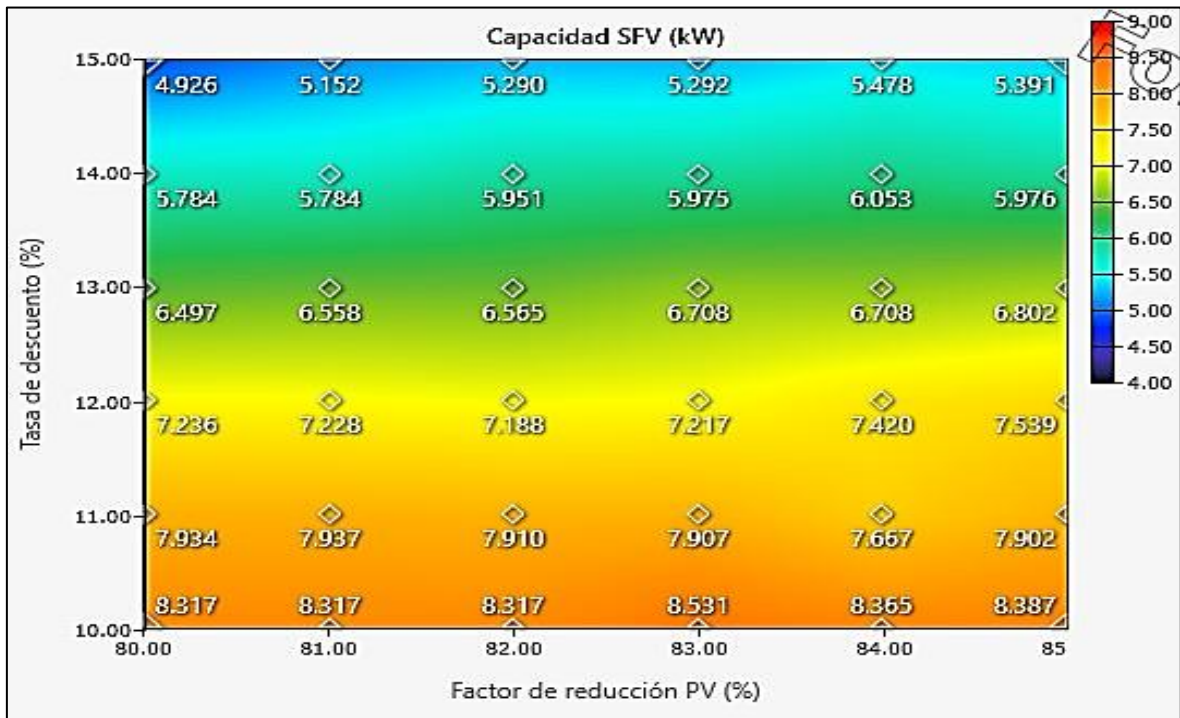
Variación de la fracción renovable para 05 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.13

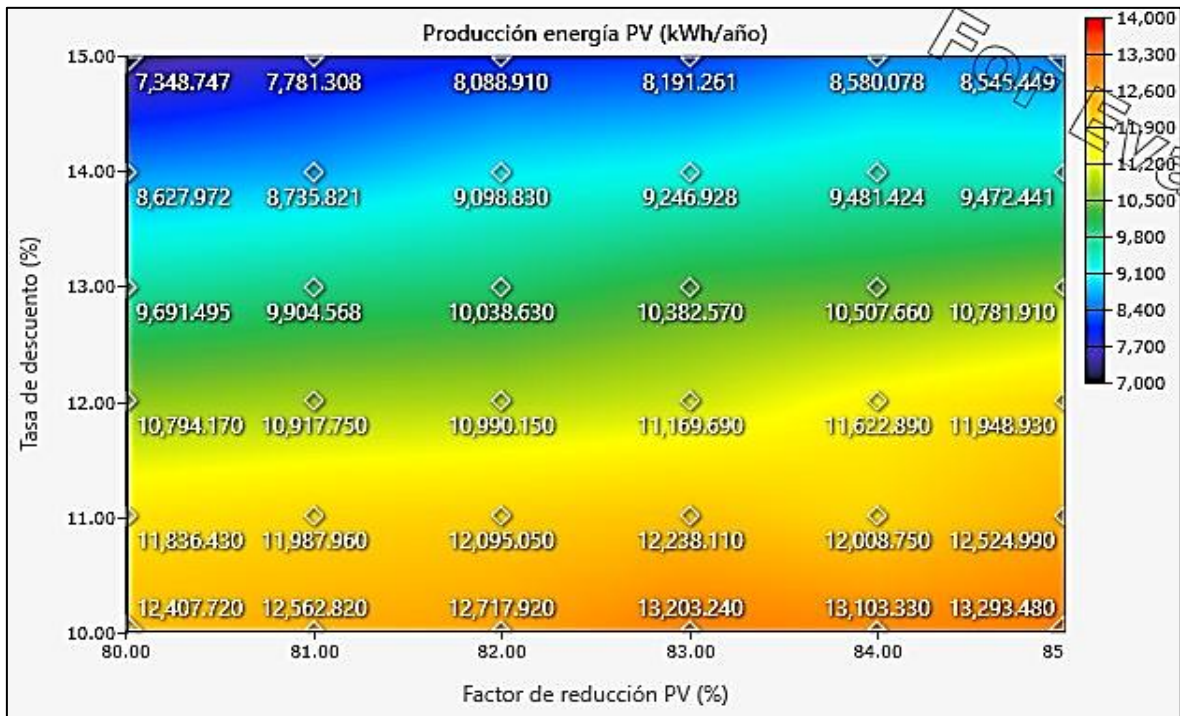
Variación de la capacidad del SFV para 06 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.14

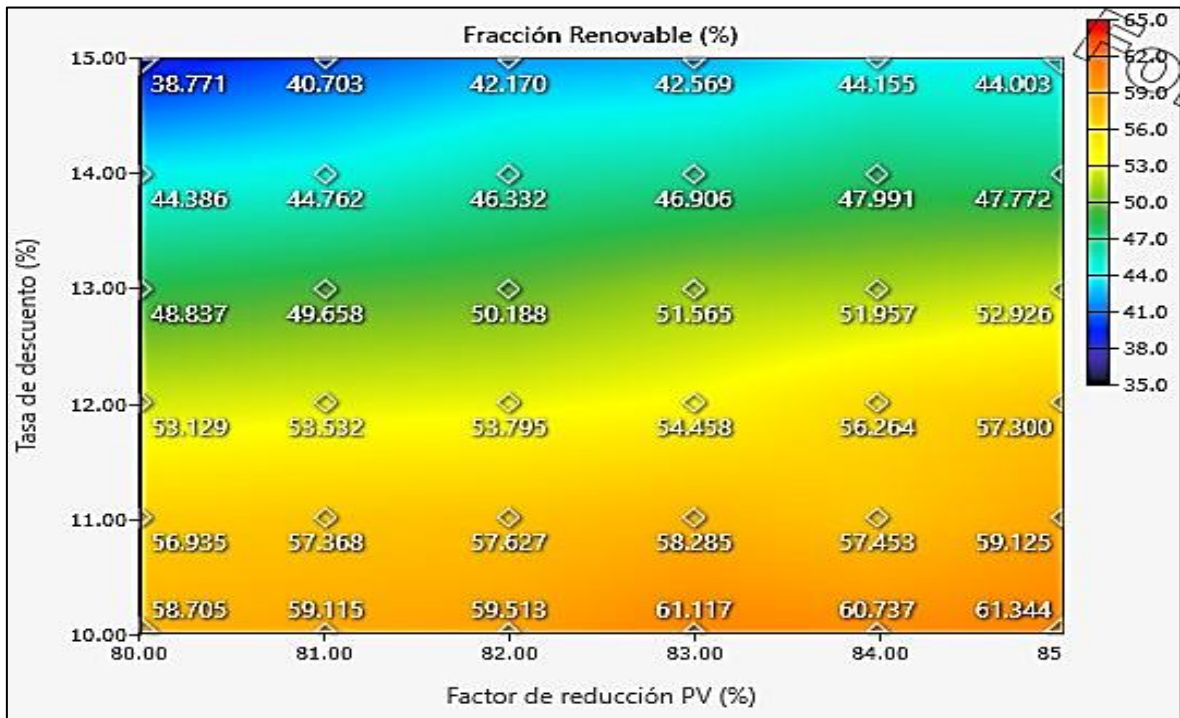
Variación de la producción energía FV para 06 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.15

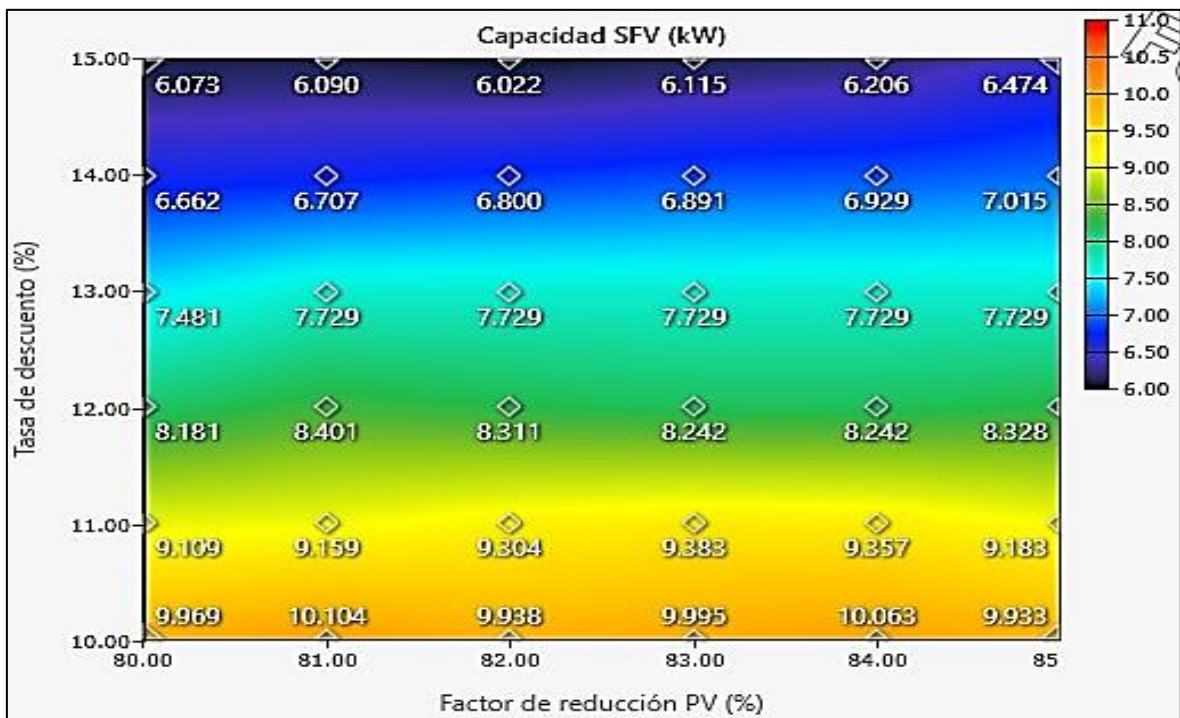
Variación de la fracción renovable para 06 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.16

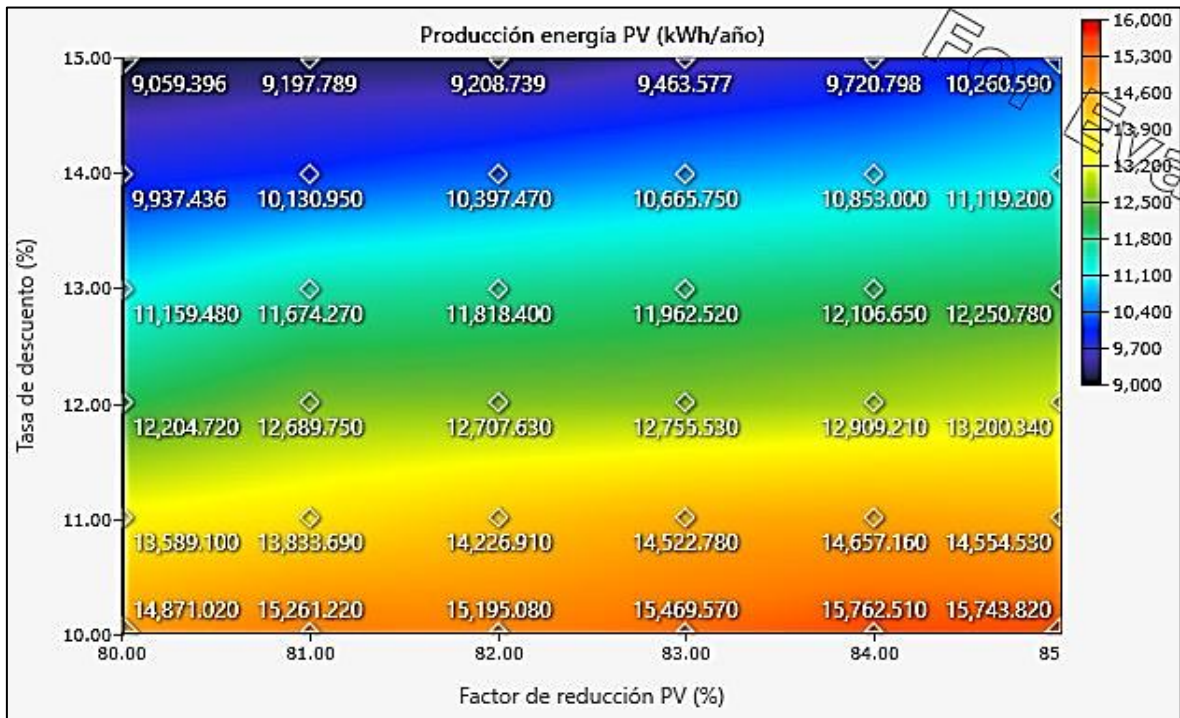
Variación de la capacidad del SFV para 07 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.17

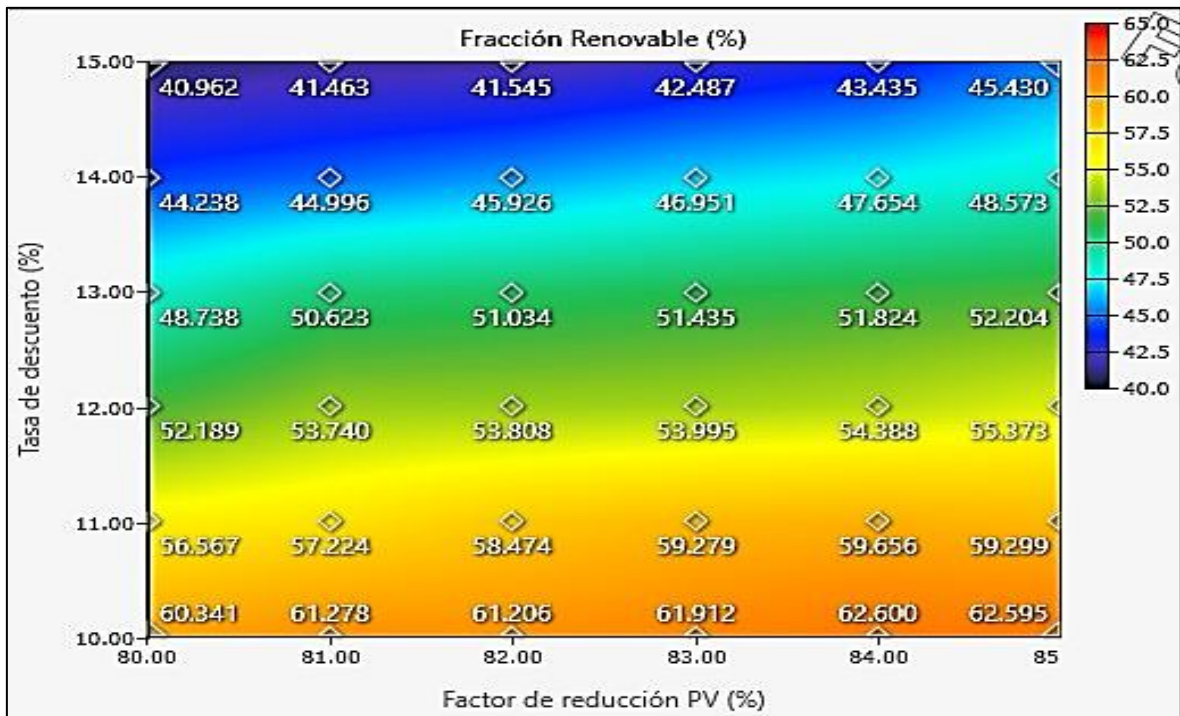
Variación de la producción energía FV para 07 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.18

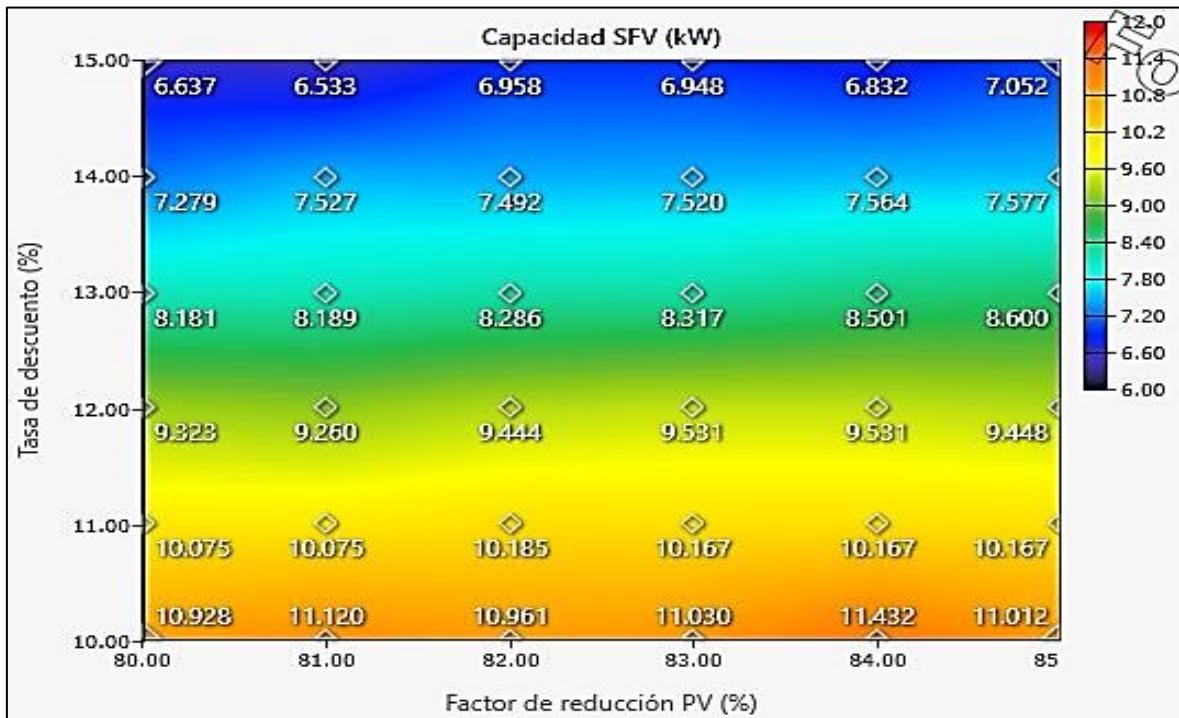
Variación de la fracción renovable para 07 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.19

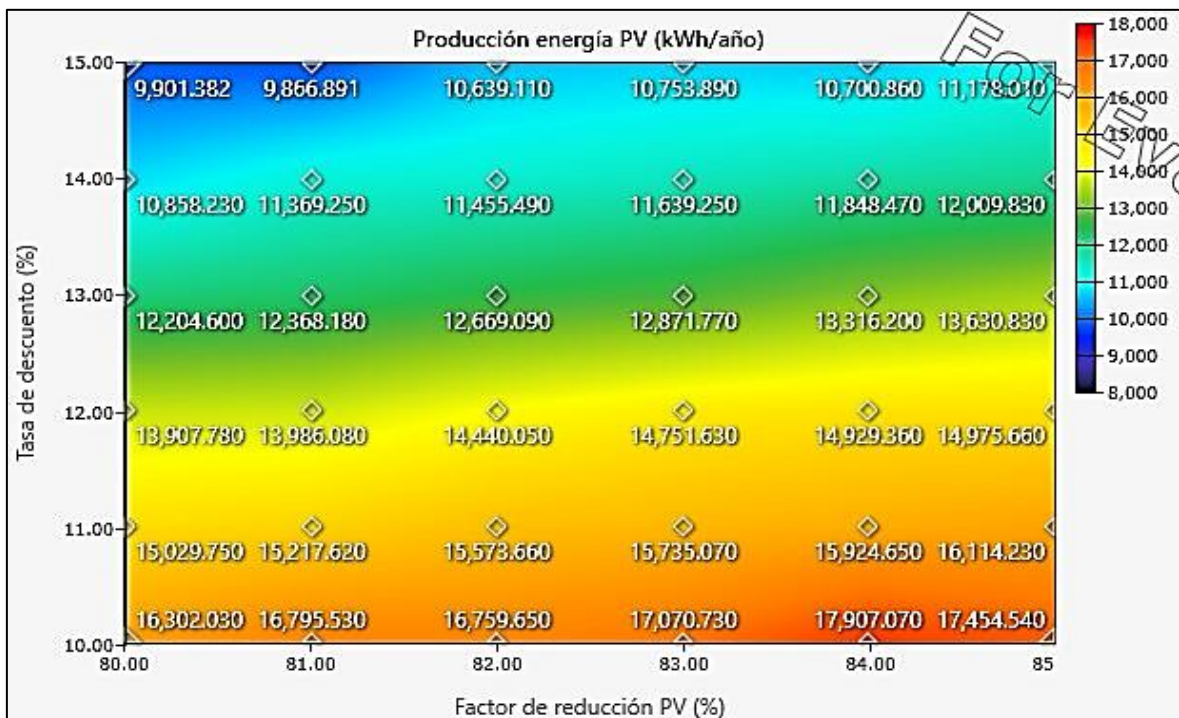
Variación de la capacidad del SFV para 08 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.20

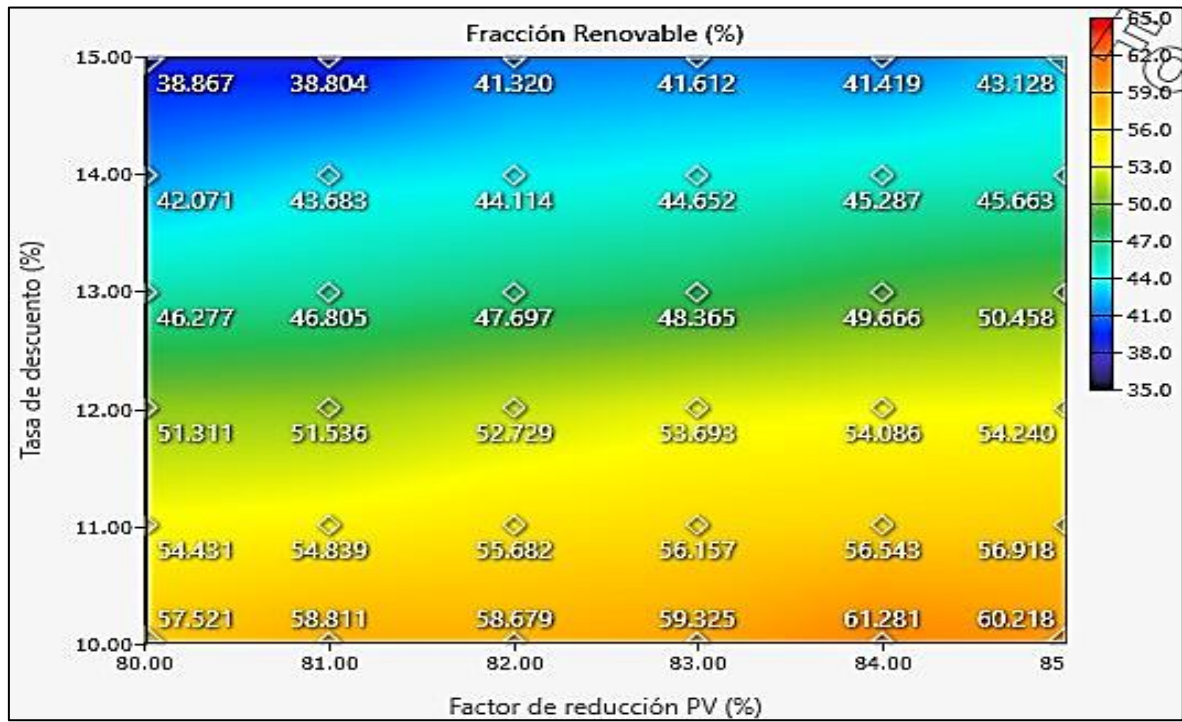
Variación de la producción energía FV para 08 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 9.21

Variación de la fracción renovable para 08 unidades

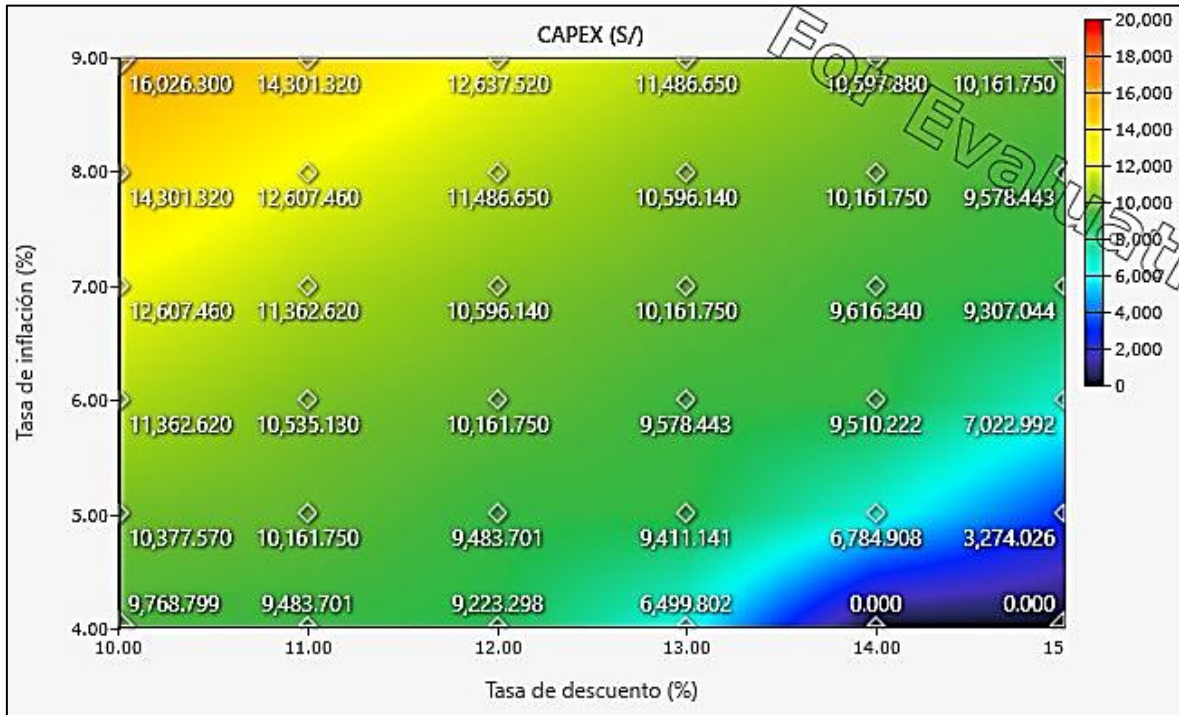


Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Anexo 10: Variación de indicadores económicos para cada caso

Figura 10.1

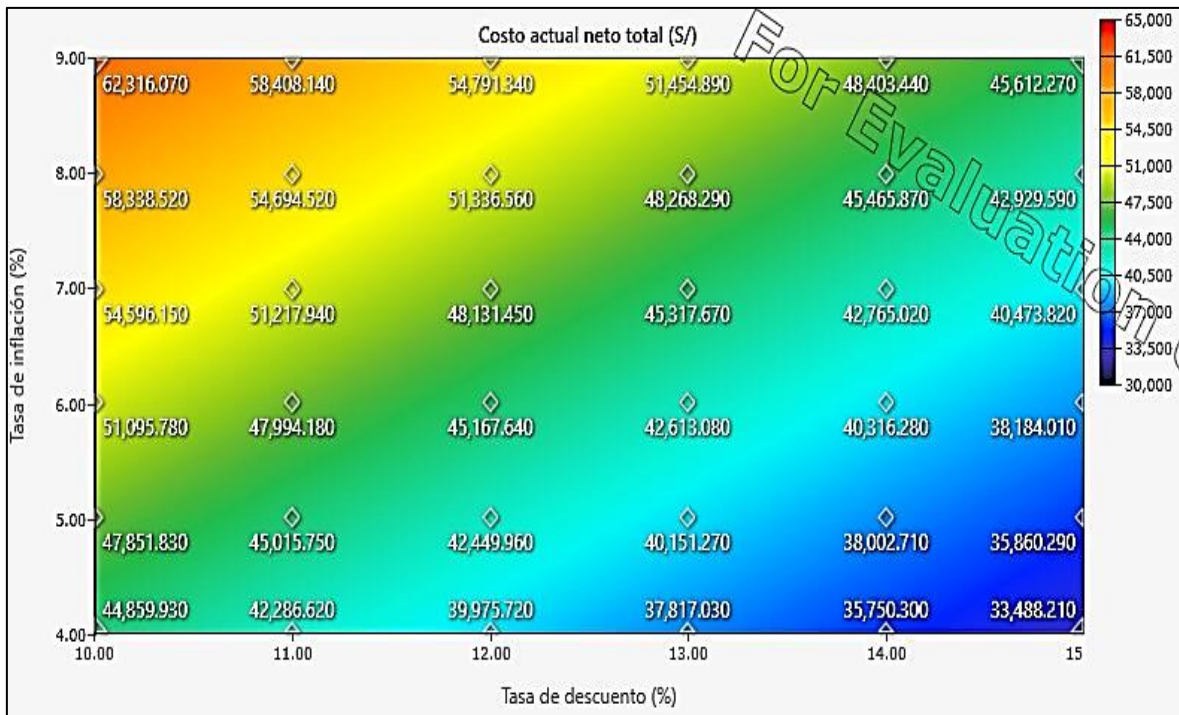
Variación de la inversión del sistema para 02 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.2

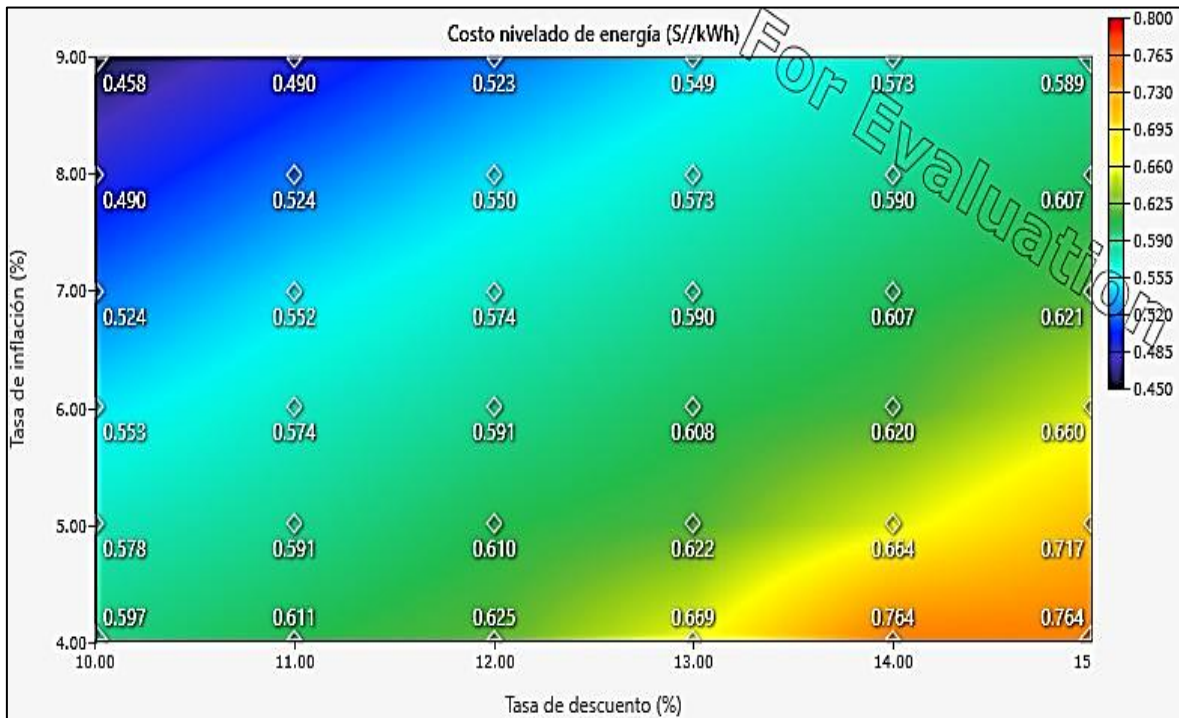
Variación del TNPC para 02 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.3

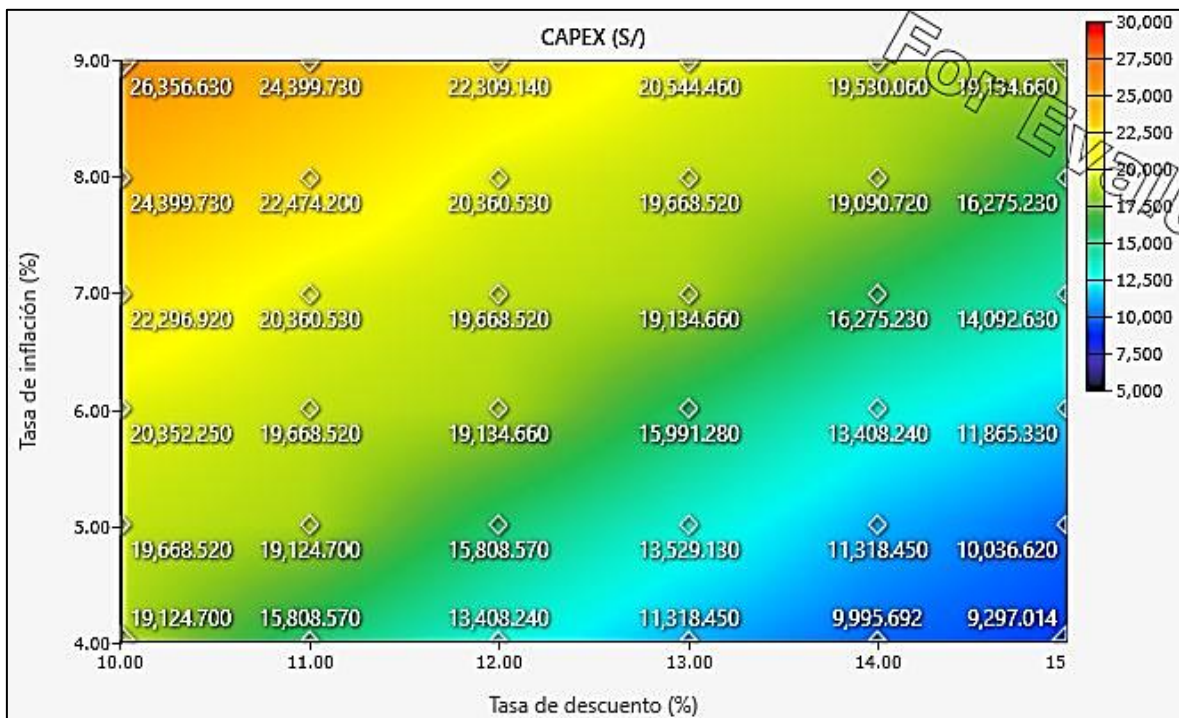
Variación del LCOE para 02 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.4

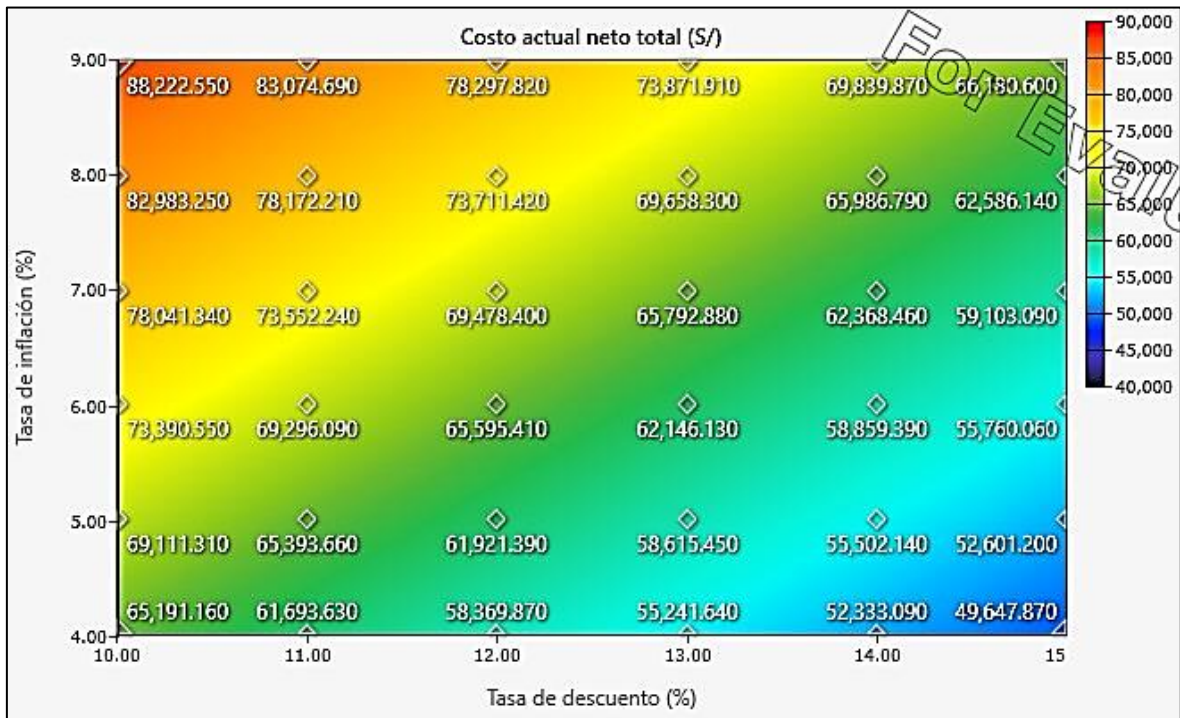
Variación de la inversión del sistema para 03 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.5

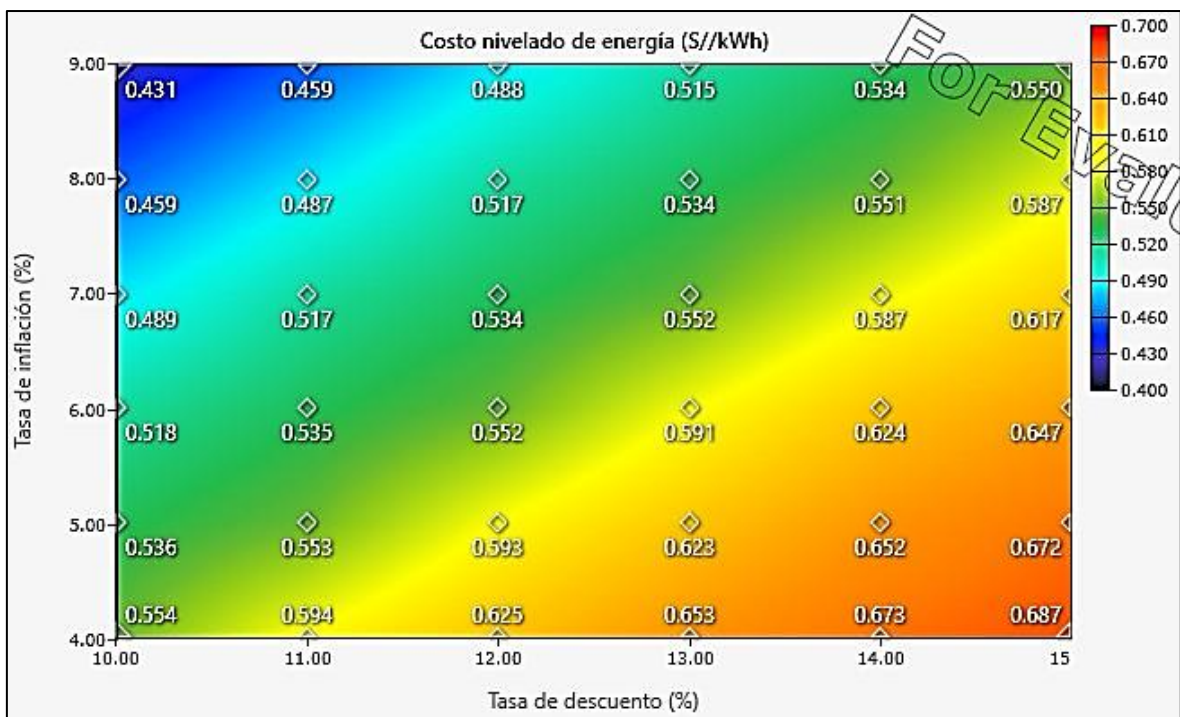
Variación del TNPC para 03 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.6

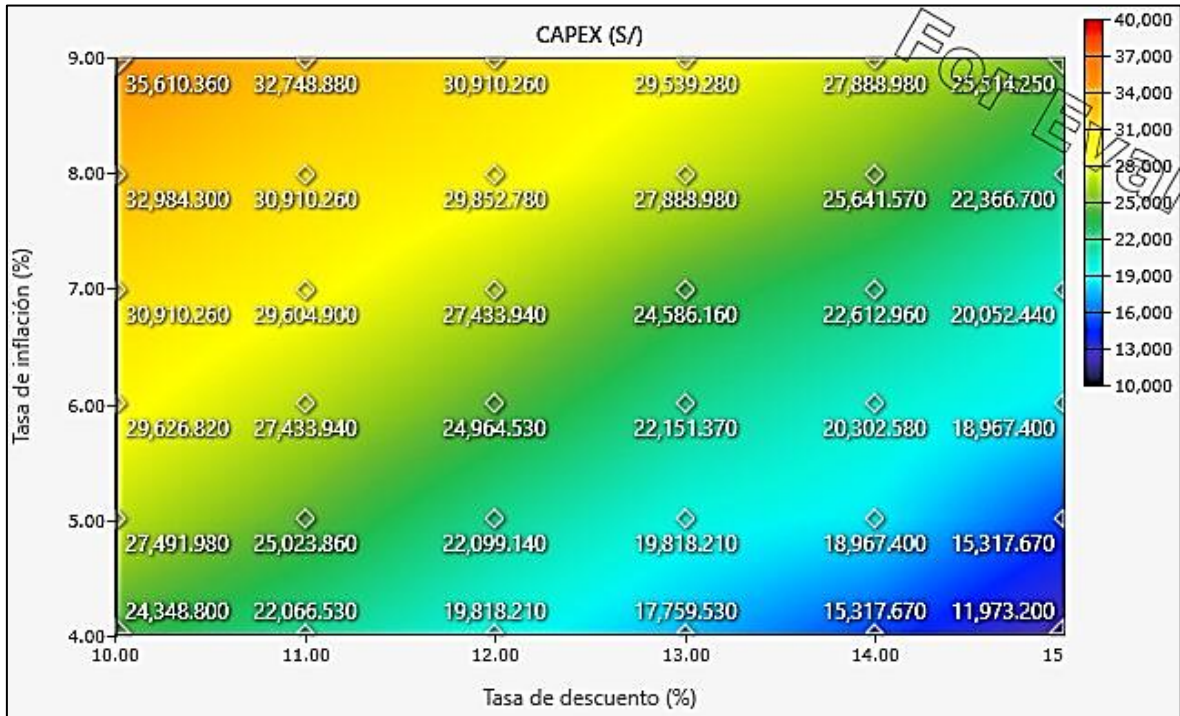
Variación del LCOE para 03 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.7

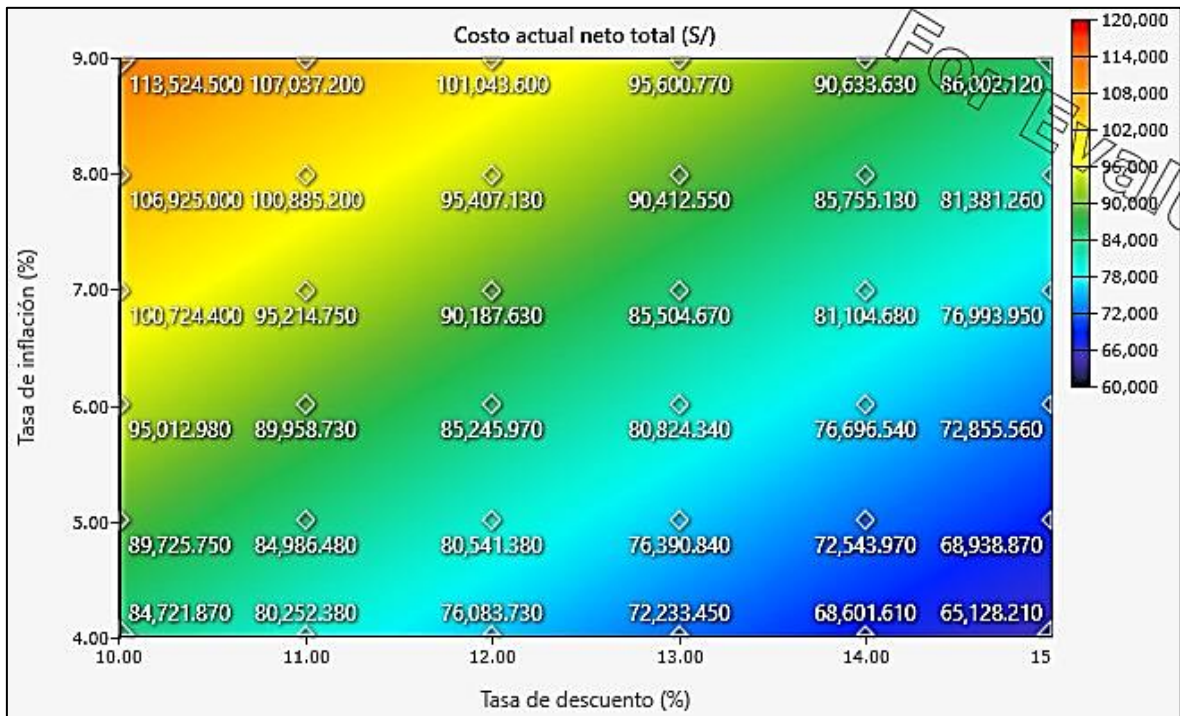
Variación de la inversión del sistema para 04 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.8

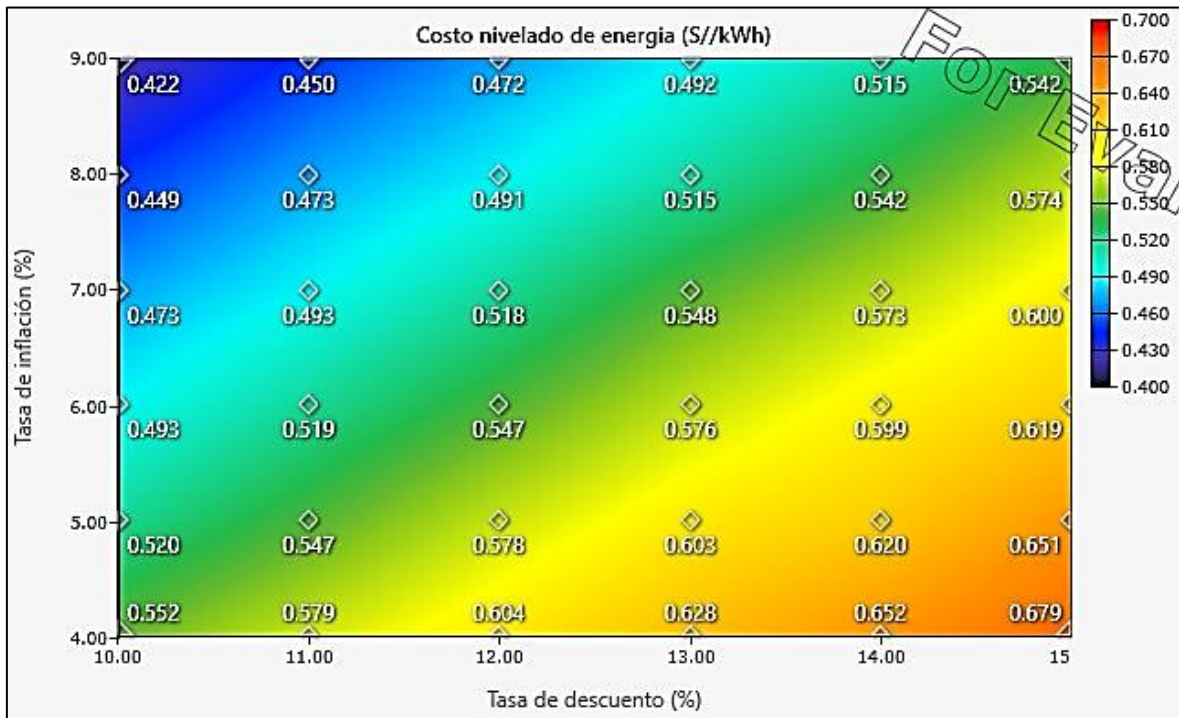
Variación del TNPC para 04 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.9

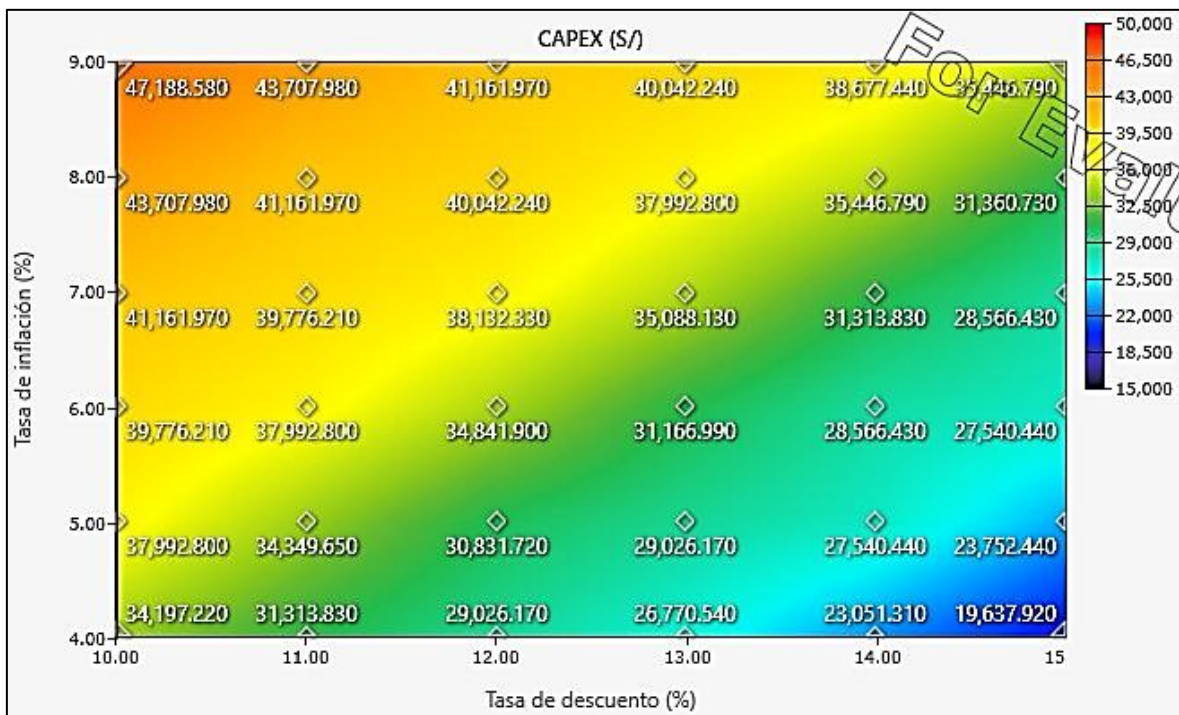
Variación del LCOE para 04 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.10

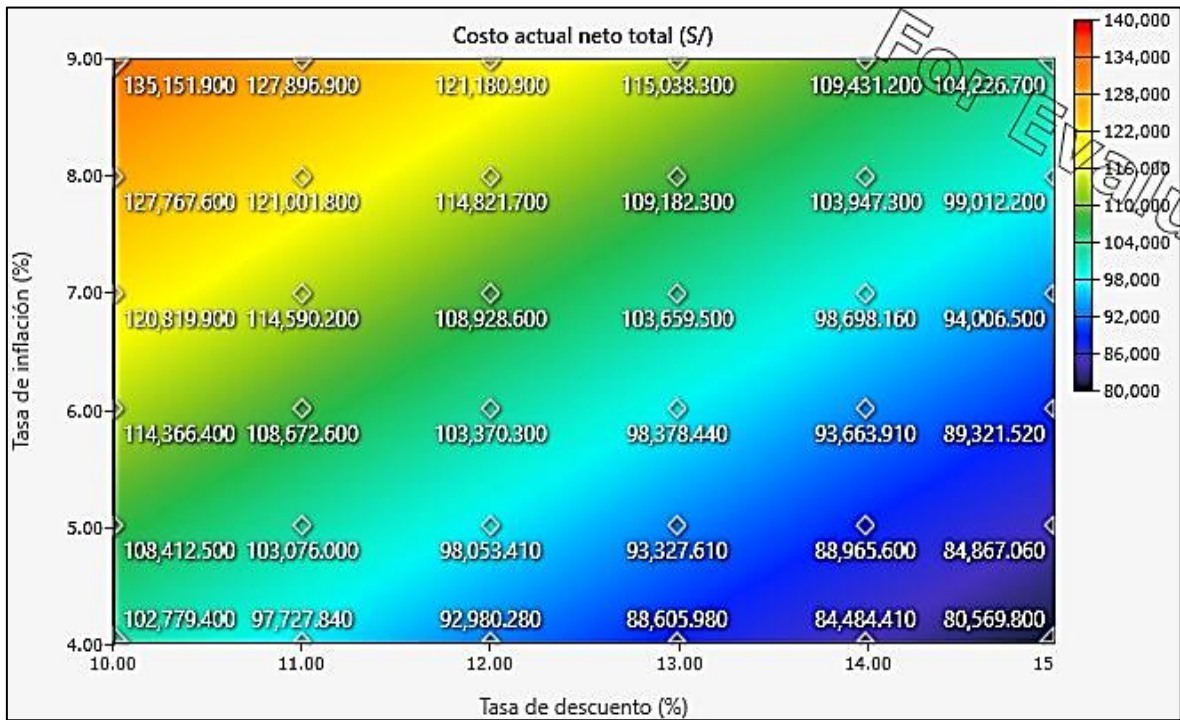
Variación de la inversión del sistema para 05 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.11

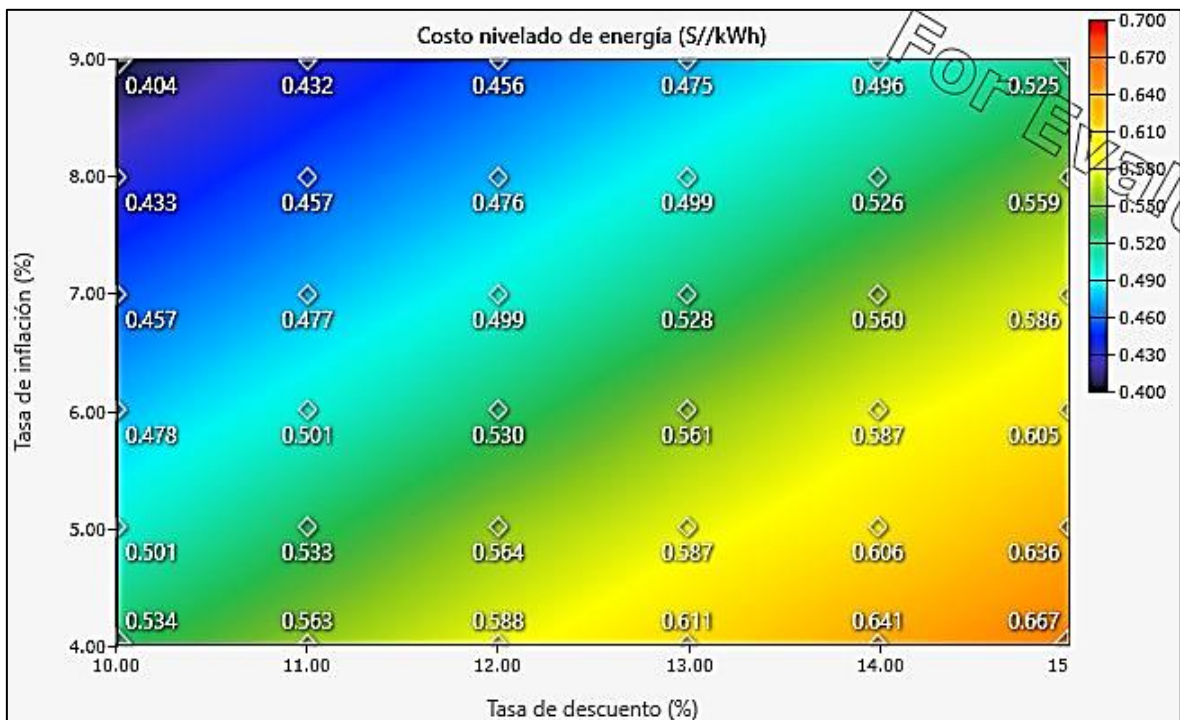
Variación del TNPC para 05 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.12

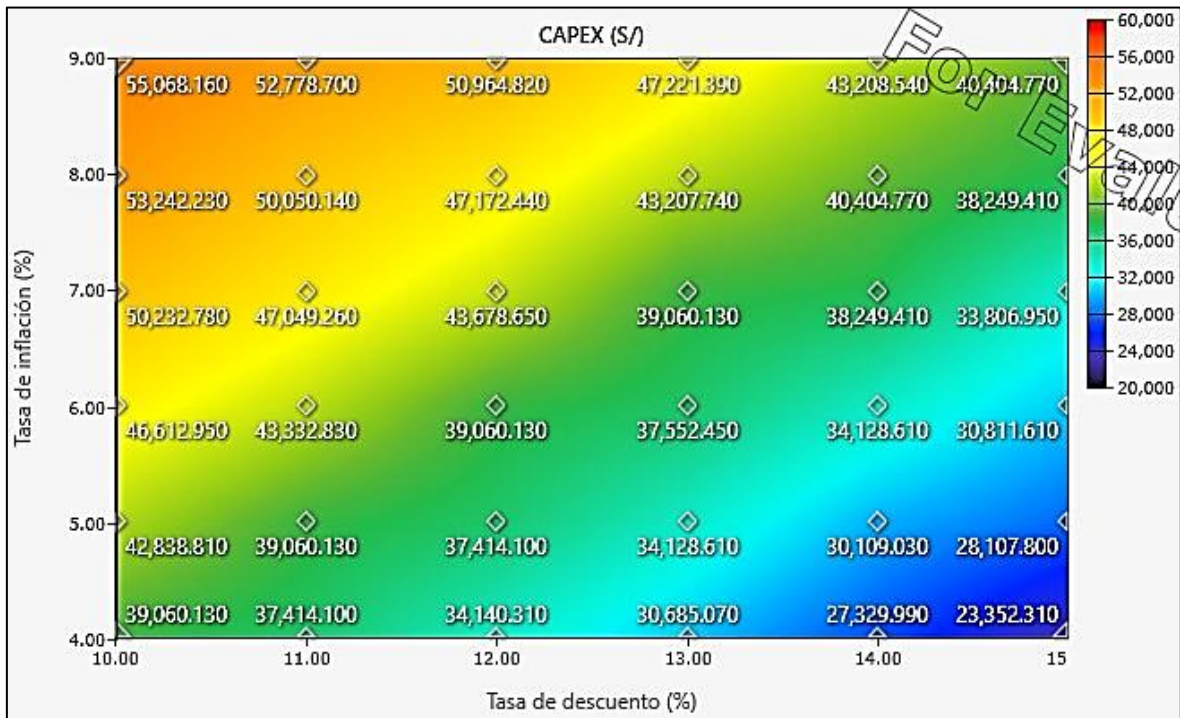
Variación del LCOE para 05 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.13

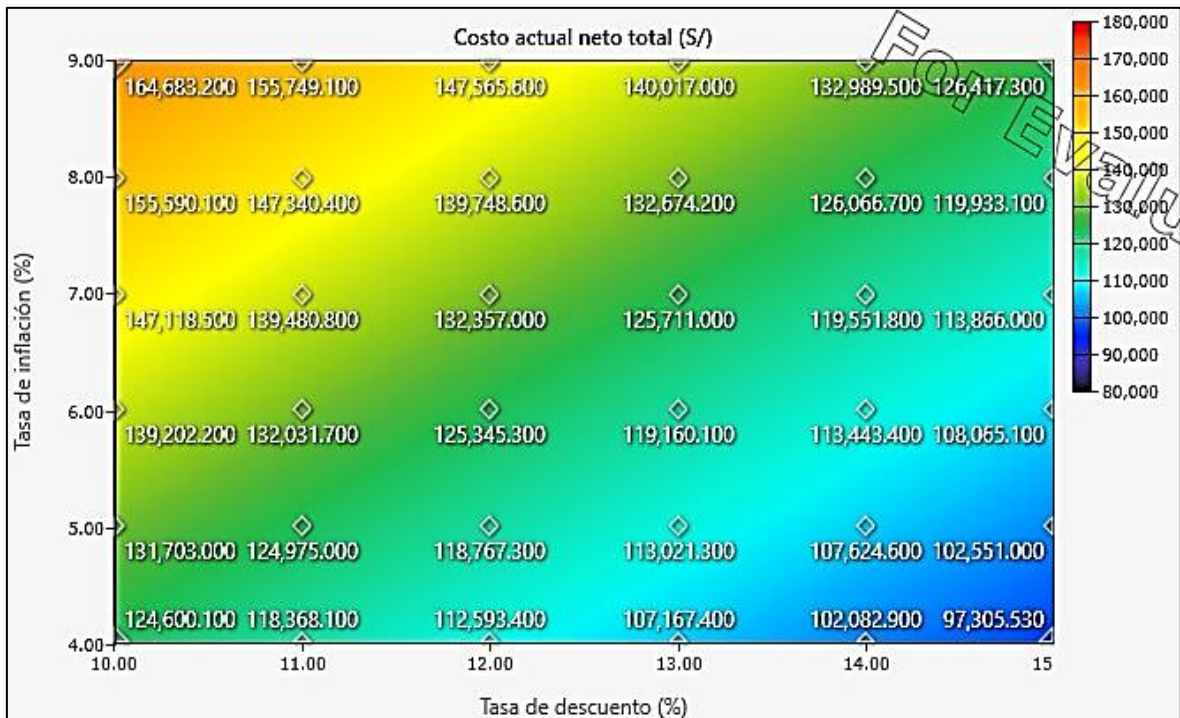
Variación de la inversión del sistema para 06 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.14

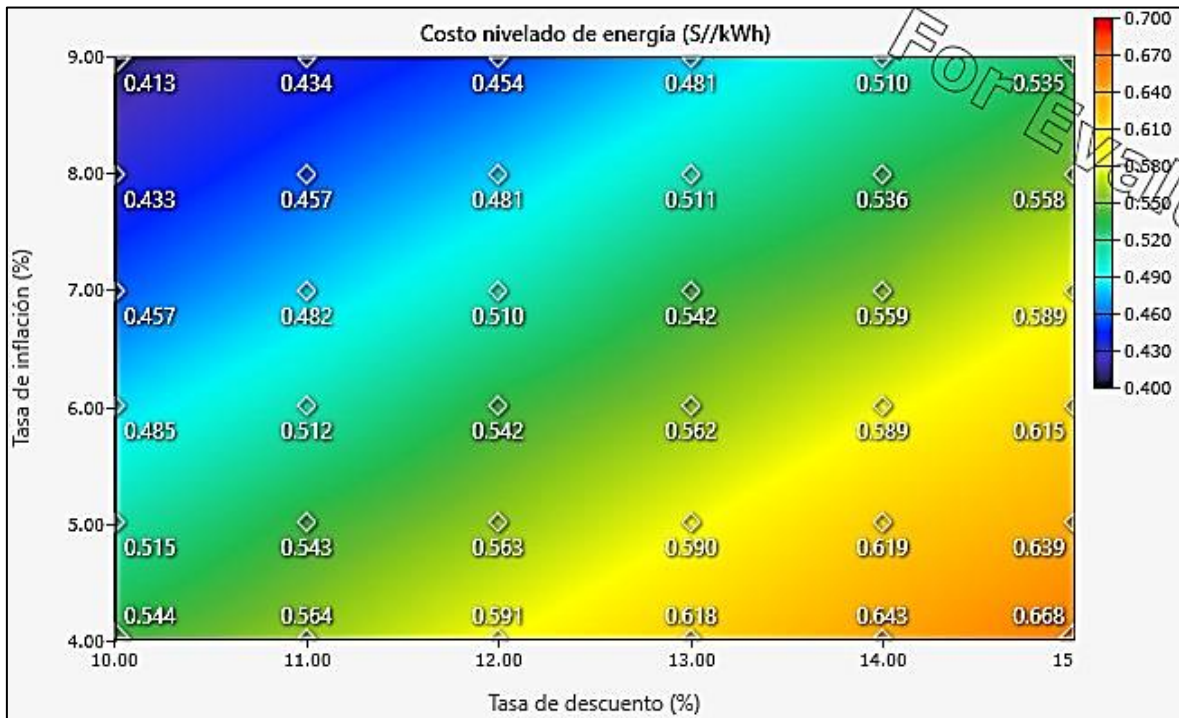
Variación del TNPC para 06 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.15

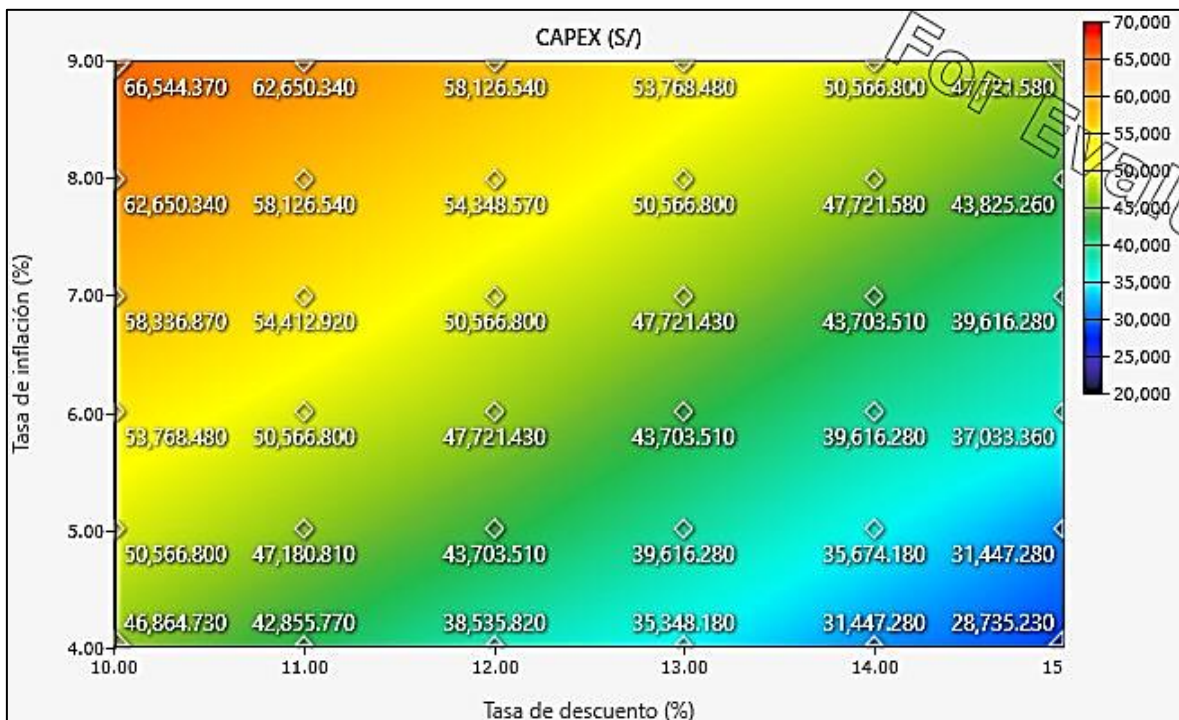
Variación del LCOE para 06 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.16

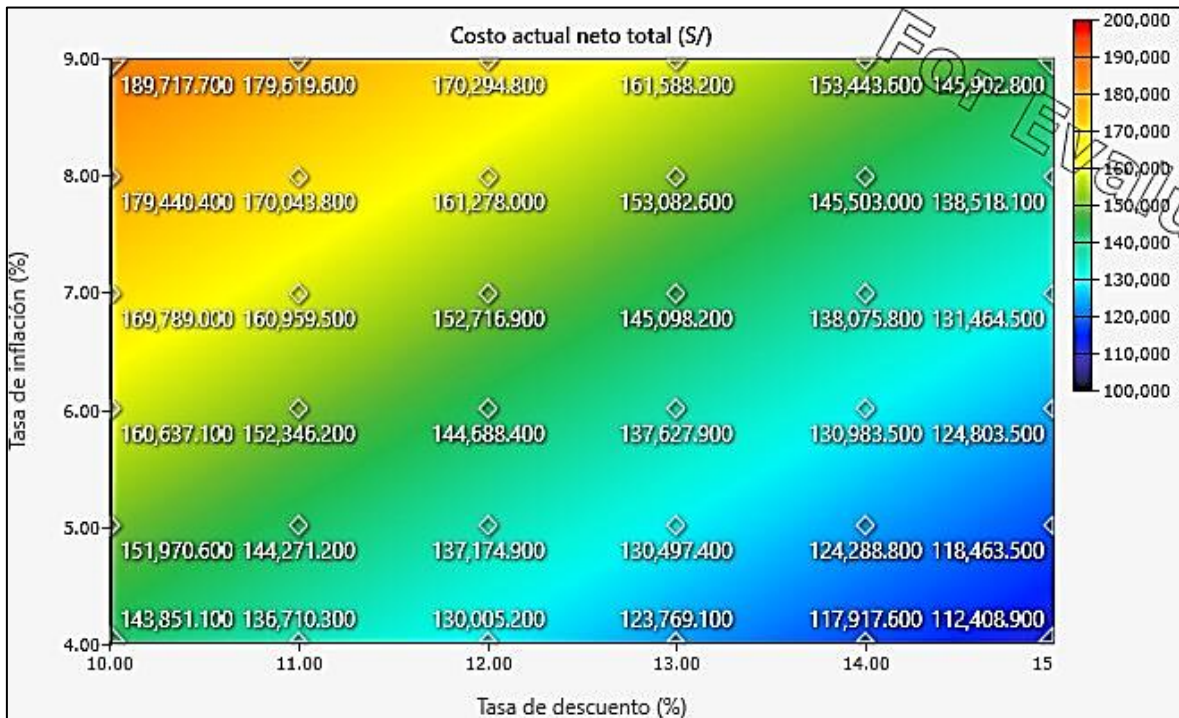
Variación de la inversión del sistema para 07 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.17

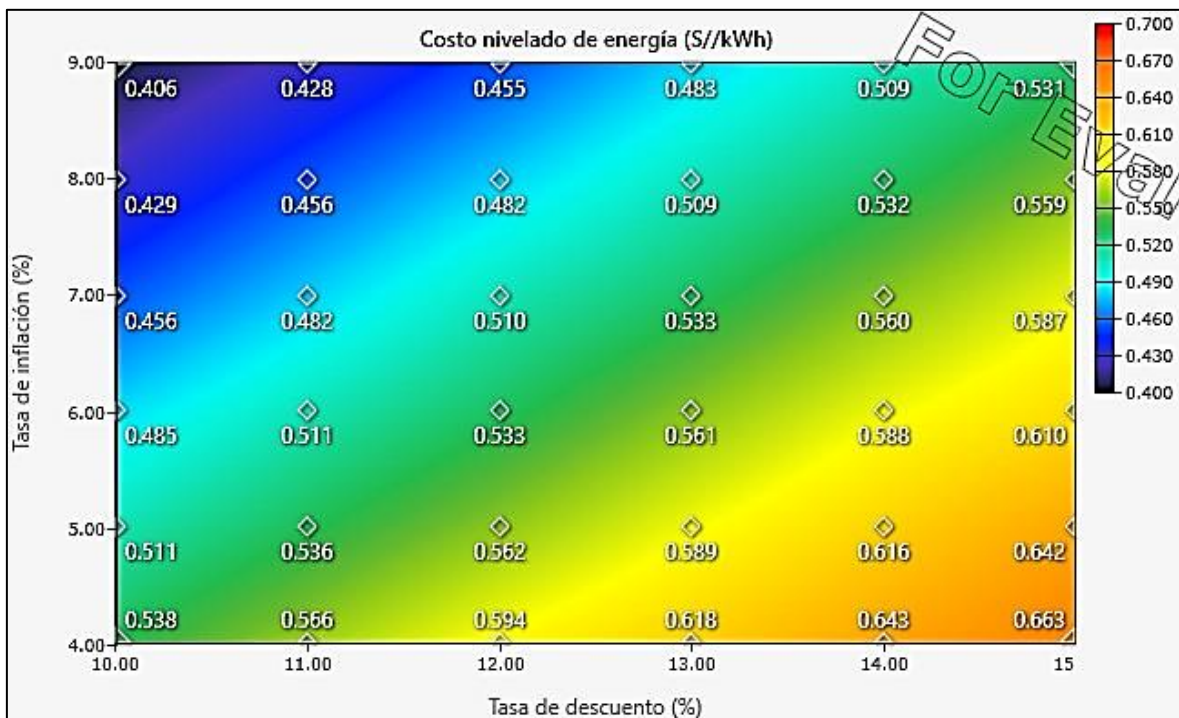
Variación del TNPC para 07 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.18

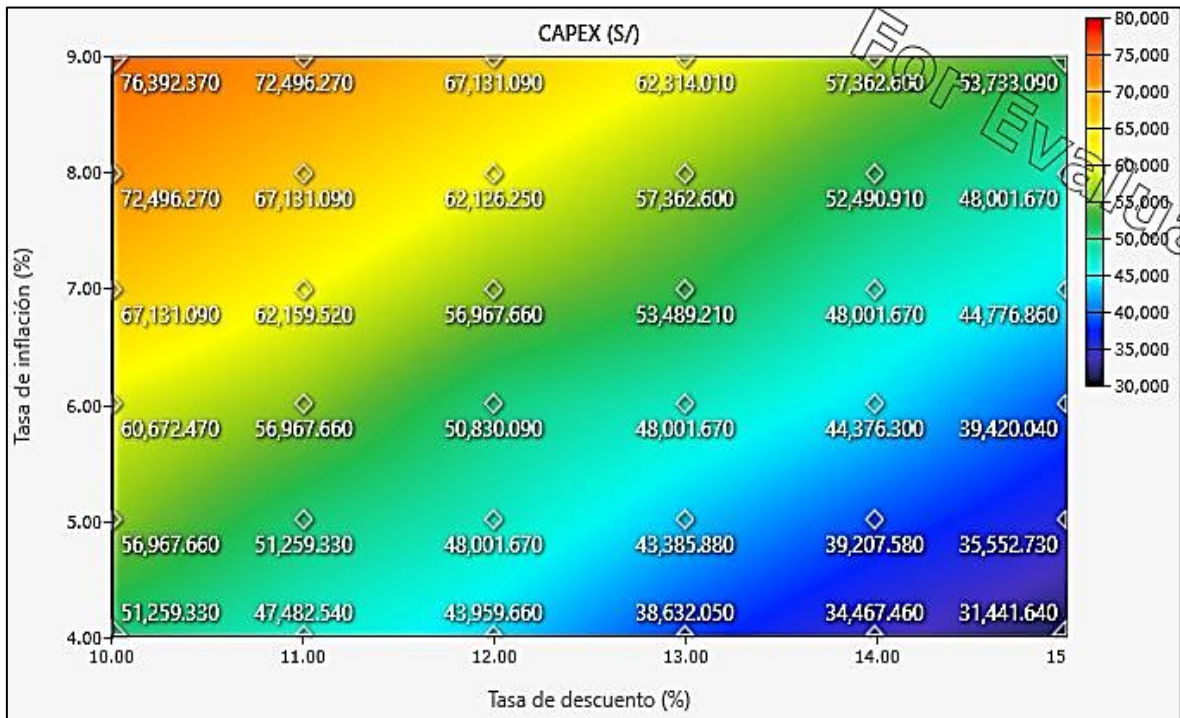
Variación del LCOE para 07 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.19

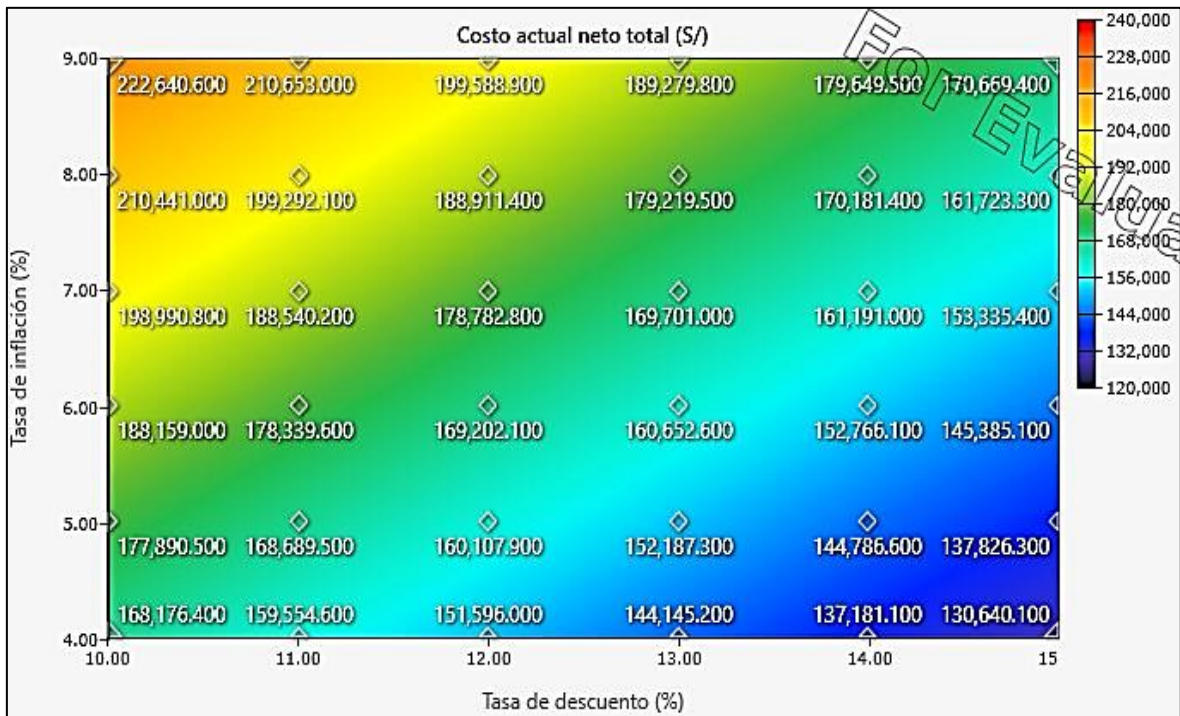
Variación de la inversión del sistema para 08 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.20

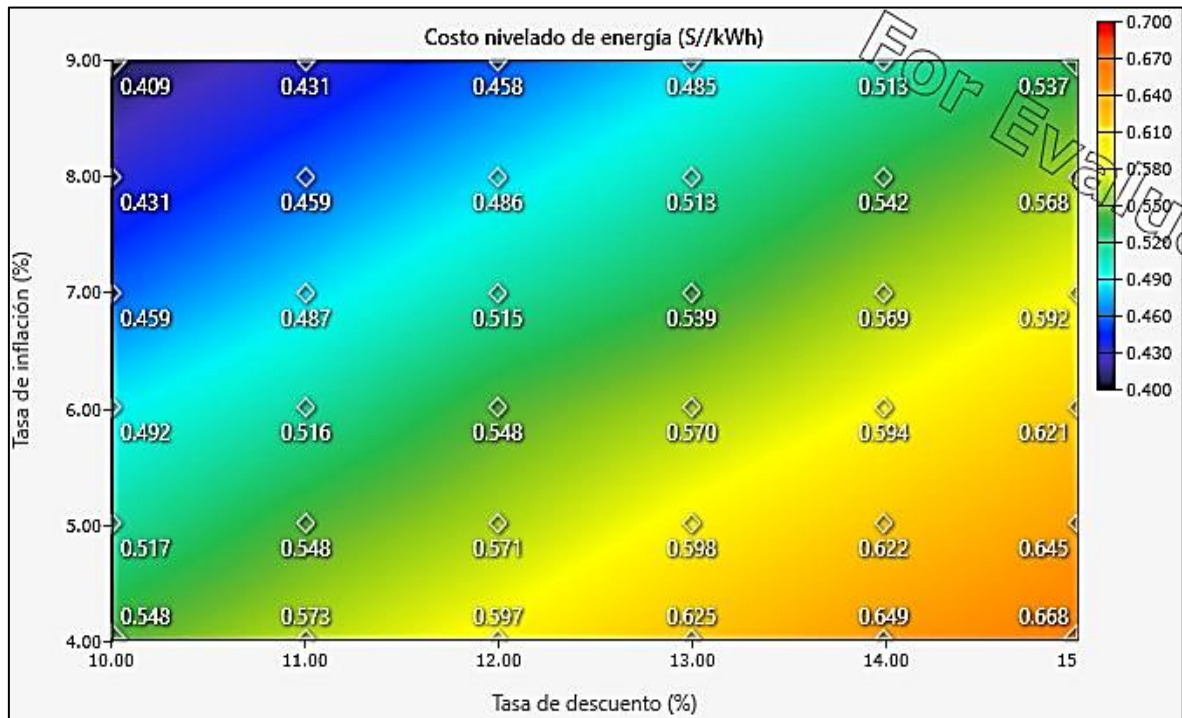
Variación del TNPC para 08 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 10.21

Variación del LCOE para 08 unidades



Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Anexo 11: Variación de TIR, payback para 06, 07 y 08 unidades

La tasa interna de retorno (TIR), demostró que los casos con 06, 07 y 08 unidades son las opciones más viables para la estación de carga. Por ello, se analizó su comportamiento y el del payback, variando la tasa de descuento y la tasa de inflación.

Figura 11.1

Variación de la TIR para 06 unidades con DF de 80 %

| | | | | | | | |
|------------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tasa de descuento (%) | 15 | 13.96 | 13.32 | 12.95 | 12.54 | 11.93 | 11.62 |
| | 14 | 13.43 | 13.05 | 12.50 | 11.93 | 11.62 | 11.22 |
| | 13 | 12.97 | 12.50 | 12.03 | 11.82 | 11.22 | 10.66 |
| | 12 | 12.50 | 12.05 | 11.82 | 11.16 | 10.67 | 10.15 |
| | 11 | 12.05 | 11.82 | 11.21 | 10.69 | 10.28 | 9.90 |
| | 10 | 11.82 | 11.27 | 10.74 | 10.25 | 9.83 | 9.58 |
| | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Tasa de inflación (%) | | | | | | | |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 11.2

Variación del payback simple para 06 unidades con DF de 80 %

| | | | | | | | |
|------------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tasa de descuento (%) | 15 | 6.62 | 6.87 | 7.03 | 7.21 | 7.49 | 7.65 |
| | 14 | 6.83 | 6.98 | 7.23 | 7.49 | 7.65 | 7.85 |
| | 13 | 7.02 | 7.23 | 7.45 | 7.55 | 7.85 | 8.16 |
| | 12 | 7.23 | 7.44 | 7.55 | 7.89 | 8.15 | 8.46 |
| | 11 | 7.44 | 7.55 | 7.86 | 8.14 | 8.38 | 8.62 |
| | 10 | 7.55 | 7.83 | 8.11 | 8.40 | 8.66 | 8.82 |
| | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Tasa de inflación (%) | | | | | | | |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 11.3

Variación de la TIR para 07 unidades con DF de 80 %

| | | | | | | | |
|------------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tasa de descuento (%) | 15 | 14.05 | 13.71 | 13.03 | 12.71 | 12.18 | 11.71 |
| | 14 | 13.71 | 13.19 | 12.71 | 12.20 | 11.71 | 11.35 |
| | 13 | 13.23 | 12.71 | 12.20 | 11.71 | 11.35 | 10.94 |
| | 12 | 12.84 | 12.20 | 11.71 | 11.35 | 10.87 | 10.41 |
| | 11 | 12.30 | 11.77 | 11.35 | 10.87 | 10.41 | 9.88 |
| | 10 | 11.81 | 11.35 | 10.94 | 10.39 | 9.88 | 9.42 |
| | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Tasa de inflación (%) | | | | | | | |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 11.4

Variación del payback simple para 07 unidades con DF de 80 %

| | | | | | | | |
|------------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tasa de descuento (%) | 15 | 6.58 | 6.72 | 7.00 | 7.14 | 7.38 | 7.61 |
| | 14 | 6.72 | 6.93 | 7.14 | 7.37 | 7.61 | 7.79 |
| | 13 | 6.91 | 7.14 | 7.37 | 7.61 | 7.79 | 8.00 |
| | 12 | 7.08 | 7.37 | 7.61 | 7.79 | 8.05 | 8.30 |
| | 11 | 7.32 | 7.57 | 7.79 | 8.05 | 8.30 | 8.63 |
| | 10 | 7.55 | 7.79 | 8.00 | 8.32 | 8.63 | 8.93 |
| | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Tasa de inflación (%) | | | | | | | |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 11.5

Variación de la TIR para 08 unidades con DF de 80 %

| | | | | | | | |
|------------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tasa de descuento (%) | 15 | 14.00 | 13.55 | 13.12 | 12.53 | 12.18 | 11.54 |
| | 14 | 13.67 | 13.14 | 12.57 | 12.18 | 11.67 | 11.15 |
| | 13 | 13.21 | 12.68 | 12.18 | 11.57 | 11.15 | 10.63 |
| | 12 | 12.62 | 12.18 | 11.86 | 11.19 | 10.65 | 10.13 |
| | 11 | 12.23 | 11.81 | 11.19 | 10.64 | 10.13 | 9.60 |
| | 10 | 11.81 | 11.19 | 10.80 | 10.13 | 9.60 | 9.21 |
| | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Tasa de inflación (%) | | | | | | | |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 11.6

Variación del payback simple para 08 unidades con DF de 80 %

| | | | | | | | |
|------------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tasa de descuento (%) | 15 | 6.60 | 6.78 | 6.96 | 7.22 | 7.38 | 7.69 |
| | 14 | 6.73 | 6.95 | 7.20 | 7.38 | 7.62 | 7.89 |
| | 13 | 6.92 | 7.15 | 7.38 | 7.68 | 7.89 | 8.18 |
| | 12 | 7.18 | 7.38 | 7.53 | 7.87 | 8.17 | 8.47 |
| | 11 | 7.35 | 7.56 | 7.87 | 8.17 | 8.47 | 8.80 |
| | 10 | 7.56 | 7.87 | 8.08 | 8.47 | 8.80 | 9.06 |
| | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Tasa de inflación (%) | | | | | | | |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 11.7

Variación de la TIR para 06 unidades con DF de 85 %

| | | | | | | | |
|------------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tasa de descuento (%) | 15 | 14.50 | 14.14 | 13.52 | 12.98 | 12.60 | 12.25 |
| | 14 | 14.11 | 13.52 | 13.00 | 12.74 | 12.21 | 11.75 |
| | 13 | 13.52 | 13.00 | 12.85 | 12.25 | 11.75 | 11.26 |
| | 12 | 13.00 | 12.85 | 12.24 | 11.75 | 11.25 | 11.03 |
| | 11 | 12.75 | 12.42 | 11.72 | 11.25 | 11.03 | 10.51 |
| | 10 | 12.42 | 11.88 | 11.25 | 11.04 | 10.59 | 10.02 |
| | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Tasa de inflación (%) | | | | | | | |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 11.8

Variación del payback simple para 06 unidades con DF de 85 %

| | | | | | | | |
|------------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tasa de descuento (%) | 15 | 6.41 | 6.54 | 6.79 | 7.01 | 7.18 | 7.34 |
| | 14 | 6.56 | 6.79 | 7.00 | 7.12 | 7.36 | 7.58 |
| | 13 | 6.79 | 7.00 | 7.07 | 7.34 | 7.58 | 7.83 |
| | 12 | 7.00 | 7.07 | 7.34 | 7.58 | 7.83 | 7.96 |
| | 11 | 7.11 | 7.26 | 7.60 | 7.83 | 7.96 | 8.25 |
| | 10 | 7.26 | 7.52 | 7.83 | 7.95 | 8.21 | 8.54 |
| | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Tasa de inflación (%) | | | | | | | |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 11.9

Variación de la TIR para 07 unidades con DF de 85 %

| | | | | | | | |
|------------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tasa de descuento (%) | 15 | 14.64 | 14.19 | 13.77 | 13.36 | 12.74 | 12.45 |
| | 14 | 14.29 | 13.76 | 13.36 | 12.74 | 12.45 | 12.07 |
| | 13 | 13.85 | 13.51 | 12.82 | 12.45 | 12.10 | 11.42 |
| | 12 | 13.46 | 12.82 | 12.44 | 12.14 | 11.42 | 10.79 |
| | 11 | 12.94 | 12.43 | 12.08 | 11.46 | 10.99 | 10.56 |
| | 10 | 12.47 | 12.10 | 11.51 | 10.87 | 10.56 | 10.19 |
| | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Tasa de inflación (%) | | | | | | | |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 11.10

Variación del payback simple para 07 unidades con DF de 85 %

| | | | | | | | |
|------------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tasa de descuento (%) | 15 | 6.36 | 6.53 | 6.69 | 6.86 | 7.12 | 7.25 |
| | 14 | 6.49 | 6.69 | 6.86 | 7.12 | 7.25 | 7.43 |
| | 13 | 6.66 | 6.79 | 7.09 | 7.25 | 7.41 | 7.75 |
| | 12 | 6.81 | 7.08 | 7.25 | 7.40 | 7.75 | 8.09 |
| | 11 | 7.03 | 7.26 | 7.43 | 7.73 | 7.98 | 8.22 |
| | 10 | 7.24 | 7.42 | 7.71 | 8.05 | 8.22 | 8.44 |
| | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Tasa de inflación (%) | | | | | | | |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 11.11

Variación de la TIR para 08 unidades con DF de 85 %

| | | | | | | | |
|------------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tasa de descuento (%) | 15 | 14.60 | 14.28 | 13.61 | 13.25 | 12.76 | 12.14 |
| | 14 | 14.31 | 13.73 | 13.25 | 12.87 | 12.14 | 11.68 |
| | 13 | 13.73 | 13.26 | 12.87 | 12.18 | 11.68 | 11.08 |
| | 12 | 13.26 | 12.87 | 12.18 | 11.68 | 11.16 | 10.67 |
| | 11 | 12.87 | 12.36 | 11.68 | 11.20 | 10.67 | 10.34 |
| | 10 | 12.40 | 11.85 | 11.20 | 10.67 | 10.23 | 9.91 |
| | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Tasa de inflación (%) | | | | | | | |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Figura 11.12

Variación del payback simple para 08 unidades con DF de 85 %

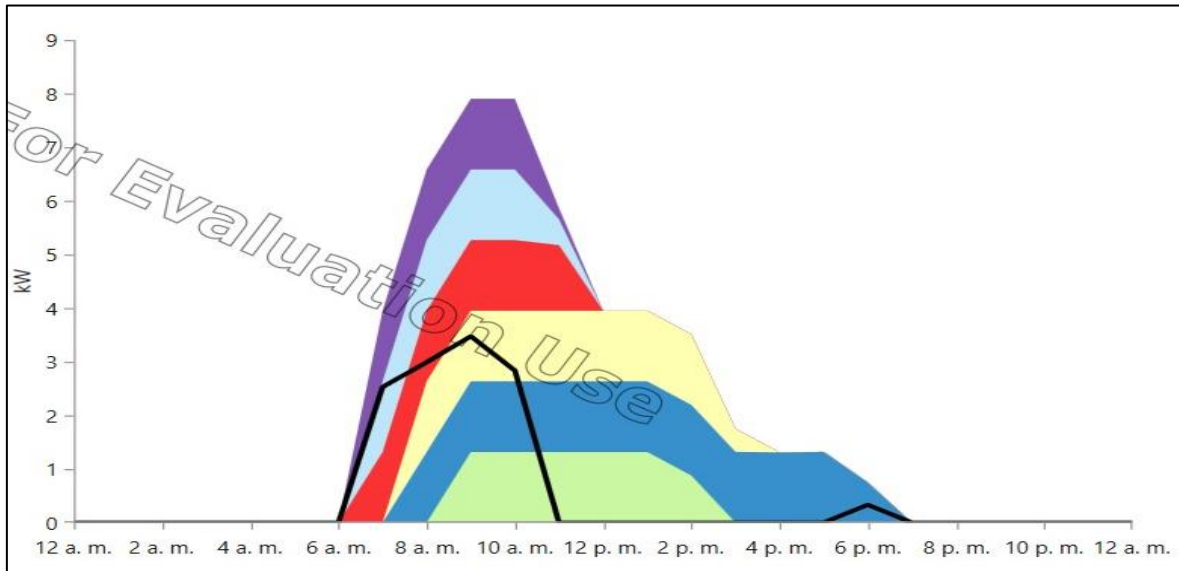
| | | | | | | | |
|------------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tasa de descuento (%) | 15 | 6.37 | 6.49 | 6.75 | 6.90 | 7.11 | 7.40 |
| | 14 | 6.48 | 6.70 | 6.90 | 7.06 | 7.39 | 7.62 |
| | 13 | 6.70 | 6.90 | 7.06 | 7.38 | 7.62 | 7.93 |
| | 12 | 6.90 | 7.06 | 7.38 | 7.62 | 7.88 | 8.15 |
| | 11 | 7.06 | 7.29 | 7.62 | 7.86 | 8.15 | 8.35 |
| | 10 | 7.27 | 7.53 | 7.86 | 8.15 | 8.41 | 8.61 |
| | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Tasa de inflación (%) | | | | | | | |

Nota: Tomado de la simulación en el software HOMER Grid 1.11.1.

Anexo 12: Gráficas relacionadas a la carga de la batería del caso optimo

Figura 12.1

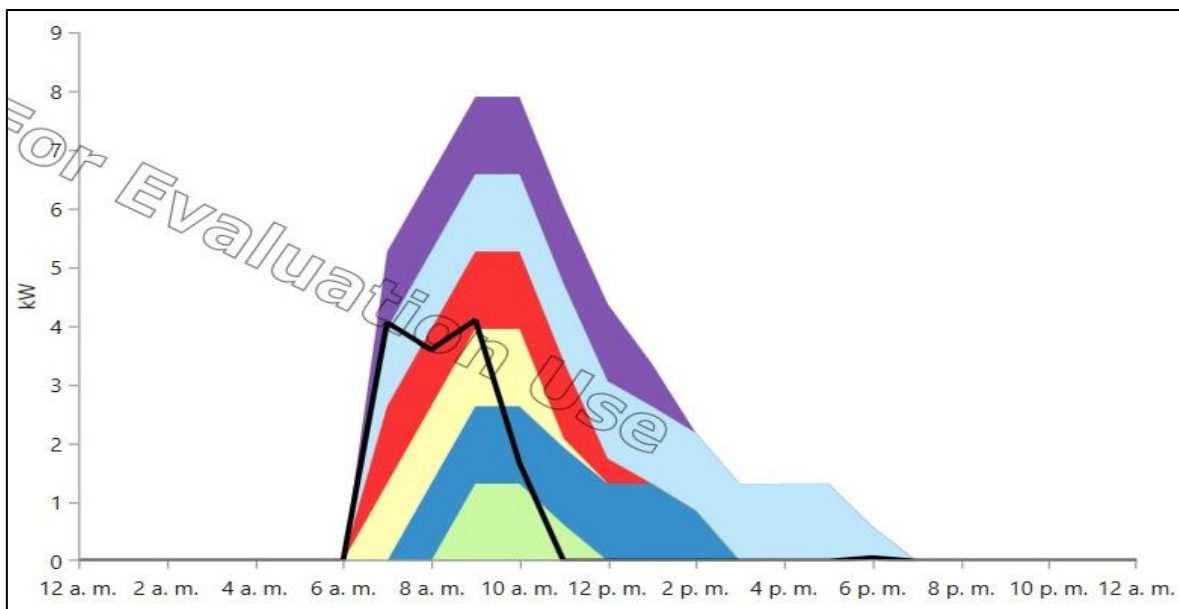
Carga de batería mes enero para el caso optimo



Nota: En el mes de enero, la estación de carga tiene la posibilidad de cargar la batería de como máximo 6 unidades de vehículos. Se aprecia un pico de potencia alrededor de las 10 am, dado que es en esos momentos donde se acumulan las baterías de los vehículos para ser cargados. Las baterías se demoran en cargar como máximo hasta las 6 pm.

Figura 12.2

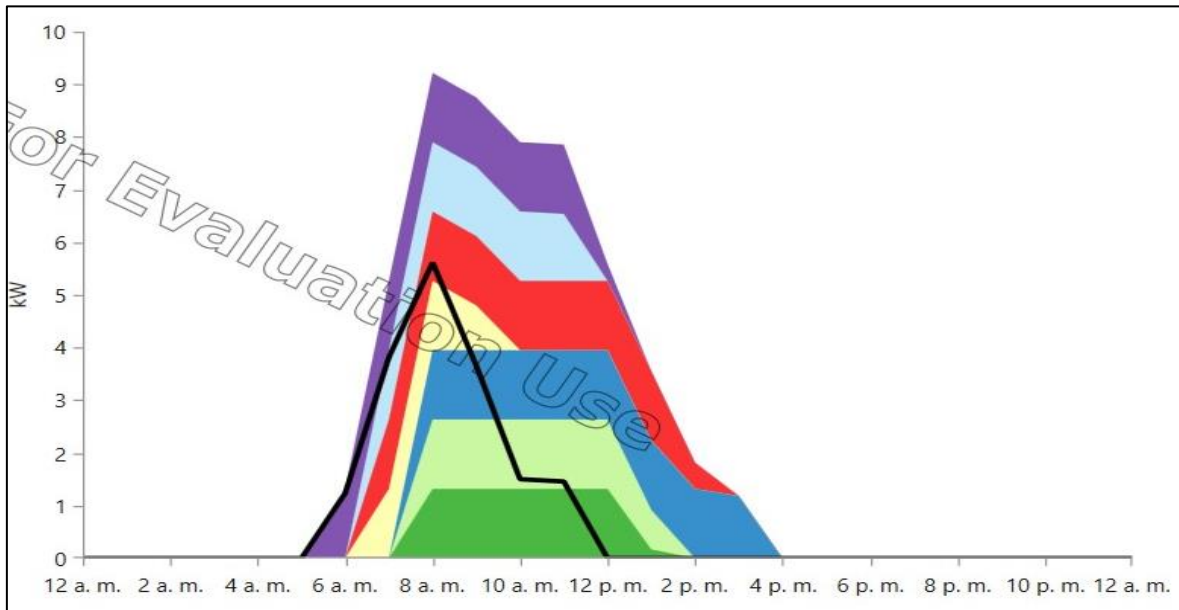
Carga de batería mes febrero para el caso optimo



Nota: En el mes de febrero, la estación de carga tiene la posibilidad de cargar la batería de como máximo 6 unidades de vehículos. Se aprecia un pico de potencia alrededor de las 10 am, dado que es en esos momentos donde se acumulan las baterías de los vehículos para ser cargados. Las baterías se demoran en cargar como máximo hasta las 6 pm.

Figura 12.3

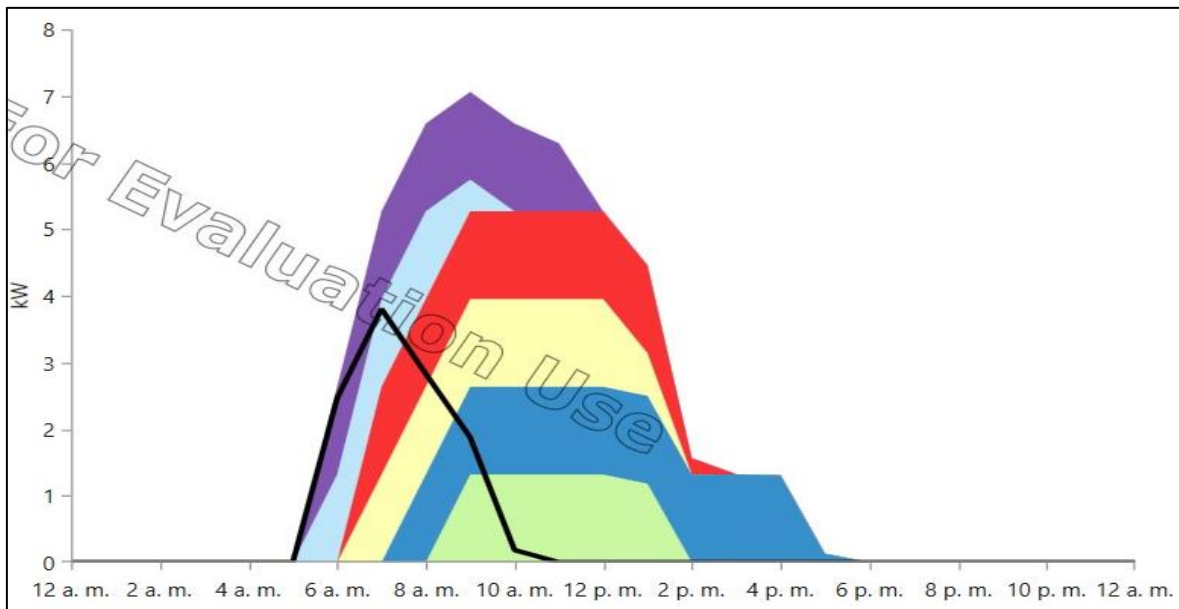
Carga de batería mes marzo para el caso optimo



Nota: En el mes de marzo, la estación de carga tiene la posibilidad de cargar la batería de como máximo 7 unidades de vehículos. Se aprecia un pico de potencia alrededor de las 8 am, dado que es en esos momentos donde se acumulan las baterías de los vehículos para ser cargados. Las baterías se demoran en cargar como máximo hasta las 4 pm.

Figura 12.4

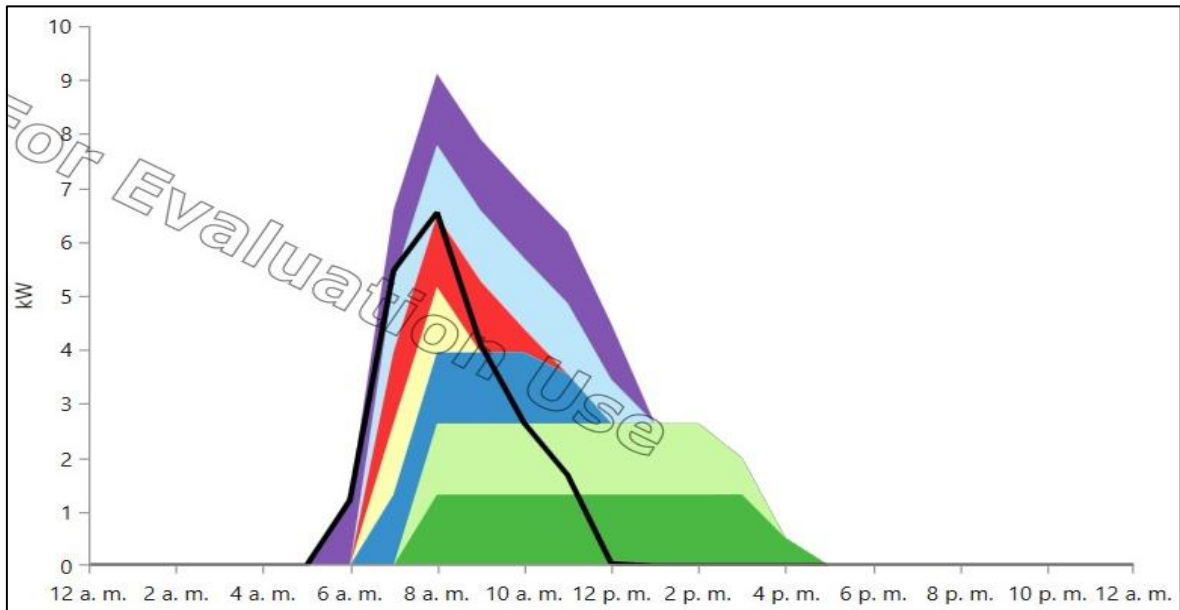
Carga de batería mes abril para el caso optimo



Nota: En el mes de abril, la estación de carga tiene la posibilidad de cargar la batería de como máximo 6 unidades de vehículos. Se aprecia un pico de potencia alrededor de las 8 am, dado que es en esos momentos donde se acumulan las baterías de los vehículos para ser cargados. Las baterías se demoran en cargar como máximo hasta las 6 pm.

Figura 12.5

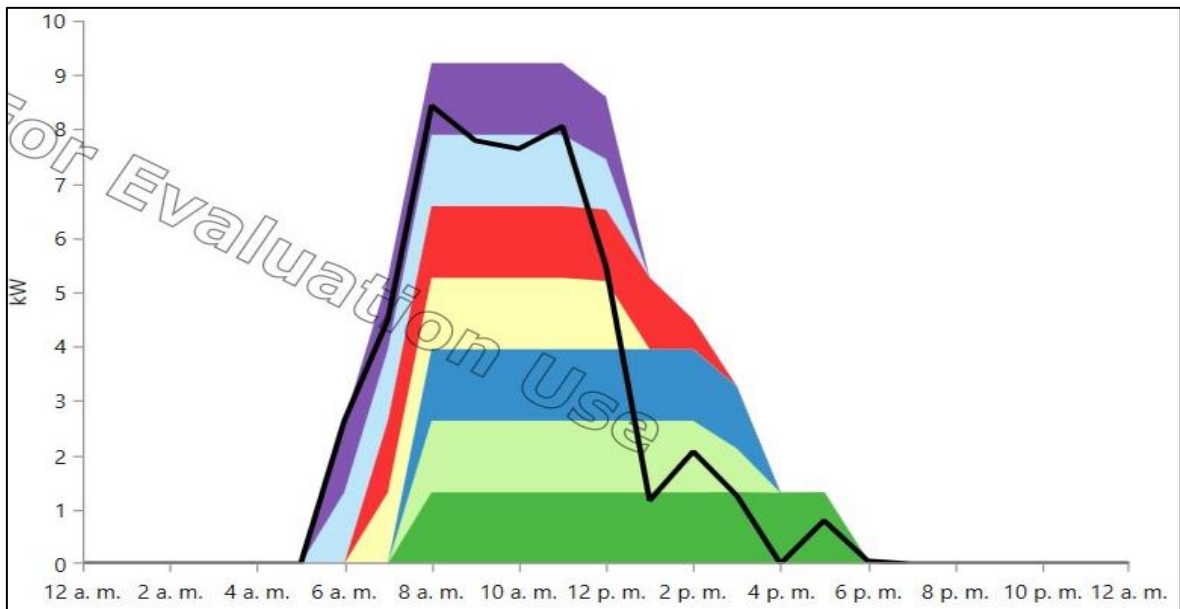
Carga de batería mes mayo para el caso optimo



Nota: En el mes de mayo, la estación de carga tiene la posibilidad de cargar la batería de como máximo 7 unidades de vehículos. Se aprecia un pico de potencia alrededor de las 8 am, dado que es en esos momentos donde se acumulan las baterías de los vehículos para ser cargados. Las baterías se demoran en cargar como máximo hasta las 4 pm.

Figura 12.6

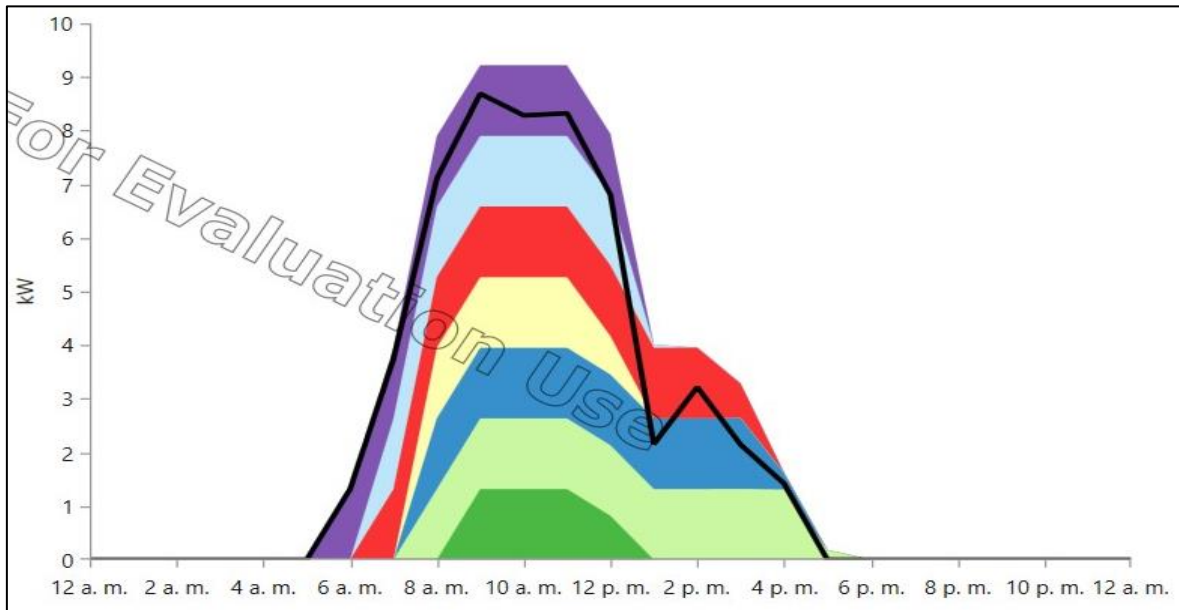
Carga de batería mes junio para el caso optimo



Nota: En el mes de junio, la estación de carga tiene la posibilidad de cargar la batería de como máximo 7 unidades de vehículos. Se aprecia un pico de potencia alrededor de las 8 am hasta el mediodía, dado que es en esos momentos donde se acumulan las baterías de los vehículos para ser cargados. Las baterías se demoran en cargar como máximo hasta las 6 pm.

Figura 12.7

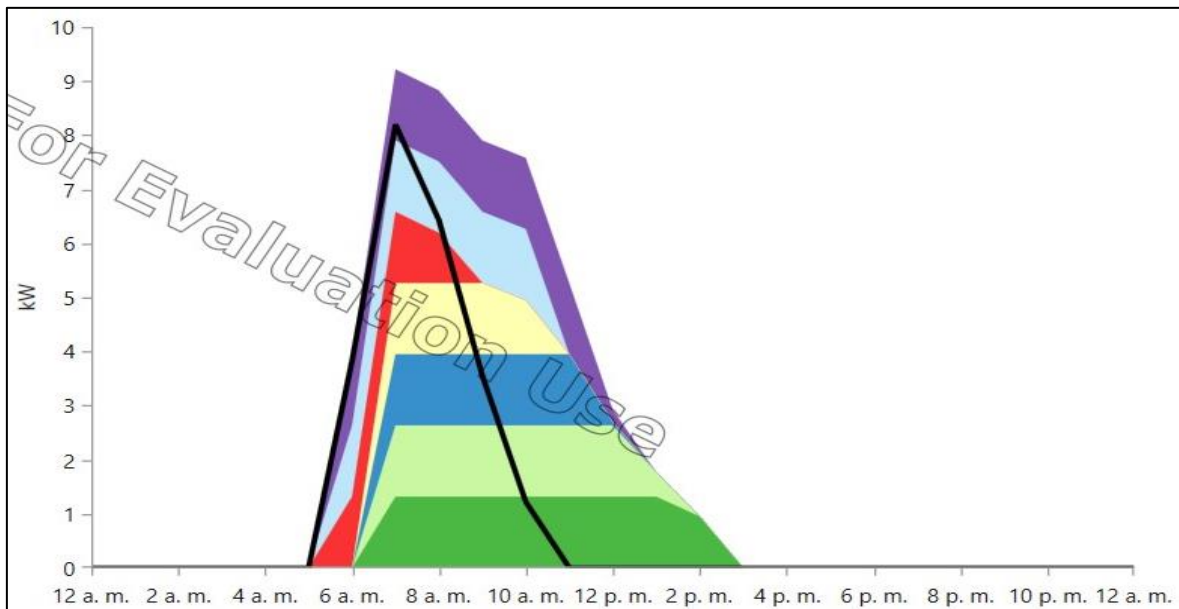
Carga de batería mes julio para el caso optimo



Nota: En el mes de julio, la estación de carga tiene la posibilidad de cargar la batería de como máximo 7 unidades de vehículos. Se aprecia un pico de potencia alrededor de las 10 am, dado que es en esos momentos donde se acumulan las baterías de los vehículos para ser cargados. Las baterías se demoran en cargar como máximo hasta las 5 pm.

Figura 12.8

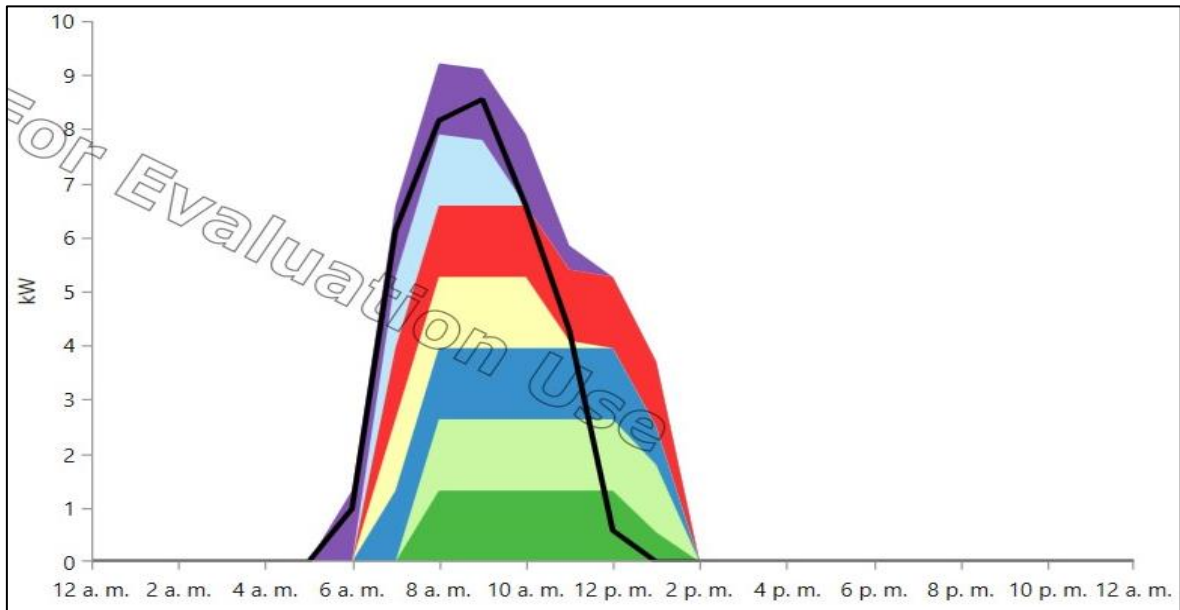
Carga de batería mes agosto para el caso optimo



Nota: En el mes de agosto, la estación de carga tiene la posibilidad de cargar la batería de como máximo 7 unidades de vehículos. Se aprecia un pico de potencia alrededor de las 7 am, dado que es en esos momentos donde se acumulan las baterías de los vehículos para ser cargados. Las baterías se demoran en cargar como máximo hasta las 3 pm.

Figura 12.9

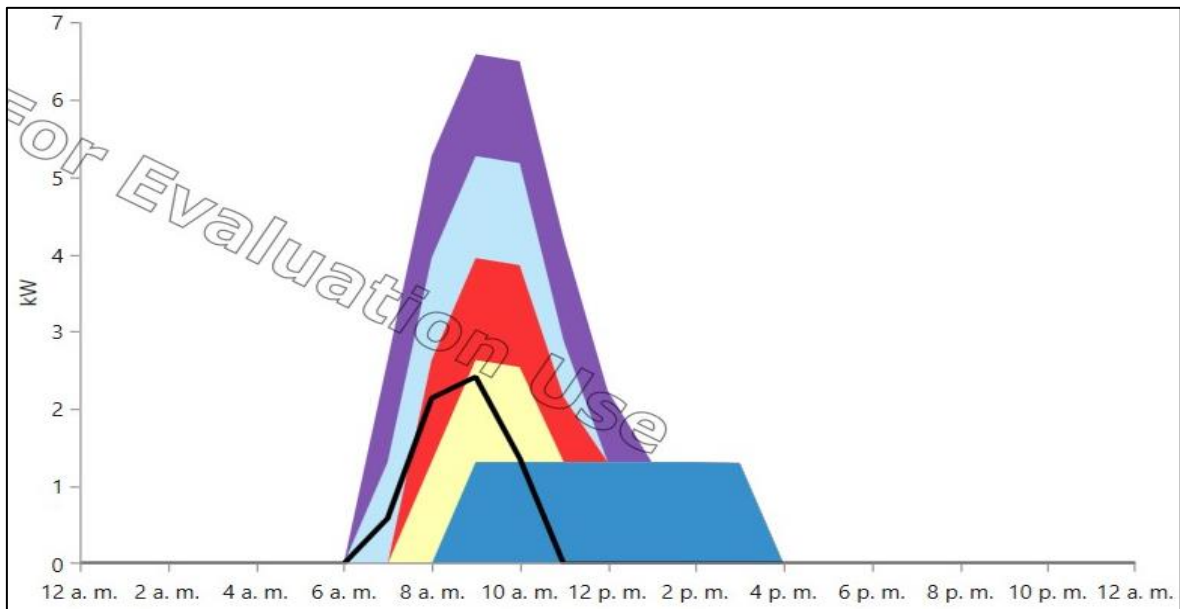
Carga de batería mes setiembre para el caso optimo



Nota: En el mes de setiembre, la estación de carga tiene la posibilidad de cargar la batería de como máximo 7 unidades de vehículos. Se aprecia un pico de potencia alrededor de las 8 am, dado que es en esos momentos donde se acumulan las baterías de los vehículos para ser cargados. Las baterías se demoran en cargar como máximo hasta las 2 pm.

Figura 12.10

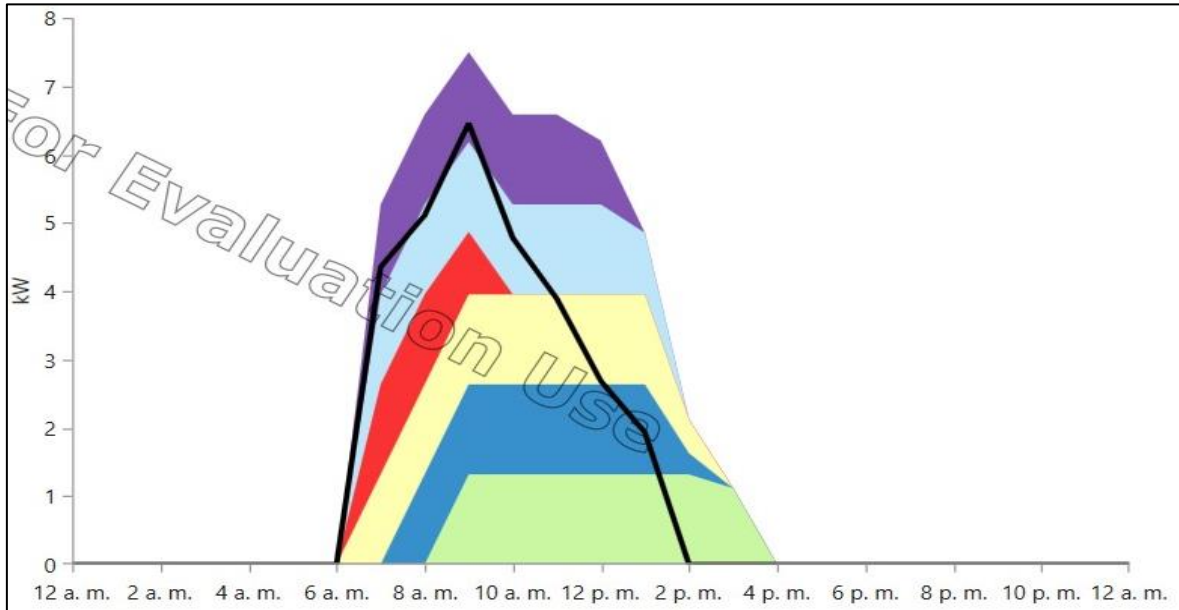
Carga de batería mes octubre para el caso optimo



Nota: En el mes de octubre, la estación de carga tiene la posibilidad de cargar la batería de como máximo 5 unidades de vehículos. Se aprecia un pico de potencia alrededor de las 9 am, dado que es en esos momentos donde se acumulan las baterías de los vehículos para ser cargados. Las baterías se demoran en cargar como máximo hasta las 4 pm.

Figura 12.11

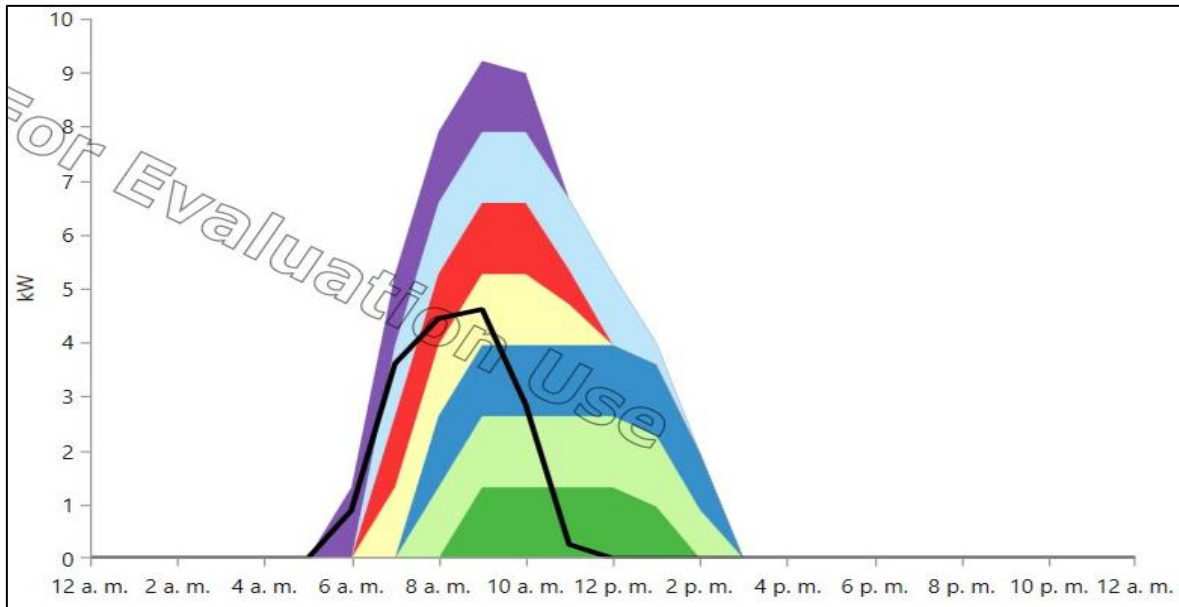
Carga de batería mes noviembre para el caso optimo



Nota: En el mes de noviembre, la estación de carga tiene la posibilidad de cargar la batería de como máximo 6 unidades de vehículos. Se aprecia un pico de potencia alrededor de las 9 am, dado que es en esos momentos donde se acumulan las baterías de los vehículos para ser cargados. Las baterías se demoran en cargar como máximo hasta las 4 pm.

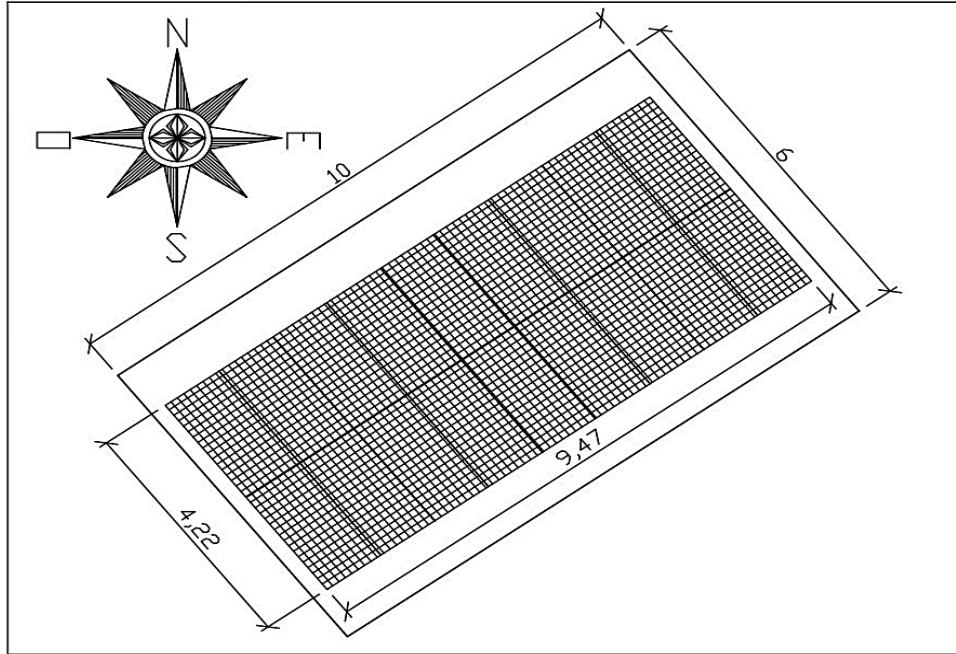
Figura 12.12

Carga de batería mes diciembre para el caso optimo



Nota: En el mes de noviembre, la estación de carga tiene la posibilidad de cargar la batería de como máximo 7 unidades de vehículos. Se aprecia un pico de potencia alrededor de las 9 am, dado que es en esos momentos donde se acumulan las baterías de los vehículos para ser cargados. Las baterías se demoran en cargar como máximo hasta las 3 pm.

Anexo 13: Plano de ubicación y distribución de la estación de carga



DISTRIBUCIÓN DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO

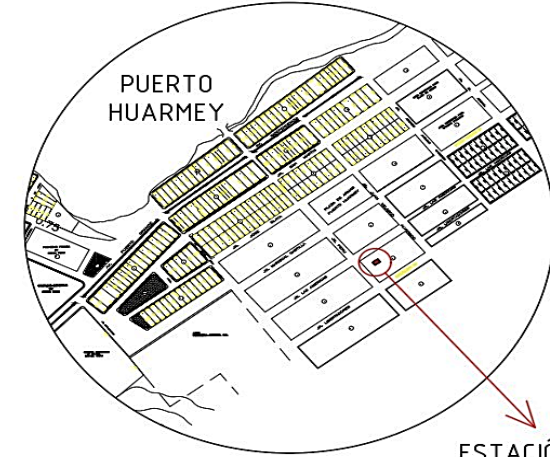
ESCALA 1/100

LEYENDA

| SÍMBOLO | DESCRIPCIÓN | CANTIDAD |
|---------|---|----------|
| | PANEL FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO PERC 455 Wp | 18 Und. |

CUADRO DE ÁREAS

| ITEM | DESCRIPCIÓN | UNIDAD |
|------|---------------------------|----------------------|
| 1 | ÁREA DISPONIBLE | 60,00 m ² |
| 2 | ÁREA ARREGLO FOTOVOLTAICO | 39,96 m ² |



UBICACIÓN
ESCALA 1/1000

ESTACIÓN DE CARGA

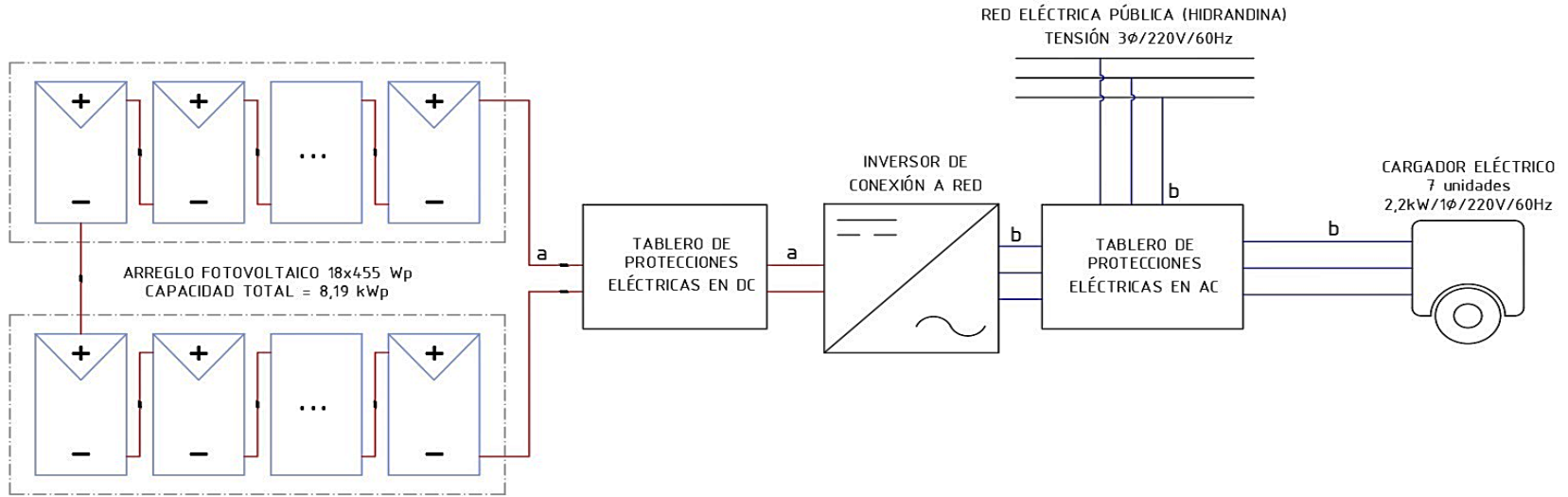
Coordenadas geográficas y UTM de la estación de carga

| Coordenadas geográficas | Coordenadas UTM WGS 84 (ZONA 17 S) |
|-------------------------------|------------------------------------|
| Latitud: 10° 06' 04,7" Sur | Este: X = 811065,20 |
| Longitud: 78° 09' 42,9" Oeste | Norte: Y = 8882035,30 |

| | | |
|--|---|-------------|
| | UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA | |
| | PROYECTO: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE CARGA DE VEHÍCULOS MENORES USANDO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN HUARMEY | |
| PLANO: UBICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO | | |
| AUTOR: Bach. PRETELL GONZALES, MARIA PIA | LOCALIDAD: PUERTO HUARMEY | P-01 |
| ASESOR: Dr. ARANGURI CAYETANO, DENIS JAVIER | DISTRITO: HUARMEY | |
| ESCALA: 1/100 | FECHA: ENERO - 2024 | |
| DEPARTAMENTO: ÁNCASH | | |

Anexo 14: Diagrama multifilar de la estación de carga

DIAGRAMA MULTIFILAR DEL SISTEMA DE ESTACIÓN DE CARGA DE VEHÍCULOS MENORES USANDO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA



LEYENDA

| SÍMBOLO | DESCRIPCIÓN |
|---------|---|
| | PANEL FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO PERC 455 Wp |
| | INVERSOR DE CONEXIÓN A RED DE 6,00 kW |
| | CARGADOR ELÉCTRICO 2,2kW 1φ/220V/60Hz |

LEYENDA DE CONDUCTORES

| SÍMBOLO | DESCRIPCIÓN |
|---------|---|
| | CONDUCTOR TIPO PV SOLAR ZZ-F / H1Z2Z2-K 2-1x4 mm ² |
| | CONDUCTOR TIPO N2XOH 3-1x4 mm ² |

| | | |
|---|---|--------------------------------|
| | UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA | |
| | PROYECTO: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE CARGA DE VEHÍCULOS MENORES USANDO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN HUARMEY | |
| PLANO: DIAGRAMA MULTIFILAR DEL SISTEMA | | |
| AUTOR: Bach. PRETELL GONZALES, MARIA PIA | LOCALIDAD: PUERTO HUARMEY | PLANO N°: |
| ASESOR: Dr. ARANGURI CAYETANO, DENIS JAVIER | DISTRITO: HUARMEY | P-02 |
| ESCALA: SIN ESCALA | FECHA: ENERO - 2024 | |
| | | DEPARTAMENTO: ÁNCASH |