

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**ANÁLISIS DE LAS DEFICIENCIAS TÉCNICAS Y
OPERATIVAS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y SU
IMPACTO EN LA PERCEPCIÓN DEL SERVICIO EN
USUARIOS DE LA TARIFA BT8 DE LA EMPRESA ELECTRO
ORIENTE, REGIÓN LORETO**

PRESENTADO POR:

Br. KEVIN SANABRIA TINTA

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

ASESOR:

Dr. JOSÉ WILFREDO CALLASI QUISPE

CUSCO – PERÚ

2026



Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

INFORME DE SIMILITUD

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

El que suscribe, el **Asesor Dr. José Wilfredo Callasi Quispe** quien aplica el software de detección de similitud al trabajo de tesis titulada: "ANÁLISIS DE LAS DEFICIENCIAS TÉCNICAS Y OPERATIVAS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y SU IMPACTO EN LA PERCEPCIÓN DEL SERVICIO EN USUARIOS DE LA TARIFA BT8 DE LA EMPRESA ELECTRO ORIENTE, REGIÓN LORETO".

Presentado por el bachiller: **Kevin Sanabria Tinta** con DNI N° 71036947; para optar el título Profesional de **Ingeniero Electricista**.

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 01 vez, mediante el Software de Similitud, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso del Sistema Detección de Similitud en la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de **2%**.

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

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

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

Cusco, 10 de agosto de 2026



Firma

Post firma: DR. JOSÉ WILFREDO CALLASI QUISPE

Nro. de DNI: 23812797

ORCID del Asesor 0000-0003-0714-4499

Se adjunta:

- Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
- Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: **oid: 27259:612186711**

TESIS SFV TARIFA BT8 SANABRIA EXP.pdf

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:612186711

Fecha de entrega

3 ago 2026, 3:17 p.m. GMT-5

Fecha de descarga

4 ago 2026, 8:44 a.m. GMT-5

Nombre del archivo

TESIS SFV TARIFA BT8 SANABRIA EXP.pdf

Tamaño del archivo

19.8 MB

390 páginas

65.342 palabras

390.426 caracteres

2% Similitud general

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

Filtrado desde el informe

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

Fuentes principales

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

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

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

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

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

AGRADECIMIENTOS

Al culminar esta etapa de mi formación profesional, expreso mi profundo agradecimiento a Dios (Señor de Qoylluritty) por brindarme salud, fortaleza y guiar mi camino durante el desarrollo de este importante logro académico. Asimismo, agradezco a mi casa de estudios, la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, por haberme brindado la oportunidad de alcanzar mis objetivos académicos y profesionales.

De manera especial, expreso mi más sincero agradecimiento al Ing. Wilfredo Callasi Quispe por su orientación, paciencia y apoyo constante durante el desarrollo de la presente tesis. Del mismo modo, expreso mi reconocimiento y gratitud a mis revisores, la Ing. Mary Elisa Barrionuevo Prado y el Ing. Octavio Cañihua Cayocusi, quienes, con sus conocimientos, observaciones, recomendaciones y orientación académica, contribuyeron significativamente al fortalecimiento y culminación de la presente tesis.

Finalmente, hago extensivo mi agradecimiento a todos mis docentes, quienes fueron parte fundamental en mi formación profesional y académica.

Kevin Sanabria

DEDICATORIA

A mis queridos padres, Rosendo Sanabria Pantoja y Victoria Tinta Achahui, por su amor incondicional, sacrificio, esfuerzo y valioso ejemplo de vida, que me han permitido alcanzar este importante logro académico. A mis hermanos, familiares y a todas las personas que me brindaron su apoyo, confianza y aliento durante este camino, siendo parte fundamental para la culminación de esta importante etapa de mi vida.

Kevin Sanabria

INTRODUCCIÓN

El acceso a un suministro eléctrico confiable, continuo y de calidad constituye un factor determinante para el desarrollo social y económico de las poblaciones rurales, al incidir directamente en condiciones básicas como la iluminación, la educación, la salud y la productividad. En regiones como Loreto, caracterizadas por una compleja geografía amazónica, alta dispersión poblacional y limitaciones estructurales para la expansión de redes convencionales, la electrificación rural enfrenta importantes barreras técnicas y económicas. En este escenario, los sistemas fotovoltaicos domiciliarios han emergido como una solución tecnológica clave para abastecer de energía a comunidades aisladas, permitiendo superar las restricciones del sistema eléctrico interconectado.

En el marco de esta estrategia, la empresa Electro Oriente S.A. implementa el suministro eléctrico mediante la tarifa BT8, orientada a usuarios ubicados fuera del alcance de la red convencional. Este esquema ha permitido ampliar significativamente la cobertura eléctrica en zonas rurales, contribuyendo a mejorar la calidad de vida de miles de familias. No obstante, pese a su relevancia, la operación de estos sistemas presenta una serie de deficiencias técnicas y operativas que comprometen su desempeño, afectando tanto la continuidad del servicio como la satisfacción de los usuarios.

En este contexto, la presente investigación propone:

En primer lugar, evaluar las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos instalados en las provincias de Maynas y Requena, Esta propuesta aborda de manera integral el funcionamiento de los principales componentes del sistema —módulos fotovoltaicos, baterías, controladores e instalaciones eléctricas—, así como su nivel de

conservación, condiciones de operación, factores ambientales y sociales que inciden en su desempeño. A partir de ello, se busca identificar las principales fallas y puntos críticos, tales como la degradación prematura de baterías, el deterioro de los paneles solares, deficiencias en la instalación o limitaciones en las prácticas de mantenimiento.

En segundo lugar, analizar la percepción del servicio eléctrico en usuarios con tarifa BT8, este enfoque reconoce que la calidad del servicio no se limita al funcionamiento técnico del sistema fotovoltaico, sino que también depende de cómo los usuarios experimentan aspectos como la continuidad del suministro, la cobertura de sus necesidades energéticas y la capacidad de respuesta ante fallas o incidencias. En ese sentido, el análisis de la percepción del usuario permite evidenciar posibles brechas entre el desempeño técnico del sistema y la calidad del servicio percibida, aportando una dimensión social fundamental para la evaluación del programa.

En tercer lugar, determinar el impacto de las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos en la percepción del servicio eléctrico en los usuarios con tarifa BT8, el análisis desarrollado busca responder a la siguiente lógica: ¿Cómo las deficiencias técnicas del sistema afectan la capacidad de suministro de energía?, ¿De qué manera estas limitaciones se traducen en restricciones de uso y fallas en el servicio? y ¿Por qué, a pesar de estas deficiencias, los usuarios mantienen niveles relativamente altos de satisfacción?. A partir de estas preguntas, se desarrolla un análisis por dimensiones que permite evidenciar que la relación entre ambas variables no es lineal, sino que se encuentra mediada por factores contextuales, particularmente el ajuste de expectativas del usuario.

En consecuencia, este apartado no solo describe la relación entre variables, sino que permite explicar la existencia de una brecha entre la calidad técnica del servicio y su valoración percibida, la cual constituye el eje central de la presente investigación.

Finalmente, el estudio plantea una propuesta de mejora orientada a optimizar el servicio eléctrico basado en sistemas fotovoltaicos individuales no conectados a red, integrando los resultados del diagnóstico técnico y operativo con la valoración de los usuarios. Estas propuestas se enfocan en el fortalecimiento de la gestión de mantenimiento, la mejora de los mecanismos de atención al usuario, la capacitación para el uso adecuado de los sistemas y la incorporación de estrategias que permitan reducir la recurrencia de fallas. De esta manera, la investigación busca contribuir al fortalecimiento y sostenibilidad del esquema BT8, promoviendo un acceso más equitativo, eficiente y confiable a la energía eléctrica en las zonas rurales más aisladas de la región Loreto.

RESUMEN

La presente investigación analiza las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos individuales ubicados en las provincias de Maynas y Requena, y evalúa su impacto en la percepción del servicio eléctrico en usuarios de la Tarifa BT8 de Electro Oriente S.A. en la región Loreto. El estudio se desarrolló bajo un enfoque mixto, con alcance descriptivo–correlacional, considerando una muestra–encuesta de 336 usuarios de la Tarifa BT8 y personal vinculado a la operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos.

La evaluación evidenció un desajuste entre la oferta y la demanda energética (≈ 200 Wh/día frente a ≈ 774 Wh/día), la estandarización del diseño con 82.81% de sistemas fotovoltaicos de 85 W, sobrecarga del sistema y la manipulación por parte de los usuarios. Aunque los SFV presentan un funcionamiento operativo aceptable, las condiciones geográficas y climáticas dificultan el movimiento logístico, la atención de fallas y la ejecución del mantenimiento.

Respecto a la percepción del servicio, el 25.9% de los usuarios dispone de energía menos de 8 horas diarias, el 11.9% reportó fallas en el periodo 2024-2025 y el 27.98% esperó entre 181 y 360 días para la atención de reclamos. Aunque el 90.77% manifestó estar satisfecho, solo el 0.30% se declaró muy satisfecho, evidenciando una brecha entre la calidad técnica del servicio y su valoración. En respuesta, se propone una estrategia integral basada en la modernización tecnológica, la adecuación del diseño, el fortalecimiento del mantenimiento, la trazabilidad operativa y la mejora de la atención al usuario.

Palabras clave: Sistemas fotovoltaicos, Electrificación rural, Tarifa BT8, Percepción del servicio, Mantenimiento.

ABSTRACT

This research analyzes the technical and operational deficiencies of individual photovoltaic systems located in the provinces of Maynas and Requena, and evaluates their impact on the perception of electricity service among users of the BT8 tariff of Electro Oriente S.A. in the Loreto region. The study was conducted using a mixed-methods approach, with a descriptive-correlational scope, considering a survey sample of 336 BT8 tariff users and personnel involved in the operation and maintenance of the photovoltaic systems.

The evaluation revealed a mismatch between energy supply and demand (approximately 200 Wh/day versus approximately 774 Wh/day), standardized design with 82.81% of photovoltaic systems being 85 W, system overload, and user manipulation. Although the PV systems exhibit acceptable operational performance, the geographical and climatic conditions hinder logistical movement, troubleshooting, and maintenance.

Regarding service perception, 25.9% of users have power for less than 8 hours per day, 11.9% reported outages during the 2024-2025 period, and 27.98% waited between 181 and 360 days for their complaints to be addressed. Although 90.77% reported being satisfied, only 0.30% declared themselves very satisfied, highlighting a gap between the technical quality of the service and its perceived value. In response, a comprehensive strategy is proposed based on technological modernization, design improvements, strengthened maintenance, operational traceability, and enhanced customer service.

Keywords: Photovoltaic systems, Rural electrification, BT8 tariff, Service perception, Maintenance.

TABLA DE CONTENIDO

ÍNDICE

CAPITULO I	18
1. ASPECTOS GENERALES	18
1.1. Introducción.....	18
1.2. Ámbito Geográfico	21
1.3. El Problema	29
1.4. Formulación del Problema.....	33
1.5. Objetivos de la Investigación	34
1.6. Justificación de la Investigación.....	34
1.7. Alcances y Limitaciones del Estudio.....	39
1.8. Hipótesis	40
1.9. Variables e Indicadores	41
1.10. Matrices.....	42
CAPÍTULO II	46
2. MARCO TEÓRICO.....	46
2.1. Antecedentes.....	47
2.2. Bases teóricas	55
2.3. Marco Conceptual.....	74
2.4. Marco Normativo	80
2.4.1. Decreto Ley N.º 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas.....	80
2.4.2. Decreto Supremo N.º 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.....	81
2.4.3. Decreto Supremo N.º 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).	81
2.4.4. Resolución Ministerial N.º 203-2013-MEM/DM: Aprueban el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022. Peru.	81
2.4.5. Decreto Supremo N.º 018-2020-EM – Reglamento de la Ley N.º 28749 (Ley General de Electrificación Rural).	82
2.4.6. Ley N.º 28749 – Ley General de Electrificación Rural.	82
2.4.7. Resolución Directoral N.º 0132-2018-MEM/DGE – Norma técnica de Sistemas Eléctricos Rurales No Convencionales abastecidos por SFV autónomos.	82

2.4.8.	Resoluciones del Consejo Directivo de OSINERGMIN sobre Tarifa Eléctrica Rural y supervisión (p. ej. N.º 122-2018-OS/CD; N.º 147-2018-OS/CD).	83
2.4.9.	Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N.º 051-2021-OS/CD – “Procedimiento para la Fiscalización de la Generación Eléctrica mediante Sistemas Fotovoltaicos No Conectados a Red”.	83
2.4.10.	Ley N.º 27510 – Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica.	83
2.4.11.	Decreto Supremo N.º 020-2013-EM – Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red.	84
CAPÍTULO III.....		85
3.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	85
3.1.	Tipo y enfoque de investigación.....	85
3.2.	Nivel y diseño de investigación.....	86
3.3.	Población y Muestra	87
3.4.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	92
3.4.1.	Encuesta:	92
3.4.2.	Ficha técnica:	97
3.4.3.	Entrevista técnica:	108
3.4.4.	Triangulación de Datos	115
CAPÍTULO IV.....		117
4.	EVALUACIÓN DE LAS DEFICIENCIAS TÉCNICAS Y OPERATIVAS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	117
4.1.	Evaluación del diseño y dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos individuales existentes.....	118
4.1.1.	Potencia nominal instalada del sistema fotovoltaico	124
4.1.2.	Capacidad de almacenamiento energético	127
4.1.3.	Adecuación de la capacidad instalada a la demanda del usuario.....	132
4.1.4.	Sobrecarga del sistema por uso de equipos eléctricos	134
4.2.	Estado y calidad de los componentes	136
4.2.1.	Condición operativa del panel fotovoltaico	137
4.2.2.	Condición operativa del sistema de almacenamiento (baterías).....	145
4.2.3.	Condición operativa del controlador de carga	162
4.2.4.	Evaluación técnica global del sistema fotovoltaico	169
4.3.	Instalación y condiciones técnicas del sistema.....	173
4.3.1.	Orientación del panel fotovoltaico.....	173

4.3.2.	Inclinación del panel fotovoltaico.....	176
4.3.3.	Condiciones del cableado y conexiones	179
4.3.4.	Manipulación o vulneración del sistema.....	182
4.4.	Gestión y mantenimiento.....	186
4.4.1.	Cumplimiento del mantenimiento programado	189
4.4.2.	Predominancia del mantenimiento preventivo vs correctivo.....	195
4.4.3.	Eficacia del mantenimiento preventivo	199
4.4.4.	Limitaciones operativas	201
4.5.	Integración de resultados de las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos.....	205
CAPÍTULO V.....		211
5.	PERCEPCIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN USUARIOS BT8	211
5.1.	Continuidad del servicio.....	213
5.1.1.	Horas diarias de suministro eléctrico.....	213
5.1.2.	Frecuencia de interrupciones del servicio.....	215
5.1.3.	Frecuencia de mantenimiento percibida	217
5.1.4.	Tiempo de respuesta ante fallas del servicio.....	219
5.2.	Cobertura energética.....	222
5.2.1.	Suficiencia energética percibida	222
5.2.2.	Restricciones en el uso de equipos eléctricos	226
5.2.3.	Necesidades energéticas no cubiertas	228
5.3.	Satisfacción del usuario	230
5.3.1.	Cumplimiento de expectativas del servicio	231
5.3.2.	Nivel de satisfacción general	233
5.3.3.	Expectativas de mejora del servicio.....	235
5.4.	Integración de resultados y síntesis de la percepción del servicio	237
CAPÍTULO VI.....		242
6.	IMPACTO DE LAS DEFICIENCIAS TÉCNICAS Y OPERATIVAS EN LA PERCEPCIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN USUARIOS DE LA TARIFA BT8	242
6.1.	Diseño y dimensionamiento del sistema vs cobertura energética	243
6.2.	Estado y calidad de los componentes vs cobertura energética y continuidad del servicio.....	246
6.3.	Instalación y condiciones técnicas del sistema vs continuidad del servicio	248

6.4. Gestión y ejecución del mantenimiento técnico vs continuidad y percepción del servicio	250
6.5. Relación global con la satisfacción del usuario.....	252
CAPÍTULO VII	256
7. PROPUESTA DE MEJORAS PARA OPTIMIZAR EL SERVICIO ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO.....	256
7.1. Contexto institucional y operativo de la intervención	257
7.1.1. Rol del Estado en la electrificación rural con sistemas fotovoltaicos.....	257
7.1.2. Responsabilidad de la empresa operadora (Electro Oriente).....	259
7.1.3. Estructura y lógica de funcionamiento de la tarifa BT8	260
7.1.4. Implicancias del esquema tarifario BT8 en la sostenibilidad del servicio.....	263
7.2. Propuestas de mejora	264
7.2.1. Propuesta técnica	264
7.2.2. Perfiles de demanda reales en el dimensionamiento.....	264
7.2.3. Redimensionamiento del sistema fotovoltaico	265
7.2.4. Optimización del almacenamiento (baterías).....	268
7.2.5. Mejora en la selección de controladores de carga	274
7.2.6. Mejora en los criterios técnicos de instalación y configuración eléctrica	281
7.2.7. Condicionantes de viabilidad técnico–económica del esquema BT8	282
7.2.8. Propuesta Operativa.....	288
7.2.8.1. Mejora en la gestión operativa del servicio.....	288
7.2.8.2. Participación del usuario en la operación y uso eficiente del sistema	299
7.3. Síntesis de la propuesta de mejora.....	303
CONCLUSIONES	305
RECOMENDACIONES.....	307
BIBLIOGRAFÍA	309
ANEXOS	315

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Cantidad de Sistemas Fotovoltaicos Instalados en Maynas y Requena.....	19
Tabla 2 Cantidad de usuarios de Maynas y Requena.....	24
Tabla 3 Provincias consideradas en el estudio.....	25
Tabla 4 Variables y Dimensiones de la Investigación	42
Tabla 5 Matriz de Consistencia.....	43
Tabla 6 Matriz de Operacionalización de Variables.....	44
Tabla 7 Población de Usuarios de la Tarifa BT8 en Distritos de las Provincias de Maynas y Requena.....	87
Tabla 8 Distribución proporcional de la muestra para encuestas de Usuarios de la Tarifa BT8 en distritos de las Provincias de Maynas y Requena	90
Tabla 9 Triangulación de datos e instrumentos de recolección	115
Tabla 10 Instrumentos aplicados para determinar la evaluación de las deficiencias técnicas y operativas	117
Tabla 11 Modelo de cargas para el sistema fotovoltaico Tarifa 100 Wp tipo SFD.....	121
Tabla 12 Modelo de cargas para el sistema fotovoltaico Tarifa 320 Wp tipo SFC	123
Tabla 13 Características de Componentes de SFV inspeccionados por Osinergmin	129
Tabla 14 Energía Promedio Mensual Disponible tipo SFD y SFC.....	130
Tabla 15 Cálculo de la Energía Promedio Diaria	130
Tabla 16 Modelo de cargas para los Sistemas Fotovoltaicos 100 Wp – 2g, existentes Tipo SFD en 12 Vcc.	130
Tabla 17 Demanda Eléctrica Actual de los Clientes con Sistemas Fotovoltaicos del Tipo SFD	131
Tabla 18 Características Técnicas complementarias del módulo solar ZYTECH ZT85S.....	140
Tabla 19 Indicador de deficiencia de componentes del sistema fotovoltaico.....	144
Tabla 20 Características técnicas del controlador de carga de los sistemas fotovoltaicos	147
Tabla 21 Características de descarga de corriente @25°C de Batería Ritar 90 Ah	148
Tabla 22 Características Técnicas de la Batería TROJAN 91 Ah@20Hr	151
Tabla 23 Se muestra Especificaciones Eléctricas en régimen C20 y Ajustes de Voltaje de Carga (en 77°F/25°C).....	152
Tabla 24 Características técnicas del controlador de carga de los sistemas fotovoltaicos	165
Tabla 25 Indicador de mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos evaluados.....	185
Tabla 26 Ilustración – Programación de Mantenimiento Mensual – Contratista Operaciones Andes EIRL	190
Tabla 27 Cobertura de inspección de Componentes Durante los Mantenimientos Preventivos.	192
Tabla 28 Actividades Correctivas Registradas en Campo Según Fichas Técnicas, 2025	196
Tabla 29 Stock de almacén de Electro Oriente SA, a septiembre 2025.....	203
Tabla 30 Balance energético del sistema fotovoltaico: comparación entre diseño original y uso real.....	205
Tabla 31 Rol de los componentes del sistema fotovoltaico en las deficiencias técnicas y operativas	207
Tabla 32 Tipo de operación del sistema fotovoltaico según enfoque de mantenimiento	208

Tabla 33 Síntesis de las deficiencias técnicas y operativas en sistemas fotovoltaicos domiciliarios BT8	209
Tabla 34 Interpretación integrada del desempeño del sistema fotovoltaico domiciliario BT8 ..	210
Tabla 35 Instrumentos aplicados para determinar la percepción del servicio eléctrico en usuarios BT8	211
Tabla 36 Estimación del consumo energético diario de equipos básicos en sistemas fotovoltaicos domiciliarios	225
Tabla 37 Necesidades energéticas no cubiertas por el sistema fotovoltaico.....	229
Tabla 38 Acciones propuestas por los usuarios para mejorar el servicio eléctrico.....	235
Tabla 39 Comparación entre características del sistema fotovoltaico y comportamiento del usuario.....	237
Tabla 40 Síntesis de la percepción del servicio eléctrico en usuarios BT8	239
Tabla 41 Síntesis de los resultados de las encuestas aplicadas a usuarios de la tarifa BT8.....	239
Tabla 42 Lectura integrada de la percepción del servicio.....	240
Tabla 43 Cargas consideradas en el diseño del proyecto inicial:.....	244
Tabla 44 Contraste de Hallazgos de operatividad de baterías y controladores de carga	246
Tabla 45 Descripción de los componentes del sistema fotovoltaico	247
Tabla 46 Hallazgos y evidencias de la evaluación de las deficiencias técnicas y operativas de los SFV	253
Tabla 47 Hallazgos y evidencias de la evaluación de la percepción del servicio eléctrico en clientes BT8	254
Tabla 48 Impacto de las deficiencias técnicas y operativas en la percepción del servicio en usuarios BT8	255
Tabla 49 Cálculo Tarifario para zona Selva, con Inversión 100% Estado	261
Tabla 50 Estructura de la tarifa BT8 por región y capacidad del sistema fotovoltaico (sin IGV)	261
Tabla 51 Condiciones y prestaciones del Módulo BT8-320 Wp establecidas por Osinergmin	266
Tabla 52 Comparación entre configuración actual BT8-100 y propuesta BT8-320.....	267
Tabla 53 Especificaciones Técnicas Propuestas conforme a modelo RT12100G31 Pylontech	273
Tabla 54 Comparación técnica entre controladores PWM y MPPT en sistemas fotovoltaicos domiciliarios	275
Tabla 55 Comparación de energía aprovechada en sistemas fotovoltaicos de la Tarifa BT8 ...	276
Tabla 56 Controlador de Carga 10 A Tipo MPPT propuesto, a continuación, se muestra las especificaciones técnicas:	279
Tabla 57 Cálculo de Ingresos por 3816 clientes de Electro Oriente SA conforme a Tarifa BT8	284
Tabla 58 Comparación de costos de controladores.....	286
Tabla 59 Comparación de costos de tecnologías de almacenamiento	287
Tabla 60 Evolución del mantenimiento: enfoque actual vs enfoque propuesto	291
Tabla 61 Comparación entre mantenimiento convencional y mantenimiento optimizado en sistemas BT8.....	293
Tabla 62 Integración entre mantenimiento y atención de fallas	297

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación geográfica del Departamento de Loreto	22
Figura 2 Ubicación geográfica de la Provincia de Maynas.	23
Figura 3 Ubicación geográfica de la Provincia de Requena.	23
Figura 4 Vista Satelital del Distrito de Indiana en Maynas.	25
Figura 5 Vista Satelital del Distrito de Mazan en Maynas.	26
Figura 6 Vista Satelital del Distrito de Emilio San Martín en Requena.	26
Figura 7 Vista Satelital del Distrito de Jenaro Herrera en Requena.	27
Figura 8 Vista Satelital del Distrito de Puinahua en Requena.	27
Figura 9 Vista Satelital del Distrito de Requena en Requena.	28
Figura 10 Vista Satelital del Distrito de Saquena en Requena.	28
Figura 11 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - Vista de Loreto	29
Figura 12 Fotografías de las Condiciones de Acceso en las localidades con Sistemas Fotovoltaicos	31
Figura 13 Ilustración Mapa de Pobreza en el Perú – Instituto Peruano de Economía.....	32
Figura 14 Fotografía 1 de Vivienda Existente en la zona.....	37
Figura 15 Fotografía 2 de Vivienda Existente en la zona.....	38
Figura 16 Fotografía 3 de Vivienda Existente en la zona.....	38
Figura 17 Ilustración Efecto Fotovoltaico	56
Figura 18 Ilustración – Funcionamiento de una o más celdas fotovoltaicas	58
Figura 19 Ilustración Modelo de Circuitos Equivalentes de un solo diodo	58
Figura 20 Ilustración de la tensión vs corriente de un panel fotovoltaico	60
Figura 21 Ilustración, modelo de circuitos equivalentes de un solo diodo.....	60
Figura 22 Ilustración 6 Semiconductores de tipo P y te tipo N	61
Figura 23 Ilustración 7 Oblea de Silicio Monocristalino.....	61
Figura 24 Ilustración 8 Oblea de Silicio Monocristalino.....	62
Figura 25 Ilustración 9 Oblea de Silicio Monocristalino.....	62
Figura 26 Ilustración Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	63
Figura 27 Ilustración - Sistema Fotovoltaico Autónomo sin baterías	64
Figura 28 Ilustración - Sistemas Autónomos con batería sin inversor	65
Figura 29 Ilustración - Sistemas Autónomos con baterías e inversor.....	65
Figura 30 Ilustración Sistemas Autónomos con batería, inversor y sistema de apoyo.....	66
Figura 31 Ilustración - 15 Sistema Híbrido conectado a Red.....	66
Figura 32 Instrumento 1: Encuesta estructurada mixta	94
Figura 33 Instrumento 1: Encuesta completada por cliente de SFV, Contrato: 131001762	95
Figura 34 Instrumento 1: Usuarios con SFV de la Tarifa BT8 encuestados	96
Figura 35 Instrumento 3: Ficha Técnica “A”, página 1	101
Figura 36 Instrumento 3: Entrega de copia de Ficha Técnica a usuarios del servicio fotovoltaico	102
Figura 37 Instrumento 3: Ficha Técnica “B”, página 2	106
Figura 38 Instrumento 3: Realización de Ficha Técnica por parte del Personal Técnico	107
Figura 39 Instrumento 2: Entrevista al Personal Técnico, página 1	109

Figura 40 Instrumento 2: Entrevista al Personal Técnico, página 2	110
Figura 41 Instrumento 2: Entrevista al Personal Técnico, página 3	111
Figura 42 Instrumento 2: Entrevista al Personal Técnico, Teddy Soria Pisco (Técnico Electricista)	112
Figura 43 Instrumento 2: Entrevista al Personal Técnico, Teddy Soria Pisco (Técnico Electricista)	113
Figura 44 Instrumento 2: Entrevista al Personal Técnico del servicio de mantenimiento de SFV	114
Figura 45 Radiación Solar Incidente en la provincia de Requena y Maynas - Loreto	119
Figura 46 Configuración técnica básica del SFD	120
Figura 47 Distribución de consumo por equipos eléctricos y horas durante el día	120
Figura 48 Configuración del Sistema Fotovoltaico Domiciliario.....	121
Figura 49 Configuración del Sistema Fotovoltaico para Uso Comunitario TIPO SFC.....	122
Figura 50 Configuración del Sistema Fotovoltaico para Uso Comunal TIPO SFC	123
Figura 51 Características de placa – Modulo Solar Fotovoltaico y Ficha Técnica parte “A” ...	125
Figura 52 Potencia nominal instalada en sistemas fotovoltaicos medida en las inspecciones técnicas.....	125
Figura 53 Porcentaje de Potencia nominal en sistemas fotovoltaicos	126
Figura 54 Capacidad (Ah) de almacenamiento energético de los SFV medida en las inspecciones técnicas.....	128
Figura 55 Porcentaje de Potencia nominal en sistemas fotovoltaicos	128
Figura 56 Percepción técnica sobre la adecuación de la capacidad instalada.....	133
Figura 57 Percepción técnica sobre la frecuencia de sobrecarga del sistema fotovoltaico	135
Figura 58 Equipos y prácticas que generan sobrecarga en los sistemas fotovoltaicos	136
Figura 59 Módulo Solar 85 Wp Zytech utilizado en Sistemas Fotovoltaicos Tipo SFD.	137
Figura 60 Paneles de 85 Wp. En Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios.....	138
Figura 61 Paneles de 85 Wp. Conexión en Paralelo. Potencia Total 340 Wp (Arreglo de 4 módulos)	138
Figura 62 Paneles de 85 Wp. Conexión en Paralelo. Potencia Total 340 Wp.....	139
Figura 63 Paneles de 85 Wp. Conexión en Paralelo. Potencia Total 340 Wp.....	141
Figura 64 Paneles de 85 Wp. Conexión en Paralelo. Potencia Total 340 Wp.....	141
Figura 65 Sección de la Ficha Técnica correspondiente al Panel Solar	142
Figura 66 Condición operativa del panel fotovoltaico registrada en la Fichas Técnicas de inspección	143
Figura 67 Batería 12V. Sellada con Electrolito GEL. Capacidad de 100 Ah a C20 (A °C 25 y 1.75 V/celda).....	145
Figura 68 Baterías en Sistemas Fotovoltaicos Comunales y/o institucionales (SFC)	146
Figura 69 Se observa las Mediciones de Voltaje en circuito abierto de las baterías de los SFD Y SFC	146
Figura 70 Características vitales de uso cíclico y características de almacenamiento	149
Figura 71 Características vitales de uso cíclico y características de almacenamiento	149
Figura 72 Se muestra el comportamiento de la batería Carga/Descarga vs SOC.....	150
Figura 73 Batería Trojan 27-GEL (12 Vdc, 91 Ah/C20).....	151

Figura 74	Se muestra las dimensiones de la batería	152
Figura 75	Se muestra las dimensiones de la batería	153
Figura 76	Se muestra el comportamiento del voltaje de Carga vs Tiempo	153
Figura 77	Arreglo 1: 02 baterías conectados en serie; prueba eléctrica en régimen de 01 hora	154
Figura 78	Comportamiento de la Tensión y Corriente en DC bajo régimen de descarga 01 hora con una corriente de descarga de 44 A.	155
Figura 79	Arreglo 2: 03 baterías conectados en serie; prueba eléctrica en régimen de descarga de 2 horas	156
Figura 80	Comportamiento de la Tensión y Corriente en DC bajo régimen de descarga 01 hora con una corriente de descarga de 44 A.	157
Figura 81	Arreglo 3: 05 baterías conectados en serie; prueba eléctrica en régimen de 20 horas	158
Figura 82	Comportamiento de la Tensión y Corriente en DC bajo régimen de descarga de 20 horas con una corriente de descarga de 4 A.....	159
Figura 83	Inspección detallada del sistema de almacenamiento registrada en Ficha Técnica B:	160
Figura 84	Condición operativa de las baterías registrada en la Fichas Técnicas de inspección	161
Figura 85	Controlador de Carga PHOCOS CXNup (10-40 A) PWM usado en SFD y SFC	163
Figura 86	Controlador PWM Phocos CML1022 usado en sistemas fotovoltaicos individuales	163
Figura 87	Controlador PWM Phocos CML1022 usado en sistemas fotovoltaicos individuales	164
Figura 88	Controlador PWM Phocos Cx40 para los SFV del tipo SFC.....	164
Figura 89	Inspección detallada del controlador de carga registrada en Ficha Técnica A:	167
Figura 90	Condición operativa de las baterías registrada en la Fichas Técnicas de inspección	167
Figura 91	Evaluación general del estado de los sistemas fotovoltaicos según percepción técnica	170
Figura 92	Orientación del Panel Fotovoltaico en la zona de Requena - Loreto	173
Figura 93	Mantenimiento preventivo - orientación del panel fotovoltaico tipo SFD.....	174
Figura 94	Orientación del panel fotovoltaico registrada en la Fichas Técnicas de inspección .	175
Figura 95	Mantenimiento de Sistema Fotovoltaico Verticalidad de pedestal de Panel Solar ($\pm 15^\circ$)	177
Figura 96	Verificación de la inclinación del panel fotovoltaico durante la inspección.....	178
Figura 97	Intervenciones en cableado y conexiones del sistema registrada en la Fichas Técnicas de inspección.....	179
Figura 98	Frecuencia de problemas en conexiones o cableado percibida por el personal técnico.	181
Figura 99	Presencia de manipulación o alteración del sistema fotovoltaico por parte de los usuarios	182
Figura 100	Frecuencia de manipulación del sistema fotovoltaico.....	183
Figura 101	Manipulación del SFV, instalación de Inversor en módulo de 100 Wp.....	183
Figura 102	Mantenimiento Preventivo y correctivo de SFV ejecutado en campo	187
Figura 103	Cumplimiento del mantenimiento preventivo programado según técnicos	193
Figura 104	Tipo de mantenimiento predominante en la práctica operativa	198
Figura 105	Eficacia del mantenimiento preventivo según percepción técnica.....	199

Figura 106 Principales limitaciones para la ejecución del mantenimiento técnico	201
Figura 107 Principales limitaciones para la ejecución del mantenimiento técnico	202
Figura 108 Frecuencia de mantenimiento percibida por los usuarios	205
Figura 109 Instrumento 1: Encuesta estructurada mixta	212
Figura 110 Horas diarias de suministro de energía eléctrica en usuarios con sistema fotovoltaico	214
Figura 111 Frecuencia de fallas técnicas del sistema fotovoltaico en el último año	215
Figura 112 Frecuencia de mantenimiento percibida por los usuarios	218
Figura 113 Forma de reporte de fallas del sistema fotovoltaico por parte de los usuarios.....	220
Figura 114 Tiempo de atención de reclamos del sistema fotovoltaico reportado por los usuarios	221
Figura 115 Percepción de suficiencia energética en usuarios de sistemas fotovoltaicos	223
Figura 116 Percepción de suficiencia energética en usuarios de sistemas fotovoltaicos	224
Figura 117 Usos cubiertos por la energía del sistema fotovoltaico	227
Figura 118 Nivel de conformidad con la energía recibida.....	231
Figura 119 Nivel de satisfacción de los usuarios respecto al servicio eléctrico recibido	233
Figura 120 Relación entre dimensiones: variable independiente/dependiente.....	242
Figura 121 Relación entre el diseño y dimensionamiento y la cobertura energética del servicio	243
Figura 122 Comparativa de la demanda energética de diseño vs requerimiento actual	243
Figura 123 Comparativa de la demanda energética de diseño vs requerimiento actual	245
Figura 124 Relación entre el estado de los componentes del sistema fotovoltaico y la cobertura energética y continuidad del servicio.....	246
Figura 125 Relación entre las condiciones de instalación del sistema fotovoltaico y la continuidad del servicio eléctrico	248
Figura 126 Relación entre la gestión del mantenimiento técnico y la continuidad y percepción del servicio eléctrico	250
Figura 127 Relación global entre las deficiencias técnicas del sistema y la satisfacción del usuario	253
Figura 128 Enfoque de la propuesta de mejora de los sistemas fotovoltaicos	257
Figura 129 Rol del Estado en la electrificación rural con sistemas fotovoltaicos	259
Figura 130 Responsabilidad de la empresa operadora en sistemas fotovoltaicos rurales	260
Figura 131 Flujo de financiamiento del servicio eléctrico en sistemas fotovoltaicos domiciliarios (Tarifa BT8).....	263
Figura 132 Comparación de la profundidad de descarga y vida útil entre baterías de plomo-ácido y LiFePO ₄	269
Figura 133 Curva potencia-voltaje y punto de operación en controladores PWM.	274
Figura 134 Comparación de energía generada y energía útil en sistemas fotovoltaicos con controladores PWM y MPPT.....	277
Figura 135 Propuesta de nueva Ficha Técnica	292
Figura 136 Comparación de la frecuencia de fallas según estrategia de mantenimiento en sistemas fotovoltaicos.	293
Figura 137 Programa de Capacitación para usuarios del Sistema Fovoltaiico Tarifa BT8.....	301

CAPITULO I

1. ASPECTOS GENERALES

1.1. Introducción

El acceso a la energía eléctrica constituye un componente fundamental para el desarrollo humano y económico sostenible, al incidir directamente en la educación, la salud, la seguridad y la productividad de las comunidades. En el Perú, el déficit de cobertura eléctrica en zonas rurales sigue siendo una de las principales limitaciones estructurales para la reducción de la pobreza y la inclusión social. Esta brecha es particularmente visible en la región Loreto, donde las condiciones geográficas, la dispersión poblacional y la compleja logística fluvial dificultan la extensión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) (Ministerio de Energía y Minas [MINEM], 2015).

Ante esta realidad, el Estado peruano implementó durante la última década una serie de programas y proyectos orientados a la electrificación rural mediante el aprovechamiento de fuentes renovables. Entre 2013 y 2016, se desarrollaron en Loreto diversos proyectos de Sistemas Fotovoltaicos Aislados (SFA), tanto domiciliarios como colectivos, ejecutados por el MINEM. Dichas intervenciones se enmarcaron en la política nacional de energías renovables y en la creación de la tarifa eléctrica BT8, diseñada para facilitar la operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos en localidades no conectadas a la red principal (DAR, 2023).

Los Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD) consistieron en kits solares individuales instalados en viviendas rurales, con potencias que oscilaron entre 50 y 120 Wp, permitiendo el uso básico de iluminación y cargas en corriente continua a 12 Vdc. Por su parte, los Sistemas Fotovoltaicos Colectivos (SFC) fueron diseñados con mayor capacidad con potencias de hasta 320 Wp con una tensión de servicio a 220 Vac permitiendo el uso en iluminación y cargas en

corriente alterna, las mismas que fueron instaladas en instituciones educativas, locales comunales, puestos policiales y centros de salud. Según un estudio de la DAR (Derecho, Ambiente y Recursos Naturales) (DAR, 2023), durante este periodo se instalaron miles de sistemas fotovoltaicos en las localidades de las provincias de Maynas y Requena.

Tabla 1

Cantidad de Sistemas Fotovoltaicos Instalados en Maynas y Requena

Nº	PROVINCIA	DISTRITO	SISTEMAS INSTALADOS
1	Maynas	Las Amazonas	12
2		Mazán	537
3	Requena	Alto Tapiche	470
4		Emilio San Martín	170
5		Jenaro Herrera	642
6		Puinahua	158
7		Requena	1057
8		Saquena	281
9		Indiana	121
10		Soplin Curinga	166
11		Tapiche	83
12		Maquia	119
Total			3816

Nota: Adaptado de Electro Oriente S.A. (2024). Términos de referencia del servicio de gestión comercial, operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos 2024 – Loreto. SEACE.

El propósito central de estos proyectos fue garantizar el acceso universal a servicios eléctricos básicos mediante el aprovechamiento sostenible de la radiación solar, abundante en la región. Sin embargo, a lo largo de los años posteriores a su implementación **se identificaron diversas deficiencias técnicas y operativas** que limitan la sostenibilidad de los sistemas fotovoltaicos y afectan la percepción de los usuarios sobre la calidad del servicio. Según DAR (DAR, 2023), estas deficiencias incluyen fallas en los módulos fotovoltaicos, deterioro prematuro de las baterías, ausencia de mantenimiento preventivo, carencia de repuestos,

irregularidades en la atención técnica y falta de supervisión constante por parte de los concesionarios.

Electro Oriente es el responsable de la operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos bajo el régimen de la tarifa BT8, con un esquema de subsidio cruzado regulado por el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE). No obstante, diversos informes institucionales señalan inconsistencias en la gestión operativa de la empresa, particularmente en la frecuencia de las visitas técnicas, la disponibilidad de repuestos y el registro de intervenciones realizadas (Electro Oriente, 2024; DAR, 2023). Tales limitaciones generan una brecha entre el diseño del programa y su ejecución real, afectando la sostenibilidad técnica y la percepción de los usuarios.

Pese a los beneficios iniciales de los sistemas fotovoltaicos, la mayoría de los proyectos implementados en Loreto no cuentan con estrategias sólidas de reposición de equipos ni con mecanismos claros de participación comunitaria. Esto provoca que, tras algunos años de operación, los sistemas queden inactivos o funcionen de manera intermitente. Asimismo, la falta de coordinación entre las instituciones responsables —como el MINEM, la DGER y Electro Oriente SA debilita los procesos de monitoreo y control del proyecto.

En términos de política energética, los años 2013 a 2016 representaron una etapa clave en la promoción de energías renovables rurales en el país. Programas como el Proyecto de Electrificación Rural con Energías Renovables No Convencionales del MINEM, financiado por organismos internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), impulsaron la instalación de más de 200,000 sistemas solares a nivel nacional, siendo Loreto una de las regiones prioritarias por su aislamiento geográfico y bajo nivel de electrificación (MINEM, 2015; DAR, 2023). Sin embargo, la falta de un modelo integral de gestión postinstalación y la

ausencia de mecanismos locales de sostenibilidad económica condicionan la permanencia de los beneficios.

La importancia de evaluar las **deficiencias técnicas y operativas** de los sistemas fotovoltaicos radica en su **relación directa** con la **percepción del servicio eléctrico** por parte de los usuarios rurales. En contextos amazónicos, donde la energía eléctrica representa no sólo un recurso económico sino también un factor de inclusión social, la calidad del servicio está asociada a la confianza institucional, la equidad tarifaria y la continuidad de la atención (Eras-Almeida et al., 2019). Una operación deficiente no solo afecta la funcionalidad técnica, sino que también debilita la legitimidad del programa estatal ante la población beneficiaria.

En ese sentido, **el presente estudio se orienta** a analizar las **deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos** administrados por Electro Oriente en las provincias de Maynas y Requena, y a evaluar su impacto en la **percepción del servicio entre los usuarios** de la tarifa BT8. Este análisis permitirá **identificar** los principales factores que limitan la sostenibilidad de los sistemas y **formular** recomendaciones que contribuyan a mejorar la gestión de los programas de electrificación rural en la Amazonía Peruana.

Así, la investigación busca aportar evidencia técnica y social para fortalecer los futuros proyectos de energías renovables en zonas aisladas, consolidando una visión integral que combine eficiencia tecnológica, y participación comunitaria, elementos indispensables para garantizar el derecho al acceso equitativo y sostenible a la energía en el país.

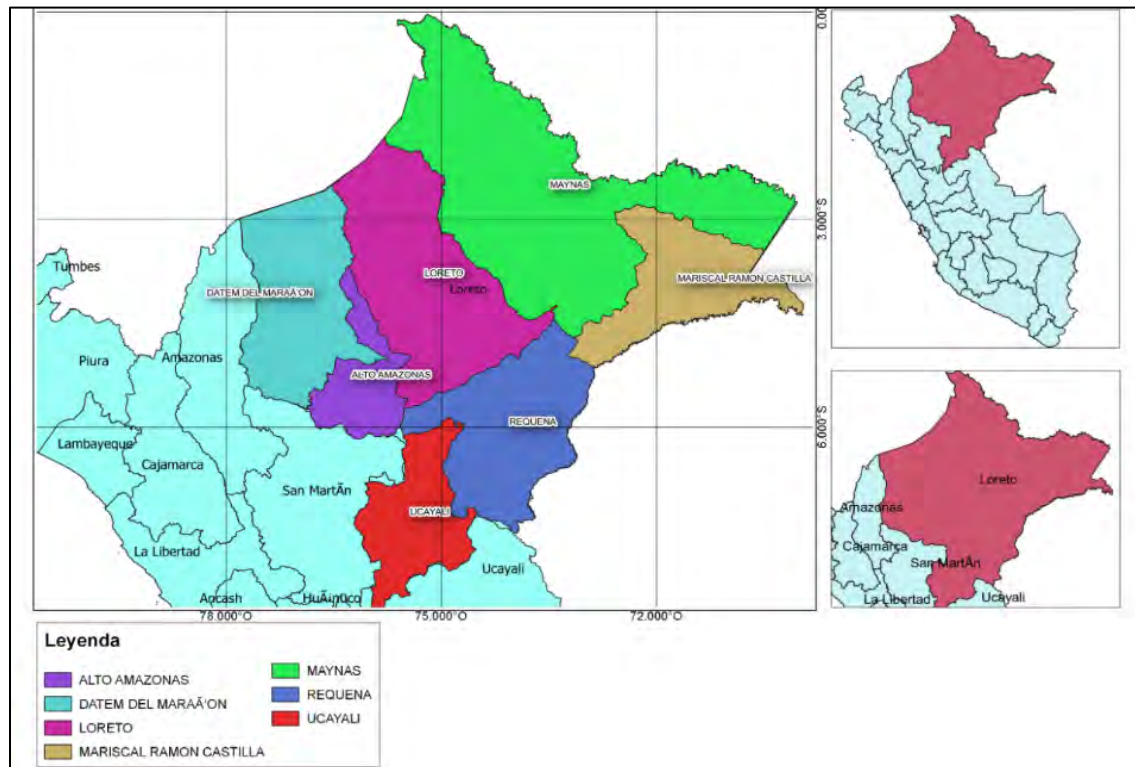
1.2. Ámbito Geográfico

El estudio se desarrolla en las provincias de Maynas y Requena, en el departamento de Loreto, ubicado en la Amazonía peruana, que es la región más extensa del país —representa más del 28 % del territorio nacional— y abarca más del 50 % de la Amazonía peruana. Esta región

está caracterizada por una baja densidad poblacional y una dispersión geográfica marcada, lo cual complica enormemente la provisión de servicios básicos como el abastecimiento eléctrico.

Figura 1

Ubicación geográfica del Departamento de Loreto



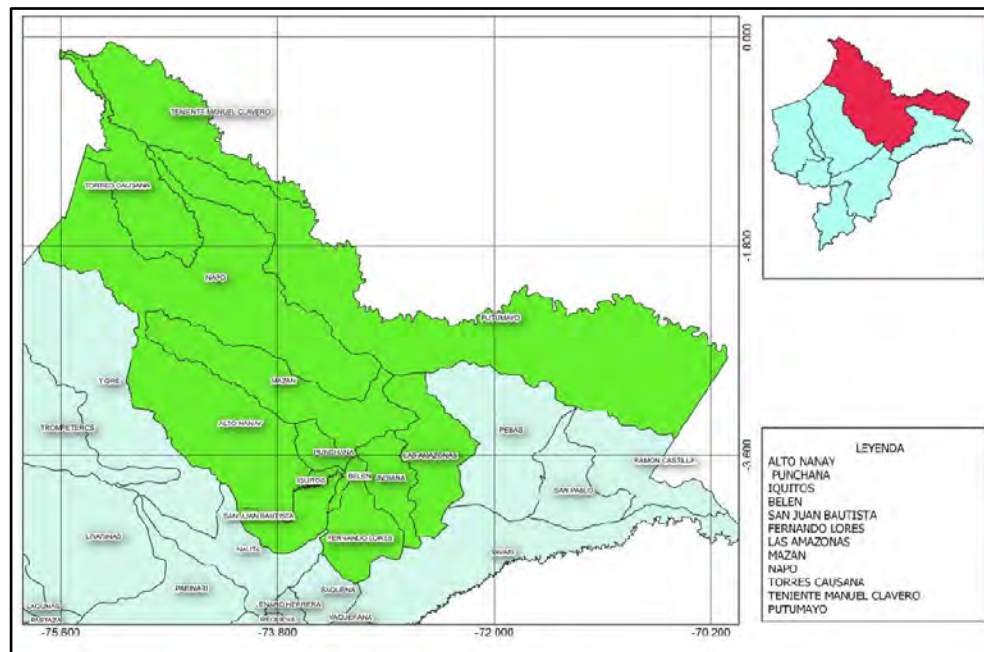
Nota. Imagen tomada de Electro Oriente S.A. (2024).

Dentro de Loreto, el programa de electrificación rural mediante sistemas fotovoltaicos bajo la tarifa BT8, administrado por Electro Oriente S.A., abarca 3,816 suministros activos en diversos distritos pertenecientes a las provincias de Maynas y Requena (Ver Figura 1.2 y 1.3).

Entre estos se encuentran Indiana (12 usuarios), Las Amazonas (534), Mazán (470), Alto Tapiche (170), Emilio San Martín (642), Jenaro Herrera (158), Maquía (1,057), Puinahua (281), Requena (121), Saquena (166), y Soplin Curinga (83) (Electro Oriente S.A., 2024).

Figura 2

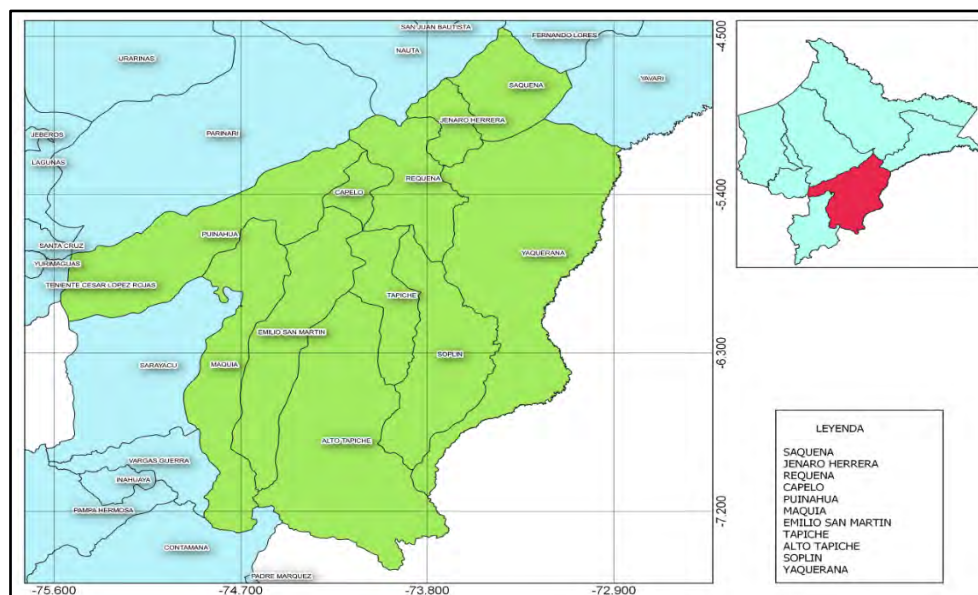
Ubicación geográfica de la Provincia de Maynas.



Nota. Imagen tomada de Electro Oriente S.A. (2024).

Figura 3

Ubicación geográfica de la Provincia de Requena.



Nota. Imagen tomada de Electro Oriente S.A. (2024).

Tabla 2*Cantidad de usuarios de Maynas y Requena*

DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISTRITO	USUARIOS
Loreto	Maynas	Indiana	12
		Las Amazonas	537
		Mazán	470
		Alto Tapiche	170
		Emilio San Martin	642
	Requena	Jenaro Herrera	158
		Maquia	1057
		Puinahua	281
		Requena	121
		Saquena	166
		Soplin Curinga	83
		Tapiche	119
Total, general			3816

Nota: Adaptado de Electro Oriente S.A. (2024). Términos de referencia del servicio de gestión comercial, operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos 2024 – Loreto. SEACE.

Sin embargo, debido a las dificultades físicas y logísticas típicas de la Amazonía (como la inaccesibilidad fluvial, la lejanía, la maleza y las condiciones climáticas adversas), la presente investigación se enfoca en aquellos distritos con mayor concentración de suministros y mayor accesibilidad relativa. En concreto, se consideran los distritos de Indiana y Mazán (provincia de Maynas) y Emilio San Martín, Jenaro Herrera, Puinahua, Requena y Saquena (provincia de Requena), sumando un total de 1,886 usuarios bajo la cobertura BT8, lo que constituye el alcance efectivo del estudio.

Tabla 3

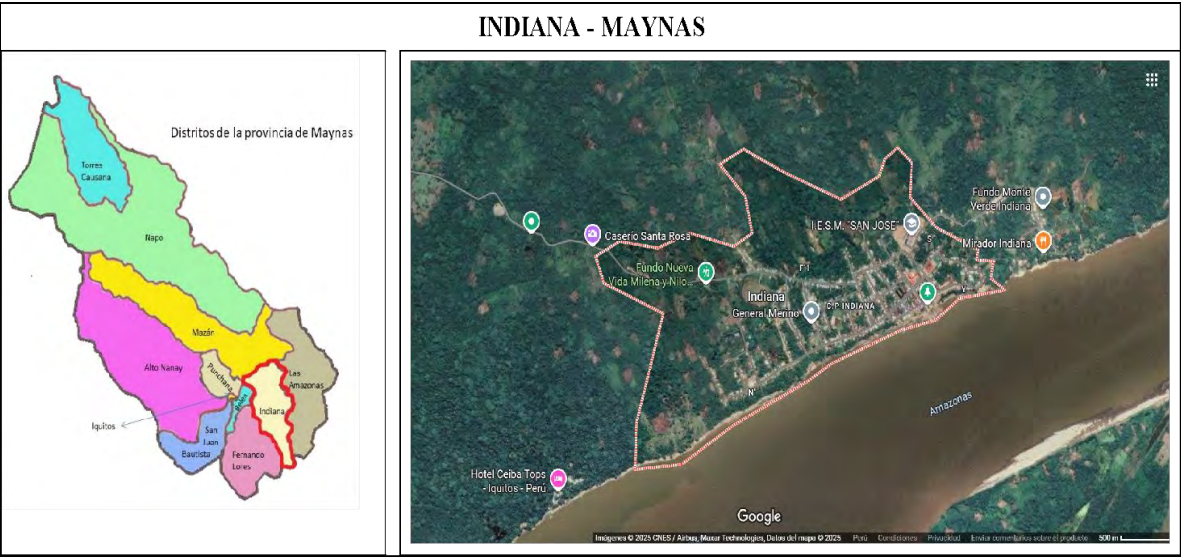
Provincias consideradas en el estudio.

Departamento	Provincia	Distrito	Usuarios
Loreto	Maynas	Indiana	14
		Mazan	474
		Emilio San Martín	679
	Requena	Jenaro Herrera	153
		Puinahua	273
		Requena	120
		Saquena	173
	Total, general		1886

Nota: Adaptado de Electro Oriente S.A. (2024). Términos de referencia del servicio de gestión comercial, operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos 2024 – Loreto. SEACE.

Figura 4

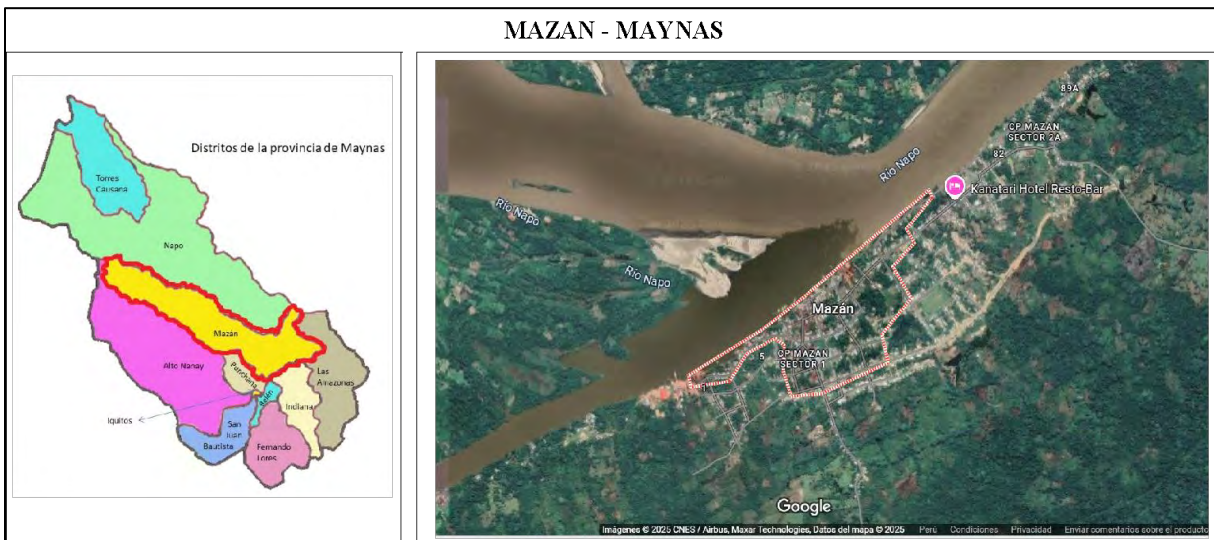
Vista Satelital del Distrito de Indiana en Maynas.



Nota. Adaptada de Wiki, F. (2023) y de Google Maps.

Figura 5

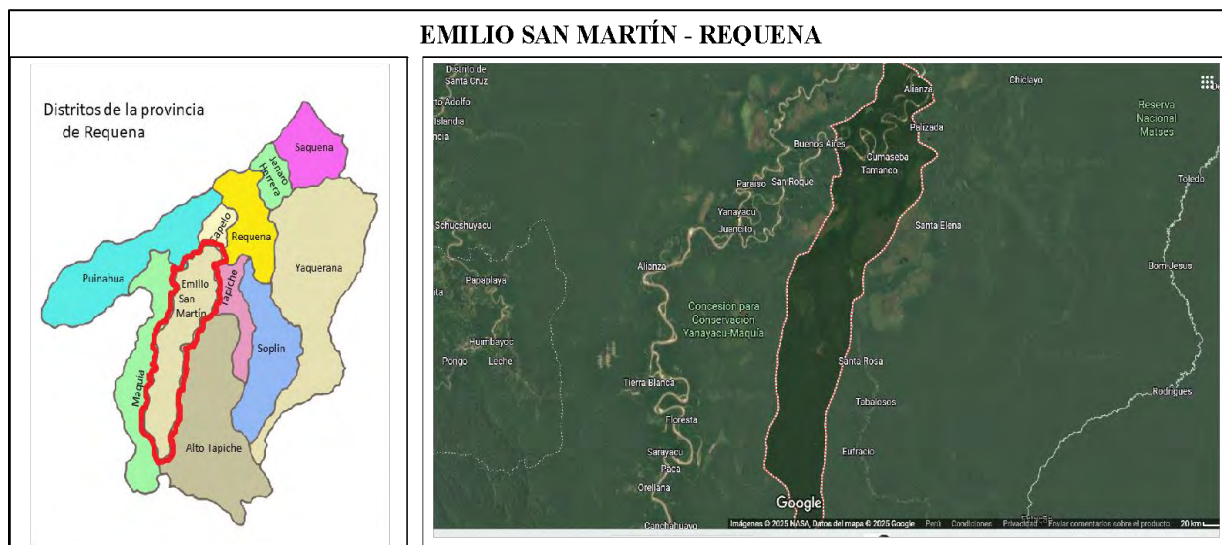
Vista Satelital del Distrito de Mazan en Maynas.



Nota. Adaptada de Wiki, F. (2023) y de Google Maps.

Figura 6

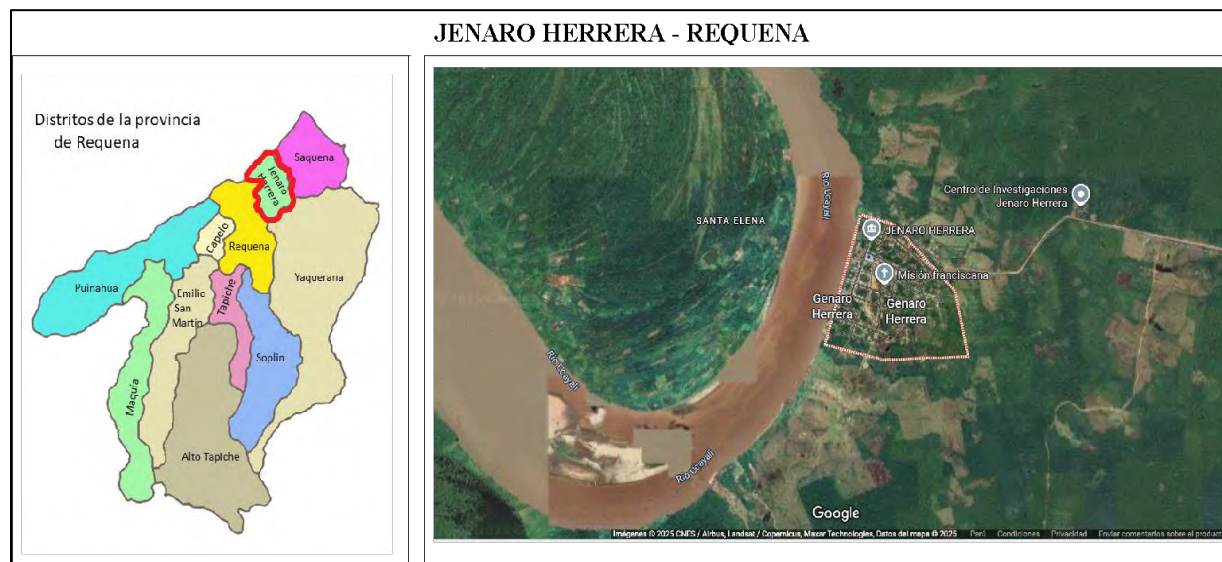
Vista Satelital del Distrito de Emilio San Martín en Requena.



Nota. Adaptada de Wiki, F. (2020) y de Google Maps.

Figura 7

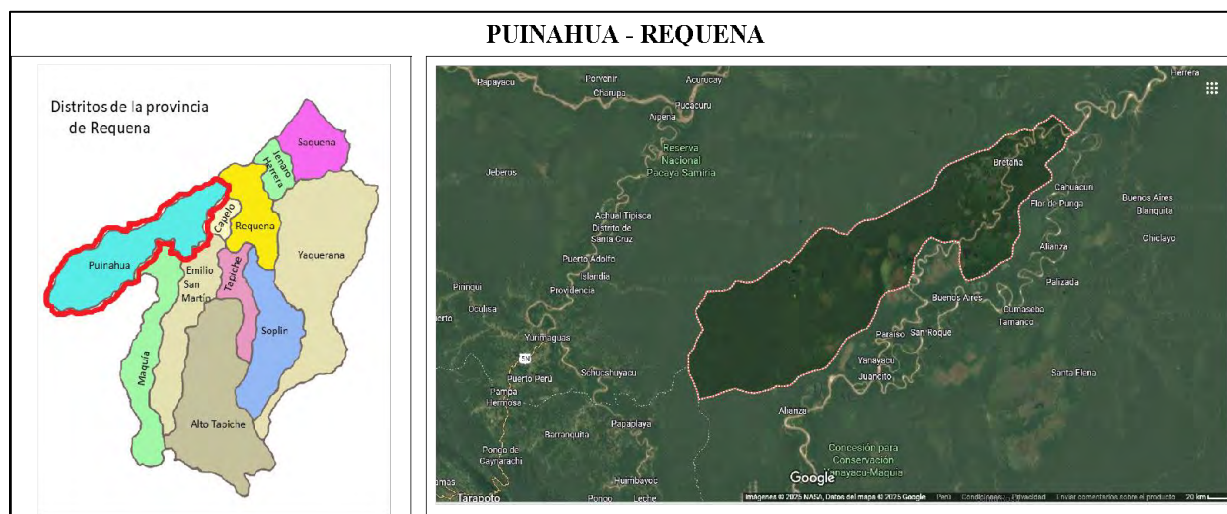
Vista Satelital del Distrito de Jenaro Herrera en Requena.



Nota. Adaptada de Wiki, F. (2020) y de Google Maps.

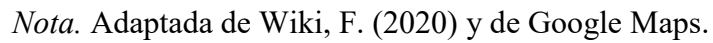
Figura 8

Vista Satelital del Distrito de Puinahua en Requena.

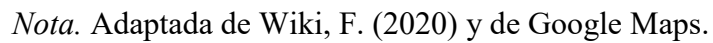


Nota. Adaptada de Wiki, F. (2020) y de Google Maps.

Vista Satelital del Distrito de Requena en Requena.



Vista Satelital del Distrito de Saquena en Requena.



28

1.3. El Problema

1.3.1. Planteamiento del problema

En el Perú, la electrificación rural en zonas aisladas ha sido impulsada mediante el uso de sistemas fotovoltaicos domiciliarios, los cuales constituyen una alternativa viable frente a la limitada expansión de redes eléctricas convencionales. Estos sistemas permiten aprovechar la energía solar para generar electricidad en comunidades dispersas y zonas frontera, contribuyendo a mejorar la calidad de vida de la población (Kalogirou, 2014; Masters, 2013).

Figura 11

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - Vista de Loreto



Nota. Fuente: COES (Mapa del SEIN).

Sin embargo, el desempeño de los sistemas fotovoltaicos en contextos rurales depende de múltiples factores técnicos y operativos, tales como el adecuado diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico, la calidad de los componentes, las condiciones de instalación y la gestión del mantenimiento. De acuerdo con Perpiñán Lamigueiro (2011), un sistema fotovoltaico mal dimensionado o con componentes en mal estado puede presentar fallas recurrentes, baja eficiencia energética y reducción de su vida útil.

En el ámbito de la electrificación rural con sistemas aislados, diversos estudios señalan que las deficiencias técnicas y operativas constituyen una de las principales causas de deterioro del servicio eléctrico, afectando directamente la disponibilidad y confiabilidad del suministro (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2015). Estas limitaciones se manifiestan en problemas como interrupciones frecuentes, insuficiencia energética y restricciones en el uso de equipos eléctricos en los hogares.

En el caso de las provincias de Maynas y Requena, donde la empresa Electro Oriente S.A. administra sistemas fotovoltaicos bajo la tarifa BT8, se evidencian situaciones asociadas a sobrecarga de los sistemas, degradación de baterías, deficiencias en la instalación y mantenimiento insuficiente, lo cual compromete la continuidad y calidad del servicio eléctrico.

Estas dificultades se agravan por las condiciones de acceso: en Loreto, el transporte hacia las comunidades rurales es principalmente fluvial, lo que implica trayectos de entre 12 y 19 horas en deslizador, o hasta 5 días en motonave desde Iquitos o Pucallpa. La capital de la provincia de Requena sólo es accesible a través del río Amazonas y sus tributarios, y carece de conexión terrestre con Iquitos, lo que incrementa los costos y tiempos para el traslado de técnicos, equipos y materiales (Electro Oriente, 2025).

Figura 12

Fotografías de las Condiciones de Acceso en las localidades con Sistemas Fotovoltaicos



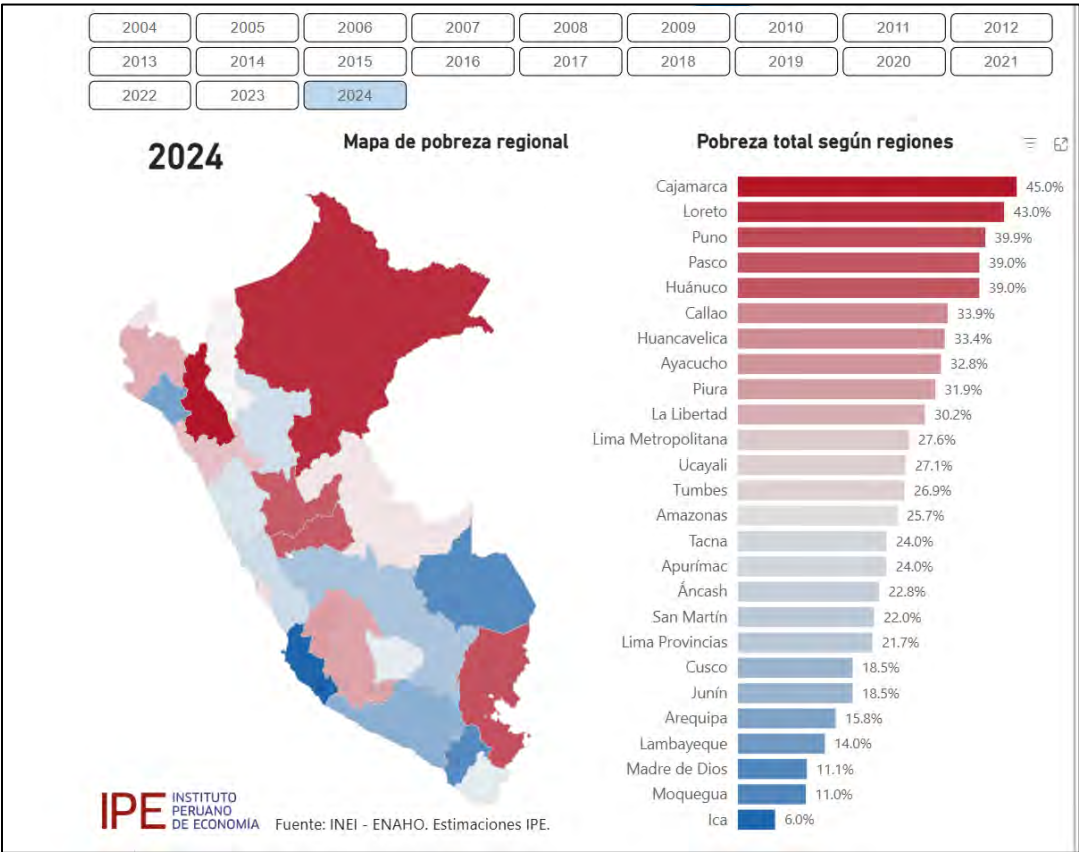
Nota. Fuente: Informe Mensual de Valorización contratista KVA ENERGY SAC

Desde la perspectiva del usuario, estas deficiencias no solo afectan el funcionamiento técnico del sistema, sino que influyen directamente en la percepción del servicio eléctrico. La continuidad del suministro, la cobertura energética y el nivel de satisfacción del usuario se ven condicionados por el desempeño real del sistema fotovoltaico (IRENA, 2015).

El contexto social también refleja la vulnerabilidad de estas comunidades: la pesca, la agricultura y la recolección de productos agrícolas son las principales actividades económicas, generalmente destinadas al autoconsumo. Las limitadas oportunidades productivas, junto con un suministro eléctrico insuficiente e inestable, refuerzan la condición de aislamiento de estas poblaciones (Actualidad Ambiental, 2024).

Figura 13

Ilustración Mapa de Pobreza en el Perú – Instituto Peruano de Economía



Nota. Fuente: IPE (Instituto Peruano de Economía)

En este marco, el problema central que aborda esta investigación radica en que, aunque los sistemas fotovoltaicos han permitido un acceso inicial a electricidad en Loreto, las deficiencias técnicas, operativas y de cobertura, sumadas a las dificultades de acceso geográfico y a la precariedad socioeconómica de los usuarios, limitan la efectividad y sostenibilidad del servicio eléctrico, afectando negativamente la calidad de vida y las expectativas de las comunidades rurales.

En este contexto, resulta fundamental analizar el impacto de las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos en la percepción del servicio eléctrico en usuarios de la tarifa BT8, a fin de comprender cómo las limitaciones técnicas del sistema influyen en la valoración del servicio por parte de los usuarios y, a partir de ello, proponer mejoras orientadas a optimizar su funcionamiento.

1.4. Formulación del Problema

1.4.1. Problema general

En el caso de la presente tesis, se busca responder la siguiente incógnita.

¿Cuál es el impacto de las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos en la percepción del servicio eléctrico en usuarios con tarifa BT8 de la empresa Electro Oriente en la región Loreto?

1.4.2. Problemas específicos

- a) ¿Cuáles son las deficiencias técnicas y operativas que presentan los sistemas fotovoltaicos en las provincias de Maynas y Requena?
- b) ¿Cómo es la percepción del servicio eléctrico en los usuarios con tarifa BT8?
- c) ¿Qué impacto tienen las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos en la percepción del servicio eléctrico en los usuarios con tarifa BT8?

d) ¿Qué mejoras técnicas y operativas pueden proponerse para optimizar el servicio eléctrico fotovoltaico?

1.5. Objetivos de la Investigación

1.5.1. Objetivo general

Analizar las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos y su impacto en la percepción del servicio eléctrico en usuarios de la tarifa BT8 de la empresa Electro Oriente, región Loreto.

1.5.2. Objetivos específicos

a) Evaluar las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos en las provincias de Maynas y Requena, considerando el diseño y dimensionamiento, el estado de los componentes, las condiciones de instalación y la gestión del mantenimiento.

b) Analizar la percepción del servicio eléctrico en los usuarios con tarifa BT8, en función de la continuidad del servicio, la cobertura energética y la satisfacción del usuario.

c) Determinar el impacto de las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos en la percepción del servicio eléctrico en los usuarios con tarifa BT8.

d) Proponer mejoras técnicas y operativas orientadas a optimizar el servicio eléctrico fotovoltaico.

1.6. Justificación de la Investigación

1.6.1. Justificación práctica

La presente investigación se justifica en el ámbito práctico debido a que aborda un problema real relacionado con el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos en zonas rurales aisladas, específicamente en las provincias de Maynas y Requena, donde el acceso al servicio eléctrico depende en gran medida de estos sistemas.

Las deficiencias técnicas y operativas identificadas —como el inadecuado dimensionamiento, el deterioro de componentes, las deficiencias en la instalación y la limitada gestión del mantenimiento— afectan directamente la calidad del servicio eléctrico, generando interrupciones, baja disponibilidad energética y restricciones en el uso de equipos eléctricos. Estas problemáticas han sido ampliamente reconocidas en estudios sobre sistemas aislados, donde se destaca que la sostenibilidad del servicio depende de una adecuada gestión técnica y operativa (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2015).

En este sentido, los resultados de la investigación permitirán identificar las principales fallas y su impacto en la percepción del servicio, contribuyendo a la formulación de propuestas de mejora técnica y operativa. Esto favorecerá la optimización del servicio eléctrico, mejorando su confiabilidad, eficiencia y sostenibilidad, lo cual tiene implicancias directas en el desarrollo económico y social de las comunidades beneficiarias.

1.6.2. Justificación teórica

Desde el punto de vista teórico, la investigación contribuye al fortalecimiento del conocimiento sobre la relación entre el desempeño técnico de los sistemas fotovoltaicos y la percepción del servicio eléctrico en contextos de electrificación rural.

Si bien existen estudios sobre el funcionamiento de sistemas fotovoltaicos y su aplicación en zonas aisladas (Kalogirou, 2014; Masters, 2013), así como investigaciones sobre electrificación rural con energías renovables (IRENA, 2015), aún existe una limitada integración entre el análisis técnico-operativo de los sistemas y la percepción del usuario como indicador de calidad del servicio.

En este sentido, el estudio permitirá articular ambas dimensiones —técnica y social— aportando evidencia empírica sobre cómo las deficiencias del sistema influyen en la valoración

del servicio por parte de los usuarios. Asimismo, los resultados podrán ser contrastados con investigaciones previas, contribuyendo a ampliar el marco teórico sobre calidad del servicio eléctrico en sistemas aislados y cubriendo un vacío relevante en el contexto peruano.

1.6.3. Justificación metodológica

La investigación presenta relevancia metodológica debido a que propone un enfoque integral para el análisis de sistemas fotovoltaicos, combinando la evaluación técnica con la percepción del usuario mediante la operacionalización de variables claramente definidas.

A través del diseño de instrumentos como fichas técnicas, entrevistas y encuestas, se establece un modelo metodológico que permite medir de manera sistemática las deficiencias técnicas y operativas (considerando dimensiones como diseño, componentes, instalación y mantenimiento) y su impacto en la percepción del servicio (continuidad, cobertura y satisfacción).

Este enfoque puede ser replicado en futuras investigaciones relacionadas con sistemas fotovoltaicos en zonas rurales, constituyendo una referencia metodológica para estudios similares en el ámbito de la electrificación rural y evaluación de servicios energéticos.

1.6.4. Justificación social

La investigación posee una alta relevancia social, ya que sus resultados beneficiarán directamente a los usuarios de sistemas fotovoltaicos en zonas rurales aisladas, quienes dependen de este servicio para satisfacer necesidades básicas como iluminación, comunicación, educación y acceso a información.

Las deficiencias en el servicio eléctrico afectan la calidad de vida de la población, limitando el desarrollo de actividades productivas, educativas y domésticas. En este contexto, la

identificación de los factores que impactan negativamente en la percepción del servicio permitirá proponer mejoras orientadas a garantizar un suministro más continuo, suficiente y confiable.

Asimismo, los resultados serán de utilidad para instituciones y empresas del sector eléctrico, como Electro Oriente S.A., ya que proporcionarán información relevante para la toma de decisiones en la gestión, operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos, contribuyendo a mejorar la calidad del servicio brindado.

En términos más amplios, la investigación contribuirá a promover el uso eficiente de energías renovables en zonas rurales y fortalecer los procesos de electrificación con enfoque social, lo cual repercute positivamente en la reducción de brechas de acceso a la energía y en la mejora del bienestar de la población.

Figura 14

Fotografía 1 de Vivienda Existente en la zona



Nota. Fuente: Informe Mensual de Valorización contratista KVA ENERGY SAC

Figura 15

Fotografía 2 de Vivienda Existente en la zona



Nota. Fuente: Informe Mensual de Valorización contratista KVA ENERGY SAC

Figura 16

Fotografía 3 de Vivienda Existente en la zona



Nota. Fuente: Informe Mensual de Valorización contratista KVA ENERGY SAC

1.7. Alcances y Limitaciones del Estudio

1.7.1. Alcances

El presente estudio se circunscribe a las **localidades rurales de las provincias de Maynas y Requena en el departamento de Loreto**, específicamente en comunidades rurales que acceden al servicio eléctrico mediante sistemas fotovoltaicos instalados bajo la tarifa BT8 y administrados por Electro Oriente S.A.

El ámbito de análisis comprende una muestra representativa de **336 encuestas** a usuarios finales, complementada con fichas de inspección técnica y entrevistas aplicadas al personal operativo de la empresa eléctrica.

La investigación abarca dos dimensiones centrales: **(a)** la evaluación de deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos (estado técnico y funcionamiento, gestión y mantenimiento, y adecuación tecnológica), y **(b)** la percepción de los usuarios en torno al servicio (satisfacción, cobertura y gestión).

En términos temporales, el estudio se desarrolló entre **2024 y 2025**, lo que permite un diagnóstico actualizado de la situación de los sistemas fotovoltaicos en las zonas estudiadas; cambios futuros en políticas públicas, financiamiento o reposición tecnológica podrían modificar la situación descrita.

1.7.2. Limitaciones

El desarrollo de la investigación enfrentó limitaciones inherentes a las características geográficas, logísticas y sociales de la región de estudio:

Accesibilidad territorial: La mayor parte de las comunidades sólo son accesibles por vía fluvial, con recorridos de entre 12 y 19 horas en deslizador o hasta 5 días en motonave desde

Iquitos o Pucallpa, lo que restringió el número de localidades a visitar y encareció la logística de campo.

Esto representó un desafío para la recolección de información. Por esta razón, se delimitó un marco muestral de 2645 usuarios, correspondiente a localidades con accesibilidad factible, a partir del cual se seleccionó una **muestra de 336** encuestas representativas. Esta decisión metodológica permitió garantizar la calidad y validez estadística de los datos, evitando que la dispersión excesiva comprometiera el levantamiento de información.

Condiciones sociales y educativas: La baja escolaridad en algunos sectores limitó la comprensión de ciertos términos técnicos, por lo que fue necesario adaptar el cuestionario a un lenguaje sencillo y una cantidad limitada de preguntas. Ello pudo restringir la profundidad de las respuestas, especialmente en lo relacionado con la percepción de calidad del servicio.

Es importante destacar que la dispersión geográfica y el difícil acceso a las comunidades rurales amazónicas no sólo condicionaron el trabajo de campo, sino que constituyen parte del propio problema de investigación. Estas limitaciones en el transporte y la logística influyen directamente en las deficiencias operativas detectadas en la gestión de los sistemas fotovoltaicos, como la demora en la atención de fallas y la falta de mantenimiento periódico.

A pesar de estas limitaciones, los resultados obtenidos permiten una visión representativa y analíticamente válida de las deficiencias técnicas y operativas, así como de la percepción de los usuarios en las localidades de las provincias de Maynas y Requena, constituyendo un aporte relevante para la gestión de la electrificación rural en la Amazonía peruana.

1.8. Hipótesis

1.8.1. Hipótesis general

Las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos tienen un impacto significativo en la percepción del servicio eléctrico en usuarios con tarifa BT8 de la empresa Electro Oriente en la región Loreto.

1.8.2. Hipótesis específicas

- a) Los sistemas fotovoltaicos en las provincias de Maynas y Requena presentan deficiencias técnicas y operativas que afectan su funcionamiento.
- b) La percepción del servicio eléctrico en usuarios de la tarifa BT8 se ve afectada por la calidad del funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos.
- c) Las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos influyen significativamente en la percepción del servicio eléctrico en los usuarios de la tarifa BT8.

1.9. Variables e Indicadores

1.9.1. Variable Independiente (VI):

“Deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos”

Se define como el conjunto de limitaciones o fallas asociadas al diseño, dimensionamiento, estado de los componentes, condiciones de instalación y gestión del mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos, las cuales afectan su desempeño técnico y operativo (Perpiñán Lamigueiro, 2011; IRENA, 2015).

1.9.2. Variables Dependientes (VD):

“Percepción del servicio eléctrico en usuarios con tarifa BT8”

Se define como la valoración subjetiva que realizan los usuarios respecto al servicio eléctrico recibido, considerando aspectos como la continuidad del suministro, la cobertura energética y el nivel de satisfacción general (IRENA, 2015).

1.9.3. Indicadores

Tabla 4*Variables y Dimensiones de la Investigación*

Variable	Dimensiones
Deficiencias técnicas y operativas en los SFV	Diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico
	Estado y calidad de los componentes
	Instalación y condiciones técnicas del sistema fotovoltaico
	Gestión y ejecución del mantenimiento técnico
Percepción del servicio eléctrico en usuarios BT8	Continuidad del servicio
	Cobertura energética
	Satisfacción del usuario

Nota. Fuente: Elaboración propia.

1.10. Matrices

Tabla 5

Matriz de Consistencia

Definición Problema	Objetivos	Hipótesis	Variables
Problema General	Objetivo General	Hipótesis General	Variable Independiente
¿Cuál es el impacto de las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos en la percepción del servicio en usuarios con tarifa BT8 de la empresa Electro Oriente en la Región Loreto?	Analizar las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos y su impacto en la percepción del servicio en usuarios de la tarifa BT8 de la empresa Electro Oriente, Región Loreto.	Existe un impacto en la percepción del servicio en usuarios con tarifa BT8 de la empresa Electro Oriente, Región Loreto debido a las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos.	Deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos
Problemas Específicos	Objetivos Específicos	Hipótesis Específicas	Variable Dependiente
a) ¿Cuáles son las deficiencias técnicas y operativas que presentan los sistemas fotovoltaicos en las provincias de Maynas y Requena?	a) Evaluar las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos en las provincias de Maynas y Requena, considerando el diseño, dimensionamiento, el estado de los componentes, las condiciones de instalación y la gestión del mantenimiento.	a) Los sistemas fotovoltaicos en las provincias de Maynas y Requena presentan deficiencias técnicas y operativas que afectan su funcionamiento.	Percepción del servicio eléctrico en usuarios con tarifa BT8
b) ¿Cómo es la percepción del servicio eléctrico en los usuarios con tarifa BT8?	b) Analizar la percepción del servicio eléctrico en los usuarios con tarifa BT8, en función de la continuidad del servicio, la cobertura energética y la satisfacción del usuario.	b) La percepción del servicio eléctrico en usuarios de la tarifa BT8 se ve afectada por la calidad del funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos.	
c) ¿Qué impacto tienen las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos en la percepción del servicio eléctrico en los usuarios con tarifa BT8?	c) Determinar el impacto de las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos en la percepción del servicio eléctrico en los usuarios con tarifa BT8.	c) Las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos influyen significativamente en la percepción del servicio eléctrico en los usuarios de la tarifa BT8.	
d) ¿Qué mejoras técnicas y operativas pueden proponerse para optimizar el servicio eléctrico fotovoltaico?	d) Proponer mejoras técnicas y operativas orientadas a optimizar el servicio eléctrico fotovoltaico.		

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6

Matriz de Operacionalización de Variables

Variable	Tipo	Dimensiones	Indicadores	Instrumentos	Ítems	Escala
Deficiencias técnicas y operativas en los SFV	Independiente	Diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico	Potencia nominal instalada del sistema	Ficha técnica	Potencia del panel (W) / número de paneles	Razón (W, número de paneles)
			Capacidad de almacenamiento energético	Ficha técnica	Capacidad nominal de baterías (Ah / Wh)	Razón (Ah o Wh)
			Adecuación de la capacidad instalada a la demanda del usuario	Entrevista técnica	P1	Ordinal
			Sobrecarga del sistema por uso de equipos	Entrevista técnica	P2, P3	Ordinal (frecuencia)
		Estado y calidad de los componentes	Condición operativa del panel fotovoltaico	Ficha técnica	Estado físico del panel / funcionamiento	Ordinal (bueno – regular – malo)
			Condición operativa del sistema de almacenamiento (baterías)	Ficha técnica / Entrevista	Estado físico de baterías + P5	Ordinal
			Condición operativa del controlador de carga	Ficha técnica	Funcionamiento del controlador	Ordinal
			Evaluación técnica global del sistema	Entrevista técnica	P6	Ordinal (bueno – regular – deficiente)
		Instalación y condiciones técnicas del sistema fotovoltaico	Orientación del panel fotovoltaico	Ficha técnica	Orientación del panel	Nominal (N, NE, E, etc.)
			Inclinación del panel fotovoltaico	Ficha técnica	Ángulo de inclinación del panel	Razón (grados)
			Condiciones del cableado y conexiones	Ficha técnica / Entrevista	Estado de conexiones / empalmes + P7	Ordinal
			Manipulación o vulneración del sistema	Ficha técnica / Entrevista	Evidencia de alteración + P8	Nominal (sí / no)
		Gestión y ejecución del mantenimiento técnico	Cumplimiento del mantenimiento programado	Entrevista técnica	P10	Nominal (sí / no)
			Predominancia preventiva vs correctiva	Entrevista técnica	P11	Nominal

Variable	Tipo	Dimensiones	Indicadores	Instrumentos	Ítems	Escala
Percepción del servicio eléctrico en usuarios BT8	Dependiente		Eficacia del mantenimiento preventivo	Entrevista técnica	P12	Ordinal
			Limitaciones operativas	Entrevista técnica	P13	Cualitativa categórica
		Continuidad del servicio	Horas diarias de suministro eléctrico	Encuesta	E7	Ordinal
			Frecuencia de interrupciones del servicio	Encuesta	E2	Ordinal
			Frecuencia de mantenimiento percibida	Encuesta	E3	Ordinal
			Tiempo de respuesta ante fallas del servicio	Encuesta	E5, E6	Razón (horas o días)
		Cobertura energética	Suficiencia energética percibida	Encuesta	E9	Ordinal
			Restricciones en el uso de equipos eléctricos	Encuesta	E10	Nominal
			Necesidades energéticas no cubiertas	Encuesta	E11	Cualitativa
		Satisfacción del usuario	Cumplimiento de expectativas del servicio	Encuesta	E12	Intervalo (Likert 1–5)
			Nivel de satisfacción general	Encuesta	E13	Ordinal
			Expectativas de mejora del servicio	Encuesta	E14	Cualitativa

Nota. Fuente: Elaboración propia. Tomar en cuenta que:

E: Preguntas de la Encuesta realizada a los usuarios de Maynas y Requenas bajo la tarifa BT8, **P:** Preguntas de la Entrevista

realizada a los técnicos trabajadores de la empresa contratista OPERACIONES ANDES E.I.R.L., encargada de la gestión comercial, operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos correspondientes a la Concesión de Electro Oriente.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

El presente capítulo desarrolla el marco teórico y normativo que sustenta la investigación, orientada al análisis de las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos y su impacto en la percepción del servicio en usuarios de la tarifa BT8 en las provincias de Maynas y Requena, región Loreto.

El marco teórico cumple un papel fundamental al contextualizar el estudio en la literatura existente, tanto a nivel internacional, nacional como local. En primer lugar, se presentan los **antecedentes** internacionales, nacionales y locales, a fin de identificar investigaciones y experiencias previas relacionadas con la implementación y sostenibilidad de sistemas fotovoltaicos en comunidades rurales y aisladas. Luego, se desarrollan las **bases teóricas** que constituyen el desarrollo del conocimiento científico y técnico sobre las variables de estudio, sustentando la investigación a partir de teorías, enfoques y aportes de diversos autores. En esta sección se analizan conceptos, características y factores asociados a los sistemas fotovoltaicos, el servicio eléctrico en sistemas aislados y la percepción del usuario, permitiendo comprender su relación con el problema de investigación. Posteriormente, se muestra el **marco conceptual** que tiene como finalidad definir de manera precisa los términos clave utilizados en la investigación, funcionando como un glosario técnico que asegura claridad y coherencia en el uso del lenguaje. Incluye definiciones concretas de conceptos como sistema fotovoltaico, calidad del servicio eléctrico y percepción del usuario. Finalmente, se expone el **marco legal**, en el cual se recopilan y analizan las principales normas peruanas que regulan la electrificación rural, el subsidio mediante el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) y la prestación del servicio bajo la tarifa BT8. Este componente resulta esencial, dado que la

investigación no solo busca describir la situación actual, sino también proponer mejoras que se enmarquen en la política energética nacional y en la regulación vigente.

De esta manera, este capítulo proporciona la base conceptual, empírica y normativa necesaria para comprender el problema de estudio, fundamentar la metodología aplicada y orientar la discusión de los resultados en capítulos posteriores (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2018; Tamayo y Tamayo, 2001).

2.1. Antecedentes

2.1.1. Antecedentes internacionales

Van Gemert, M. R. (2017), presentó en la Universidad Tecnológica de Eindhoven (Países Bajos) su tesis titulada *The influence of contextual factors on “last-mile” distribution models for solar home system distributors in East Africa*, cuyo objetivo fue analizar cómo los factores contextuales influyen en la eficiencia de los modelos de distribución de sistemas solares domiciliarios (Solar Home Systems, SHS) en África Oriental. La investigación se desarrolló bajo un enfoque cualitativo con diseño de estudio de casos múltiples, empleando revisión documental, entrevistas semiestructuradas a actores del sector y análisis comparativo de modelos de negocio implementados en países como Kenia, Tanzania y Uganda. La muestra estuvo conformada por empresas distribuidoras de SHS y organizaciones vinculadas al sector energético rural. Entre los resultados clave se identificó que factores geográficos (accesibilidad y dispersión poblacional), logísticos (infraestructura vial y cadena de suministro), económicos (capacidad de pago de los usuarios) e institucionales (regulación y apoyo gubernamental) condicionan significativamente la sostenibilidad y eficiencia de la distribución de sistemas solares fuera de red. Concluyó que los modelos de negocio y distribución deben adaptarse al contexto local para reducir costos operativos, mejorar la cobertura y garantizar mayor

confiabilidad en la provisión del servicio energético rural, evidenciando que las fallas en la fase de distribución pueden impactar negativamente en la continuidad y percepción del servicio por parte de los usuarios.

Komatsu, S., Kaneko, S., Ghosh, P. P., y Morinaga, A. (2013) publicaron el artículo *Determinants of user satisfaction with Solar Home Systems in rural Bangladesh* en la revista *Energy*, cuyo objetivo fue analizar cuantitativamente los factores que determinan la satisfacción de los hogares con sistemas fotovoltaicos domiciliarios (Solar Home Systems, SHS) instalados en áreas rurales de Bangladesh, en el contexto de programas de electrificación fuera de la red. El estudio utilizó un diseño cuantitativo no experimental, aplicando una encuesta estructurada a una muestra de 305 hogares rurales que adquirieron SHS a través de Grameen Shakti en tres distritos de Bangladesh (Comilla, Kishoreganj y Manikganj), complementada con análisis econométrico para identificar los determinantes estadísticos de la satisfacción del usuario. Entre los resultados clave se encontró que la satisfacción de los usuarios está positivamente relacionada con la reducción en la dependencia de queroseno, la percepción de beneficios en el estilo de vida (por ejemplo, mayor tiempo de estudio para los niños) y la calidad de los equipos del SHS, mientras que experiencias previas de reparaciones frecuentes de baterías y reemplazos se asociaron negativamente con la satisfacción general del hogar. Los autores concluyeron que tanto los beneficios derivados del estilo de vida con SHS como la calidad técnica de los componentes son determinantes cruciales de la satisfacción del usuario y que la mejora de estos factores puede favorecer la expansión sostenible de la cobertura de SHS en zonas rurales.

Beyene, A. D., Mekonnen, A., Jeuland, M. y Czakon, S. (2024) publicaron en la revista *Renewable and Sustainable Energy Reviews* el artículo titulado *Socioeconomic impacts of*

solar home systems in rural Ethiopia, cuyo objetivo fue analizar los efectos socioeconómicos de los sistemas solares domiciliarios (Solar Home Systems, SHS) en comunidades rurales de la región de Amhara, Etiopía. La investigación utilizó un diseño cuantitativo con métodos descriptivos y emparejamiento por puntuación de propensión (propensity score matching) para comparar un grupo de hogares que adoptaron SHS con un grupo de control que no lo hizo, con una muestra representativa de hogares rurales en zonas con acceso limitado a la red eléctrica convencional. Entre los resultados clave se encontró que, aunque la adopción de SHS no tuvo un impacto estadísticamente significativo sobre los ingresos mensuales de los hogares, redujo significativamente los gastos en energía, mejoró la seguridad y permitió dedicar más tiempo a actividades educativas y productivas, además de reducir los costos asociados a fuentes de energía tradicional como el queroseno, lo que generó beneficios económicos, sociales y ambientales. Los autores concluyeron que los SHS pueden contribuir a reducir los costos energéticos, mejorar la calidad de vida y facilitar reacciones favorables en términos de bienestar social en contextos rurales, aunque recomendaron fortalecer los servicios postventa y mecanismos de financiación para aumentar la sostenibilidad de los programas de electrificación fuera de red.

Bipasha, S., Moniruzzaman, M., Kafi, M. A. H., y Siddik, M. A. (2025) publicaron en la *Fronteiras Journal of Social Technological and Environmental Science* el artículo *Social Benefits of Solar Home Systems and User Satisfaction: Experience of Rural Bangladesh*, cuyo objetivo fue analizar los beneficios sociales y el nivel de satisfacción de los usuarios rurales con sistemas solares domiciliarios (Solar Home Systems, SHS) en el subdistrito de Singair (Bangladesh). El estudio utilizó un diseño cuantitativo descriptivo con encuestas estructuradas aplicadas a una muestra de hogares que utilizan SHS por periodos de entre menos de dos y más

de cuatro años, analizando variables sociodemográficas, uso y percepción del sistema. Entre los resultados clave se identificó que la mayoría de los hogares reportó niveles altos de satisfacción con los SHS —con 74.2 % reportando estar satisfechos y 13.3 % altamente satisfechos— y que los sistemas contribuyeron a mejoras en estudio nocturno de niños, productividad familiar, comunicación y entretenimiento; además, las instalaciones aumentaron la interacción social y facilitaron el uso de dispositivos como teléfonos móviles, lo que indica una percepción positiva de los beneficios energéticos. Los autores concluyeron que los SHS no solo proporcionan acceso a energía, sino que generan beneficios socioeconómicos amplios y aumentan la satisfacción de los usuarios, recomendando ampliar investigaciones centradas en impactos socioeconómicos integrales y estrategias de mejora de satisfacción basadas en demanda.

Eras-Almeida, Vásquez-Hernández, Hurtado-Moncada y Egido-Aguilera (2023) publicaron el artículo titulado *A Comprehensive Evaluation of Off-Grid Photovoltaic Experiences in Non-Interconnected Zones of Colombia: Integrating a Sustainable Perspective* en la revista *Energies*, cuyo objetivo fue evaluar de forma integral las experiencias de implementación de sistemas fotovoltaicos fuera de red (off-grid) en las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia, identificando modelos de sostenibilidad, lecciones aprendidas y oportunidades de mejora para políticas públicas y estrategias de electrificación rural sostenible. La investigación utilizó un enfoque mixto con diseño comparativo, combinando análisis de fuentes primarias (entrevistas con actores clave del sector energético y electrificación rural) y datos secundarios (información de proyectos implementados), complementado con un análisis comparativo de proyectos similares en América Latina; la muestra abarcó experiencias de electrificación con sistemas fotovoltaicos en contextos rurales e insulares. Entre los resultados clave se encontró que las estrategias de electrificación rural con

tecnología fotovoltaica tienen fortalezas en términos de sostenibilidad tecnológica y reducción de brechas de acceso, pero enfrentan desafíos importantes como la falta de continuidad en el mantenimiento, limitaciones institucionales, insuficiente participación comunitaria y modelamientos de negocio poco adaptados a las necesidades locales. Asimismo, mediante un análisis tipo FODA (SWOT) se evidenció que, para avanzar hacia una electrificación sostenible, es necesario fomentar marcos regulatorios apropiados, modelos de financiamiento innovadores y mecanismos de participación comunitaria. Los autores concluyeron que para mejorar la sostenibilidad de los proyectos de electrificación con SHS en ZNI es imprescindible integrar enfoques técnicos, económicos y sociales que consideren la percepción local, capacidades operativas y participación activa de los beneficiarios, generando así un marco de aprendizaje útil para otras experiencias de electrificación rural en América Latina.

2.1.2. Antecedentes nacionales

Aiquipa Puma, K. L. y Condori Cutipa, J. C. (2022) presentaron su tesis titulada Confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos como soporte para la electrificación rural – Quispicanchis 2021 en la Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco con el objetivo de evaluar la confiabilidad técnica y operativa de los sistemas fotovoltaicos autónomos instalados en comunidades rurales de la provincia de Quispicanchis (Cusco) como alternativa para la electrificación fuera de red; la investigación utilizó un enfoque cuantitativo con diseño descriptivo y análisis de falla para evaluar operatividad e incidencias técnicas, cuantificando datos de operación y mantenimiento de un total de 1 012 sistemas fotovoltaicos autónomos instalados —gestión técnica y encuestas a usuarios incluidos en el análisis—, con énfasis en el impacto de fallas en la percepción de calidad del servicio. Entre los resultados clave se encontró que múltiples sistemas presentaban fallas en componentes críticos (baterías,

inversores y reguladores) y que la falta de mantenimiento preventivo, junto con deficiencias en la gestión operativa, contribuían a un número significativo de sistemas inoperativos, generando malestar en parte de la población beneficiaria. Los autores concluyeron que la confiabilidad técnica y operativa de los sistemas fotovoltaicos autónomos en Quispicanchis es insuficiente para garantizar una prestación eficiente del servicio eléctrico rural y que es imprescindible implementar estrategias integrales de mantenimiento, capacitación local y coordinación entre los actores institucionales para mejorar la calidad del servicio y la percepción de los usuarios, destacando la necesidad de políticas de seguimiento continuo para la sostenibilidad de los programas de electrificación rural con fotovoltaica.

Abarca Ancori, A. (2021) presentó la tesis titulada La eficiencia y sostenibilidad de la política de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos en el distrito de Santo Tomás, provincia de Chumbivilcas en la Región Cusco, año 2019 en el Centro de Altos Estudios Nacionales – Escuela de Posgrado, cuyo objetivo fue determinar el nivel de eficiencia y sostenibilidad de la política pública de electrificación rural mediante paneles solares fotovoltaicos en comunidades rurales de Santo Tomás, Cusco. La investigación se desarrolló bajo un enfoque cuantitativo, con diseño no experimental de tipo básico, aplicando encuestas estructuradas a una muestra de 124 usuarios de 213 instalaciones fotovoltaicas rurales y análisis estadístico descriptivo e inferencial para evaluar la eficacia de la política pública implementada bajo el Proyecto N.º 1 de FONER. Los resultados clave indican que la política de electrificación rural con paneles solares no mostró niveles estadísticamente significativos de eficiencia ni sostenibilidad, siendo los principales factores que influyen la falta de presencia técnica de la empresa distribuidora y la limitada participación del gobierno local en la gestión operativa y apoyo técnico a los beneficiarios; no obstante, se identificaron efectos positivos en

aspectos sociales como impacto en salud, educación y la reducción de emisiones contaminantes en los hogares. El autor concluyó que aunque la política de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos ha tenido impactos positivos en indicadores sociales, su eficiencia y sostenibilidad técnica operativa son insuficientes, recomendando fortalecer el seguimiento institucional, mecanismos de participación comunitaria y estrategias de mantenimiento para mejorar la calidad del servicio en zonas rurales fotovoltaicamente electrificadas.

Calle Álvarez, J. A. (2024) presentó la tesis titulada Dimensionamiento e implementación de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a una vivienda rural en el departamento de Piura, en la Universidad Tecnológica del Perú, cuyo objetivo fue diseñar, dimensionar e implementar un sistema fotovoltaico autónomo que garantice el suministro eficiente de energía eléctrica en una vivienda rural no interconectada a la red convencional. La investigación se desarrolló bajo un enfoque aplicado con diseño tecnológico-experimental, realizando análisis de demanda energética de la vivienda, cálculos de dimensionamiento de paneles, baterías, controlador e inversor, y evaluación del desempeño del sistema implementado; la muestra estuvo constituida por una vivienda rural específica ubicada en el departamento de Piura, seleccionada como caso de estudio representativo de zonas sin acceso a red eléctrica. Entre los resultados clave se determinó que un adecuado dimensionamiento basado en la demanda real del usuario permite optimizar el rendimiento energético, reducir pérdidas técnicas y garantizar continuidad del servicio, mientras que errores en el cálculo de carga o selección de componentes pueden generar sobrecargas, fallas prematuras en baterías y reducción de la vida útil del sistema. El autor concluyó que la correcta planificación técnica, instalación adecuada y mantenimiento preventivo son factores determinantes para asegurar la eficiencia operativa y sostenibilidad de los sistemas

fotovoltaicos autónomos en zonas rurales, destacando la importancia de criterios técnicos rigurosos en proyectos de electrificación rural.

Alvarado Villcas, S. M. y Valdiviezo Calderón, A. Y. (2021) presentaron la investigación titulada Evaluación de la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica en zonas rurales del Perú: Revisión sistemática en la Universidad César Vallejo, cuyo objetivo fue evaluar la eficiencia técnica de los sistemas fotovoltaicos existentes en zonas rurales del Perú mediante una revisión sistemática de estudios y documentos académicos nacionales e internacionales disponibles, identificando las condiciones técnicas que favorecen o limitan la generación de energía eléctrica en contextos rurales. El estudio utilizó un enfoque cuantitativo y descriptivo con diseño de revisión sistemática, recopilando y analizando literatura científica y tesis publicadas en repositorios como Scielo, Redalyc y Google Académico, configurando una muestra de investigaciones relevantes sobre sistemas fotovoltaicos rurales en el país. Entre los resultados clave se determinó que los sistemas fotovoltaicos autónomos constituyen la tecnología más estudiada para generación fuera de red, resaltándose factores técnicos como dimensionamiento de componentes, condiciones de instalación, variables climáticas y eficiencia de baterías como determinantes del rendimiento energético; además, se evidenció que las fallas en mantenimiento y la falta de criterios técnicos estandarizados reducen la eficiencia real de los sistemas en la práctica. Las autoras concluyeron que la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos en zonas rurales peruanas depende de múltiples factores técnicos y de planificación, recomendando fortalecer prácticas de diseño, estandarización de procedimientos y capacitación técnica para mejorar la eficiencia operativa y los beneficios de electrificación rural con tecnología fotovoltaica.

Moreano, N. M. (2023) presentó la tesis titulada Impacto de la electrificación rural en el bienestar de los hogares de Cajamarca en 2014 y 2019 en la Universidad de San Martín de Porres, cuyo objetivo fue determinar cómo la electrificación rural —incluyendo conexiones a red y sistemas de energía fuera de la red (como soluciones fotovoltaicas)— influye en el bienestar y las condiciones de vida de los hogares rurales de la región de Cajamarca entre los años 2014 y 2019. La investigación utilizó un enfoque cuantitativo con un diseño no experimental longitudinal y análisis estadístico comparativo de datos secundarios, empleando información de 13 648 hogares rurales de todo el Perú y una muestra específica de 934 hogares rurales de Cajamarca, analizando variables socioeconómicas, indicadores de bienestar y condiciones de vida antes y después de acceder al servicio eléctrico. Entre los resultados clave se encontró que la electrificación rural tuvo impactos positivos significativos en diversos indicadores de bienestar —como reducción de gastos energéticos en combustibles tradicionales, mayor acceso a iluminación para actividades educativas, mejoras en la seguridad en el hogar y aumento de oportunidades de uso de equipos eléctricos— lo que se traduce en una mejor percepción de la calidad de vida por parte de los hogares beneficiarios; no obstante, también se identificaron brechas de continuidad y calidad del suministro eléctrico en determinados sectores rurales, lo que afecta la percepción global del servicio. Los autores concluyeron que la electrificación rural en Cajamarca genera impactos sociales y económicos positivos en los hogares rurales evaluados, recomendando fortalecer elementos de confiabilidad técnica, continuidad del servicio y educación en uso eficiente de la energía para potenciar los efectos benéficos de la electrificación en el bienestar comunitario.

2.2. Bases teóricas

2.2.1. La Energía Solar

La electricidad constituye una de las formas de energía más flexibles y mejor adaptables a las diversas necesidades humanas. Su uso se ha extendido de tal manera que resulta difícil imaginar una sociedad tecnológicamente desarrollada que no necesite y/o requiera de ella.

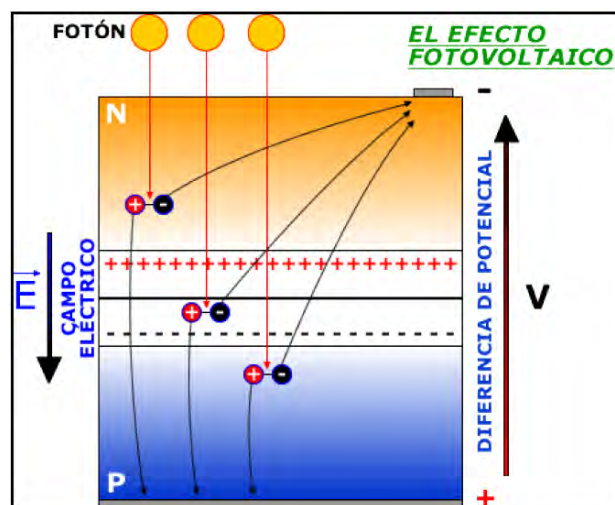
En la actualidad, existe una gran variedad de dispositivos que emplean la electricidad como fuente de energía, ya sea en corriente continua o en corriente alterna. Esta amplia utilización ha generado un incremento significativo en la demanda de consumo eléctrico.

2.2.2. Efecto Fotovoltaico

La tecnología para la generación eléctrica a partir de la energía solar se fundamenta en el efecto fotoeléctrico, el cual permite transformar la radiación solar en electricidad. Este fenómeno se basa en el uso de materiales capaces de incrementar la liberación de electrones cuando son expuestos a radiación electromagnética, ya sea en el espectro ultravioleta o en el visible (Ortiz, 2013).

Figura 17

Ilustración Efecto Fotovoltaico



Fuente: Tomado de “La Energía Fotovoltaica”, Revista contribuciones a la economía (enero-marzo 2019).

Los fotones presentes en la luz transportan energía luminosa que, mediante el efecto fotovoltaico, puede transformarse en energía eléctrica. Esta electricidad tiene la capacidad de movilizar y acelerar los electrones liberados del material semiconductor a través de un circuito externo (Fernández Barrera, 2010).

2.2.3. Celdas Fotovoltaicas

“Las celdas fotovoltaicas son la base de los módulos o paneles solares, siendo los de mayor comercialización fabricados de silicio y se diferencian por la disposición de sus átomos” (San & Orellana, 2017, p. 8).

Las celdas solares fotovoltaicas funcionan a partir del efecto fotoeléctrico que se produce en materiales semiconductores. Este fenómeno establece que, bajo determinadas condiciones, un electrón puede absorber un fotón, adquiriendo así la energía correspondiente a dicho fotón, la cual se expresa mediante la ecuación (1).

$$E = h \cdot \nu = \frac{h \cdot c}{\lambda} \dots\dots\dots \text{ecuación (1)}.$$

Donde:

E: energía del fotón para su frecuencia

λ : Longitud de onda

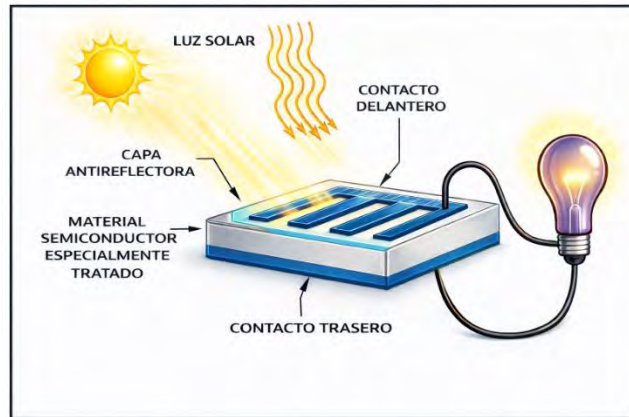
h: Constante de Planck

c: Velocidad de la Luz

Para establecer el campo eléctrico necesario, se emplea una rejilla que define un polo negativo y otro positivo. Cuando la radiación solar incide sobre cada celda, se produce la liberación y movimiento de electrones, lo que da lugar a la generación de energía eléctrica. Este proceso es posible gracias a los conductores ubicados en ambos lados de la celda (Iluminet, 2016).

Figura 18

Ilustración – Funcionamiento de una o más celdas fotovoltaicas



Nota. Fuente: Adaptado de “La Energía Fotovoltaica”, revista contribuciones a la economía (enero-marzo 2019).

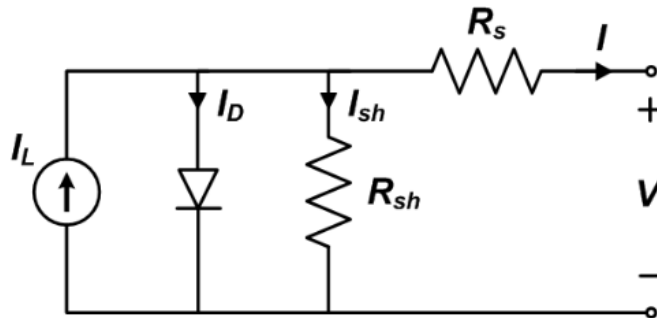
2.2.4. Sistema Fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico está conformado por celdas fotovoltaicas que se agrupan en paneles, los cuales tienen la función de transformar la radiación solar en energía eléctrica (Capel Molina, 2015).

A continuación, se presenta el modelo matemático de una célula fotovoltaica.

Figura 19

Ilustración Modelo de Circuitos Equivalentes de un solo diodo



Nota. Fuente: Tomado de “Colaboración para el modelado del rendimiento fotovoltaico”, Sandia National Laboratories (2026).

El modelo más simple que representa el funcionamiento de una celda solar se describe como la combinación de una fuente de corriente, un diodo, una resistencia en serie y una resistencia en derivación. Este comportamiento se ilustra en la figura 19 y se encuentra matemáticamente representado mediante la ecuación siguiente:

$$I = I_L - I_0 * \left[e^{\left(\frac{V+IR_s}{\eta V_T} \right)} - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}}$$

Donde:

I: Corriente real

I_L: Corriente generada por la luz en la célula

I₀: Corriente de saturación inversa del diodo (A)

R_s: Resistencia en serie (Ω)

R_{sh}: Resistencia de derivación (Ω)

η: Factor de idealidad del diodo (sin unidades)

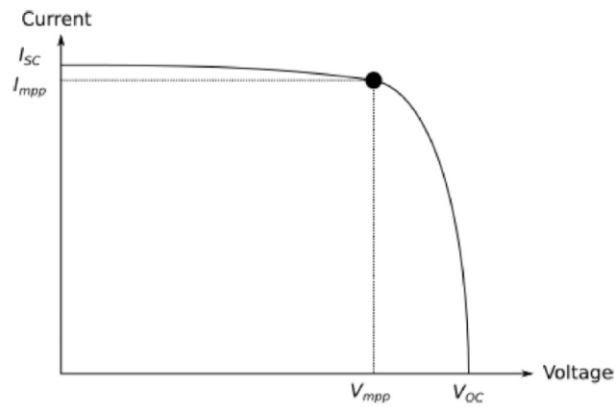
V: Variación de voltaje

Esto también puede modelar la característica I -V de la celda fotovoltaica bajo condiciones de iluminación, que se muestra en la Figura 20.

La figura 20 muestra la curva que es el resultado del producto de la corriente en corto circuito y el voltaje en circuito abierto. El punto en negrita indica el valor máximo (Tiwari y Dubey, 2010).

Figura 20

Ilustración de la tensión vs corriente de un panel fotovoltaico



Nota. Fuente: Tomado de “Colaboración para el modelado del rendimiento fotovoltaico”, Sandia National Laboratories (2026).

Figura 21

Ilustración, modelo de circuitos equivalentes de un solo diodo



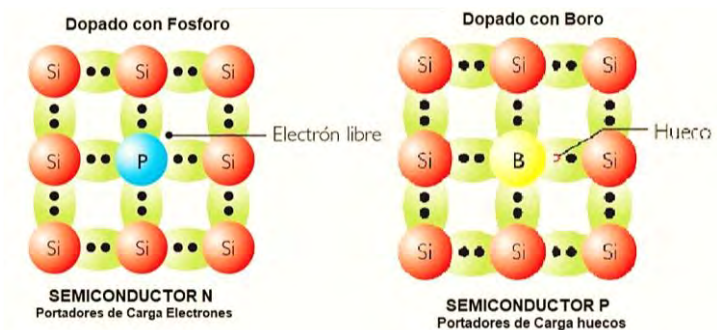
Nota. Fuente: Adaptado de “La Energía Fotovoltaica”, revista contribuciones a la economía (2019).

2.2.5. Materiales Semiconductores

Se denomina semiconductor a un material que puede comportarse como conductor o como aislante, dependiendo de determinadas condiciones. Las celdas fotovoltaicas están constituidas por pequeñas estructuras fabricadas a partir de este tipo de materiales, específicamente mediante la combinación de semiconductores de tipo N y tipo P.

Figura 22

Ilustración 6 Semiconductores de tipo P y de tipo N



Nota. Fuente: Adaptado de “Simulación de Sistemas de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia en Sistemas Fotovoltaicos”, Universidad de Valladolid (2021).

Estos materiales pueden organizarse en diferentes configuraciones según su propósito:

- i. Monocristalino: se refiere a una célula compuesta por un solo cristal con orientación uniforme, lo que le confiere mayor eficiencia en comparación con otras tecnologías, aunque su proceso de fabricación es más complejo y costoso.

Figura 23

Ilustración 7 Oblea de Silicio Monocristalino

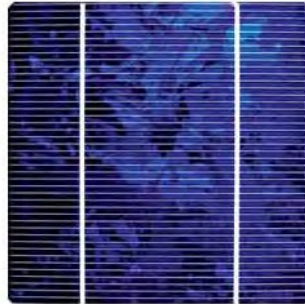


Nota. Fuente: Adaptado de “Simulación de Sistemas de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia en Sistemas Fotovoltaicos”, Universidad de Valladolid (2021).

- ii. Policristalino: Se encuentra constituido por varios cristales con orientaciones aleatorias, lo que facilita un proceso de fabricación más económico; no obstante, esta condición conlleva una menor eficiencia en comparación de otras.

Figura 24

Ilustración 8 Oblea de Silicio Monocristalino



Nota. Fuente: Adaptado de “Simulación de Sistemas de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia en Sistemas Fotovoltaicos”, Universidad de Valladolid (2021).

- iii. Amorfo: En esta configuración se utiliza únicamente silicio, al cual se le introduce hidrógeno durante el proceso de fabricación.

Figura 25

Ilustración 9 Oblea de Silicio Monocristalino



Nota. Fuente: Adaptado de “Simulación de Sistemas de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia en Sistemas Fotovoltaicos”, Universidad de Valladolid (2021).

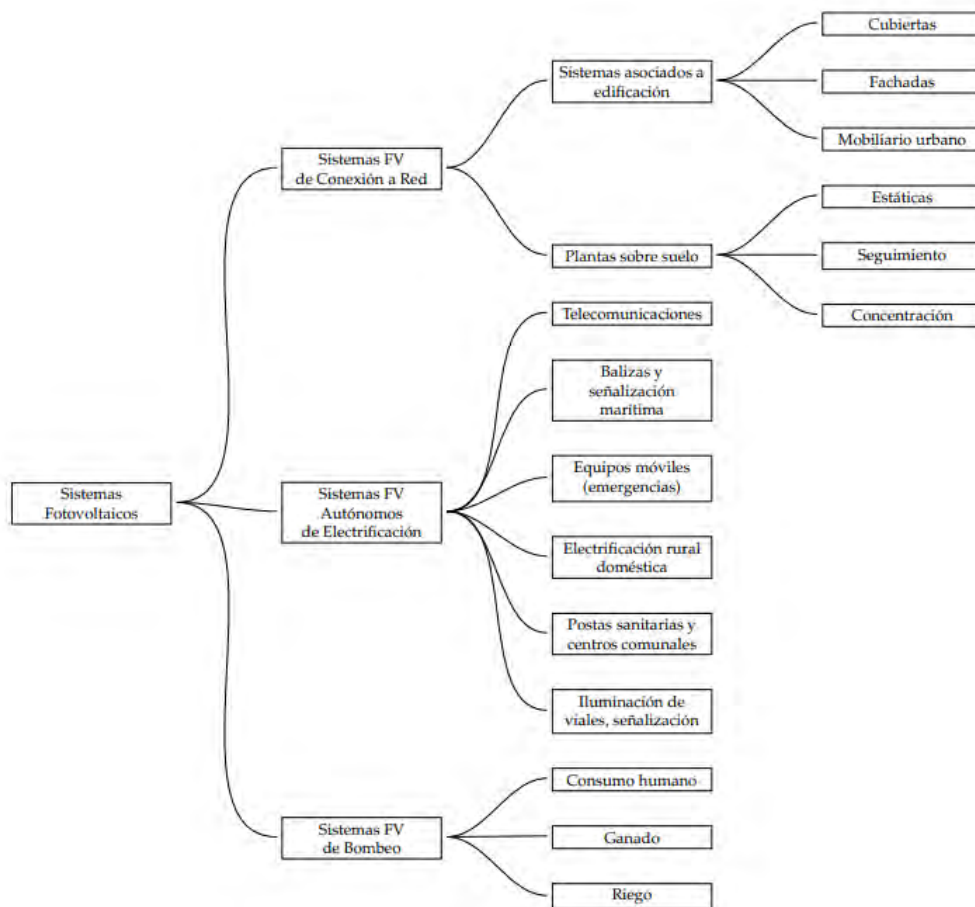
2.2.6. Diseño y dimensionamiento de un Sistema Fotovoltaico

El diseño y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico son fundamentales para garantizar su adecuado funcionamiento y la cobertura de la demanda energética. Este proceso implica definir la capacidad de generación, almacenamiento y conversión en función del consumo y las condiciones del entorno.

Debe considerar variables como la radiación solar, el perfil de carga y las pérdidas del sistema; errores en su estimación pueden generar sistemas subdimensionados o sobredimensionados (Kalogirou, 2014). Se presentan algunas de las principales aplicaciones:

Figura 26

Ilustración Tipos de Sistemas Fotovoltaicos



Nota. Fuente: Adaptado de Energía Solar Fotovoltaica de Oscar Perpiñán (2023)

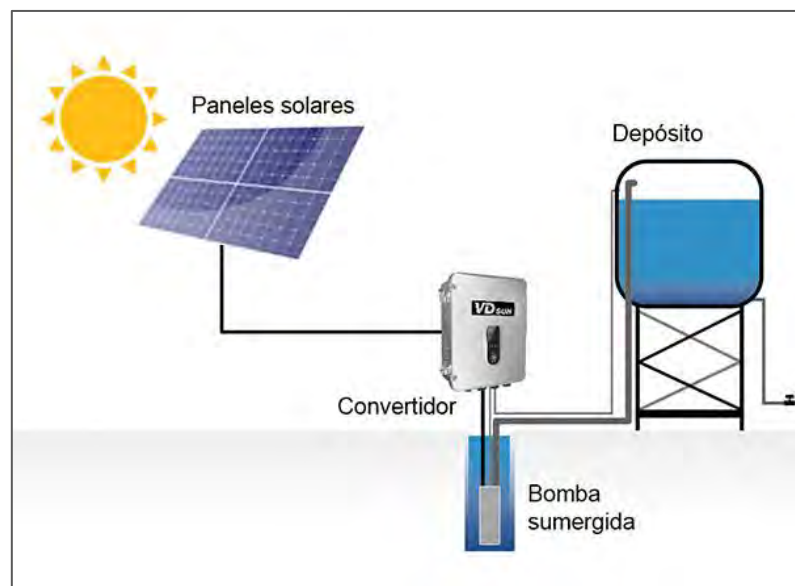
2.2.7. Clasificación y elementos constitutivos de los sistemas fotovoltaicos de baja potencia

La clasificación más común de los sistemas fotovoltaicos se realiza según su conexión con la red eléctrica. Cuando operan de manera independiente y no están vinculados a la red de suministro, se denominan sistemas aislados u off-grid. En cambio, cuando se encuentran conectados a la red eléctrica convencional, se les conoce como sistemas on-grid.

A continuación, se presentan algunas imágenes que permitirán identificar y diferenciar los distintos tipos de sistemas según sus aplicaciones y objetivos.

Figura 27

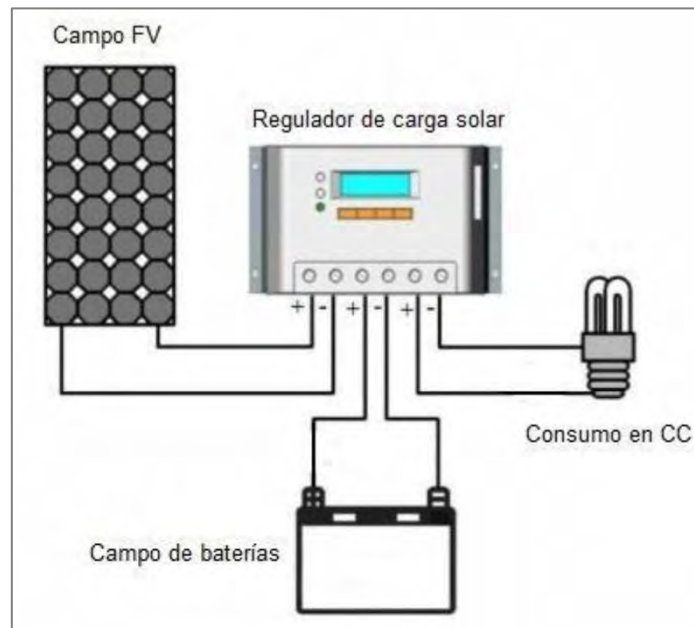
Ilustración - Sistema Fotovoltaico Autónomo sin baterías



Nota. Fuente: Tomado de Vector Energy – bombeo solar (2024)

Figura 28

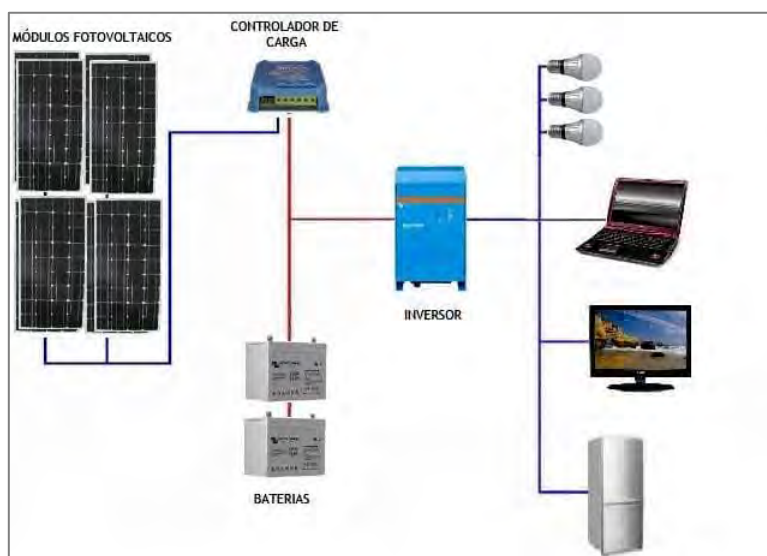
Ilustración - Sistemas Autónomos con batería sin inversor



Nota. Fuente: Tomado de “Academia de las Renovables”, Sistemas de Aprovechamiento de Energía Solar FV.

Figura 29

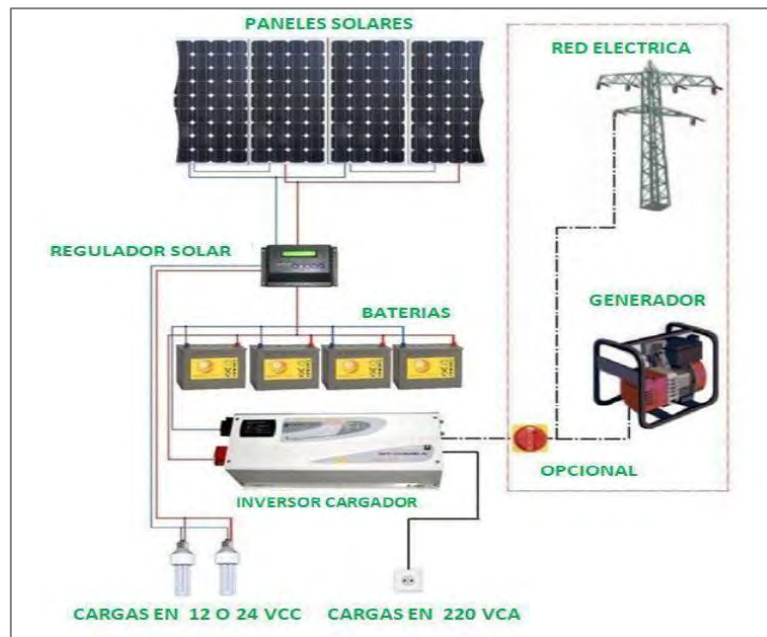
Ilustración - Sistemas Autónomos con baterías e inversor



Nota. Fuente: Tomado de “Academia de las Renovables”, Sistemas de Aprovechamiento de Energía Solar FV.

Figura 30

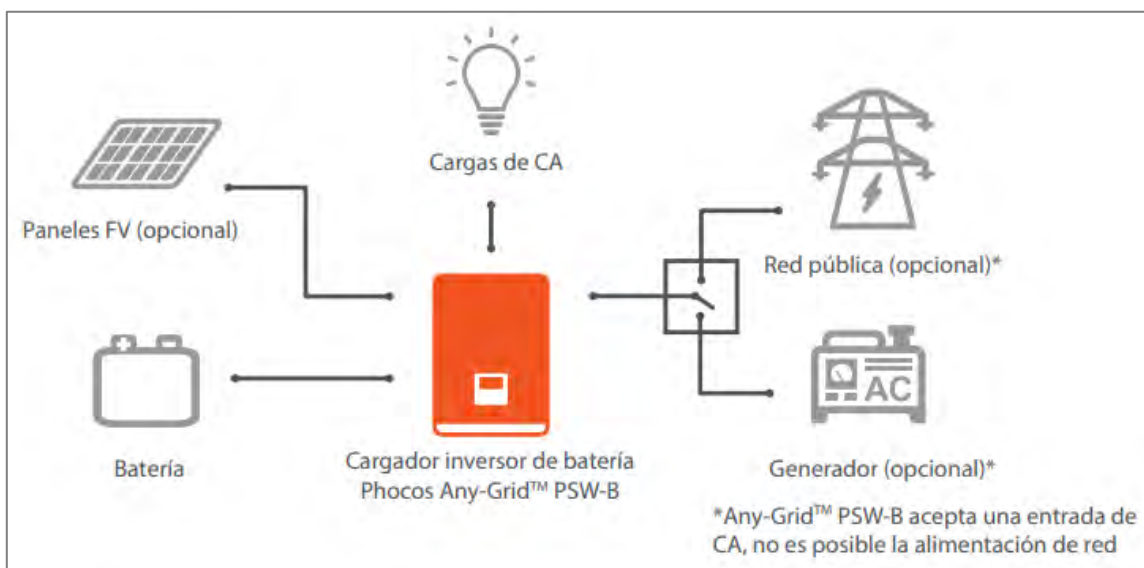
Ilustración Sistemas Autónomos con batería, inversor y sistema de apoyo



Nota. Fuente: Tomado de “Academia de las Renovables”, Sistemas de Aprovechamiento de Energía Solar FV.

Figura 31

Ilustración - 15 Sistema Híbrido conectado a Red



Nota. Fuente: Tomado de “Academia de las Renovables”, Sistemas de Aprovechamiento de Energía Solar FV.

2.2.8. Funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos

El funcionamiento de un sistema fotovoltaico se basa en el efecto fotovoltaico, mediante el cual los materiales semiconductores generan corriente continua (DC) al ser expuestos a la radiación solar (Kalogirou, 2014).

La energía producida es regulada por un controlador de carga y puede ser utilizada directamente o almacenada en baterías para su uso posterior. En ausencia de radiación solar, las baterías suministran energía a las cargas, y, de ser necesario, un inversor convierte la corriente continua en corriente alterna (AC) (Masters, 2013).

En sistemas rurales, el diseño debe considerar la radiación disponible, la demanda energética y la capacidad de almacenamiento para asegurar un suministro confiable (IRENA, 2015). Así, los sistemas fotovoltaicos permiten aprovechar una fuente renovable para mejorar el acceso a la electricidad en zonas aisladas.

2.2.9. Electrificación rural en zonas aisladas

La electrificación rural representa un desafío en zonas aisladas donde la extensión de redes eléctricas es técnica o económicamente inviable. En este contexto, los sistemas fotovoltaicos se consolidan como una solución para suministrar electricidad de forma descentralizada a comunidades alejadas (IRENA, 2015).

Su modularidad, reducción de costos y facilidad de instalación permiten su aplicación desde sistemas domiciliarios hasta mini redes, adaptándose a distintas demandas energéticas (IRENA, 2015). Además, contribuyen al desarrollo social y económico al facilitar servicios como iluminación, comunicación y actividades productivas (Montaño Pisfil, 2021).

En este sentido, los sistemas fotovoltaicos son una alternativa clave para reducir las brechas de acceso a la energía y mejorar la calidad de vida en zonas rurales.

2.2.10. Implementación de sistemas fotovoltaicos en el Perú

En el Perú, los sistemas fotovoltaicos se han incorporado en las estrategias de electrificación rural para atender zonas aisladas donde la extensión de redes eléctricas no es viable. Su implementación, principalmente mediante programas públicos, ha promovido el uso de sistemas domiciliarios en comunidades no conectadas al sistema interconectado.

Estos sistemas han mejorado el acceso a servicios energéticos básicos y contribuido al desarrollo social y económico en áreas rurales (Montaño Pisfil, 2021). No obstante, su sostenibilidad depende de una adecuada gestión técnica, mantenimiento y reposición de componentes, ya que deficiencias en estos aspectos afectan su desempeño y la percepción del servicio (Domenech Léga, 2013).

En este contexto, los sistemas fotovoltaicos representan una solución clave para reducir brechas de acceso a la electricidad, condicionada a una adecuada planificación y operación.

2.2.11. Estado y calidad de los componentes

El estado y la calidad de los componentes de un sistema fotovoltaico son determinantes para su desempeño y vida útil. Los principales elementos —módulos, baterías, controladores e inversores— deben cumplir estándares técnicos para garantizar un funcionamiento eficiente.

La eficiencia de los módulos puede disminuir por degradación y condiciones ambientales, mientras que las baterías, especialmente en sistemas aislados, son críticas y se ven afectadas por descargas profundas y falta de mantenimiento (Kalogirou, 2014; Masters, 2013). Asimismo, el uso de componentes de baja calidad o no certificados incrementa la probabilidad de fallas y reduce la confiabilidad del sistema (Montaño Pisfil, 2021).

Factores como el deterioro físico, la falta de reposición y condiciones ambientales adversas también afectan el rendimiento. En consecuencia, la calidad y el estado de los

componentes constituyen una causa clave de fallas en sistemas fotovoltaicos rurales (Domenech Léga, 2013).

2.2.12. Instalación y condiciones técnicas

La correcta instalación de un sistema fotovoltaico es clave para su desempeño y seguridad, ya que deficiencias en este proceso generan pérdidas de energía y fallas operativas.

Debe cumplir criterios técnicos como la adecuada orientación e inclinación de los paneles, correcto cableado, conexiones seguras y sistemas de protección eléctrica (Perpiñán Lamigueiro, 2011). Errores en estos aspectos reducen la generación, provocan pérdidas y pueden generar riesgos.

En electrificación rural, la falta de supervisión y estandarización en la instalación es una causa frecuente de fallas desde la puesta en servicio (Montaño Pisfil, 2021; Domenech Léga, 2013). Asimismo, factores ambientales no considerados pueden afectar el rendimiento.

En consecuencia, la calidad de la instalación influye directamente en la eficiencia, seguridad y continuidad del suministro eléctrico.

2.2.13. Gestión y mantenimiento

La gestión y el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos son fundamentales para asegurar su funcionamiento continuo y eficiente. Incluyen actividades como supervisión, limpieza, detección de fallas y reposición de componentes.

La sostenibilidad de estos sistemas depende de contar con mecanismos adecuados de operación y mantenimiento; de lo contrario, su desempeño se deteriora rápidamente (IRENA, 2015). El mantenimiento puede ser preventivo, mediante acciones periódicas, o correctivo, ante fallas del sistema (Domenech Léga, 2013).

En contextos rurales, la falta de programas de mantenimiento y de capacitación de los usuarios, así como las limitaciones de acceso técnico, afectan la continuidad del servicio (Montaño Pisfil, 2021).

En consecuencia, una gestión deficiente del mantenimiento impacta tanto en el desempeño técnico como en la percepción del servicio eléctrico.

2.2.14. Servicio eléctrico

El servicio eléctrico es el conjunto de actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía para satisfacer la demanda de los usuarios, siendo un servicio público esencial por su impacto en el desarrollo social y económico.

En el Perú, la Ley de Concesiones Eléctricas establece que debe prestarse bajo condiciones de eficiencia, continuidad, calidad y seguridad (República del Perú, 1992). Además, implica la gestión integral del sistema y el cumplimiento de estándares técnicos y regulatorios (Osinergmin, 2017).

En sistemas fotovoltaicos rurales, este servicio se adapta a un esquema descentralizado, donde la generación y el consumo ocurren en el mismo punto, requiriendo una adecuada operación y mantenimiento.

En síntesis, el servicio eléctrico garantiza el acceso continuo, seguro y eficiente a la energía, independientemente de la tecnología empleada.

2.2.15. Servicio eléctrico en sistemas fotovoltaicos

El servicio eléctrico en sistemas fotovoltaicos se refiere a la provisión de energía mediante la conversión de energía solar, principalmente en zonas no conectadas al sistema eléctrico interconectado. Este servicio abarca la generación, disponibilidad, continuidad y calidad del suministro.

En electrificación rural, se caracteriza por ser descentralizado, con generación en el punto de consumo, lo que implica particularidades en su operación y mantenimiento (IRENA, 2015). Asimismo, debe cumplir condiciones mínimas como disponibilidad, confiabilidad y adecuación a las necesidades del usuario (Osinerghmin, 2017).

En este contexto, su análisis requiere considerar tanto el desempeño técnico como la percepción del servicio por parte de los usuarios en zonas rurales.

2.2.16. Calidad del servicio eléctrico

La calidad del servicio eléctrico se refiere al grado en que el suministro cumple con condiciones técnicas y operativas como continuidad, confiabilidad y estabilidad, satisfaciendo las necesidades de los usuarios.

Se evalúa mediante indicadores como la frecuencia y duración de interrupciones y parámetros eléctricos del sistema (Osinerghmin, 2017). En sistemas fotovoltaicos aislados, su análisis presenta particularidades por la dependencia de la radiación solar y las limitaciones de almacenamiento (IRENA, 2015).

Asimismo, la calidad también se relaciona con la percepción del usuario, vinculada a la satisfacción de sus necesidades energéticas y la confiabilidad del servicio (Agencia Estatal de Evaluación de las Políticas Públicas y la Calidad de los Servicios, 2009; Lingán Cano et al., 2024).

En este sentido, la calidad del servicio debe evaluarse integrando indicadores técnicos y la percepción del usuario, especialmente en contextos rurales.

2.2.17. Percepción del servicio eléctrico

La percepción del servicio en usuarios es la evaluación subjetiva que realizan sobre la calidad, eficiencia y utilidad del servicio recibido, influenciada por factores como la confiabilidad, accesibilidad y atención de incidencias.

Este enfoque es clave para evaluar servicios públicos, ya que permite identificar el nivel de satisfacción y áreas de mejora (Agencia Estatal de Evaluación de las Políticas Públicas y la Calidad de los Servicios, 2009). En contextos rurales con sistemas fotovoltaicos, la percepción depende de la disponibilidad de energía, la frecuencia de fallas y el acceso a mantenimiento (Montaño Pisfil, 2021).

Asimismo, está estrechamente vinculada a la experiencia directa del usuario con el servicio (Lingán Cano et al., 2024). En este sentido, constituye un indicador relevante para evaluar el desempeño de los sistemas fotovoltaicos en zonas rurales.

2.2.18. Continuidad del servicio eléctrico

La continuidad del servicio eléctrico es la capacidad del sistema para suministrar energía de forma constante y sin interrupciones prolongadas, siendo un indicador clave de la calidad del servicio.

Se evalúa mediante la frecuencia y duración de interrupciones (Osinergmin, 2017). En sistemas fotovoltaicos aislados, presenta particularidades debido a la dependencia de la radiación solar y la capacidad de almacenamiento (IRENA, 2015).

Factores como el mal dimensionamiento, el deterioro de baterías y la falta de mantenimiento pueden afectar la continuidad del suministro (Montaño Pisfil, 2021).

En consecuencia, la continuidad del servicio es un factor crítico que influye directamente en la calidad del servicio y la percepción del usuario.

2.2.19. Cobertura energética

La cobertura energética se refiere al grado en que un sistema eléctrico satisface la demanda de los usuarios, tanto en acceso como en suficiencia del suministro.

En electrificación rural, implica no solo el acceso a la electricidad, sino también la capacidad de cubrir necesidades básicas como iluminación y uso de equipos domésticos (IRENA, 2015). En sistemas fotovoltaicos domiciliarios, puede verse limitada por el dimensionamiento y la capacidad de almacenamiento (Montaño Pisfil, 2021).

Asimismo, no debe evaluarse solo en términos de acceso, sino también de calidad y suficiencia del servicio (Domenech Léga, 2013).

En el contexto de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios bajo el esquema BT8, la cobertura energética no solo depende del acceso al servicio, sino de la relación entre la capacidad de generación y almacenamiento del sistema y la demanda real del usuario. En escenarios donde esta relación es deficitaria, la cobertura energética se ve limitada, aun cuando el sistema se encuentre operativamente activo.

2.2.20. Satisfacción del usuario

La satisfacción del usuario con el servicio eléctrico es el grado en que el suministro cumple o supera sus expectativas, constituyendo un indicador clave en la evaluación del servicio.

Se basa en la comparación entre expectativas y experiencia real (Agencia Estatal de Evaluación de las Políticas Públicas y la Calidad de los Servicios, 2009). En sistemas fotovoltaicos rurales, depende de factores como la disponibilidad de energía, continuidad del servicio, facilidad de uso y atención de fallas (Lingán Cano et al., 2024).

Aunque el acceso a la electricidad suele valorarse positivamente, fallas técnicas o limitaciones del sistema pueden generar insatisfacción (Montaño Pisfil, 2021).

En sistemas fotovoltaicos rurales, la satisfacción del usuario no depende únicamente del acceso al servicio, sino de la capacidad del sistema para cubrir las necesidades energéticas del usuario en condiciones reales de uso. En este sentido, pueden presentarse escenarios donde el servicio es percibido como funcional, pero insuficiente, evidenciando una brecha entre las expectativas del usuario y las limitaciones técnicas del sistema.

En conjunto, los conceptos desarrollados permiten establecer un marco de referencia para analizar el desempeño de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios, considerando tanto sus características técnicas como su impacto en la percepción del servicio por parte del usuario.

2.3. Marco Conceptual

2.3.1. Tarifa BT8

La tarifa BT8 es el esquema tarifario aplicado a usuarios de sistemas fotovoltaicos domiciliarios en zonas rurales aisladas, basado en un cargo fijo equivalente según un consumo promedio. Esta tarifa es subsidiada por el Estado (Osinerghin, 2015; 2018).

2.3.2. Usuario BT8

Usuario atendido mediante sistemas fotovoltaicos en zonas no interconectadas.

2.3.3. Cargo fijo equivalente

Pago periódico independiente del consumo real, parcialmente subsidiado.

2.3.4. Regulación en sistemas aislados

Normas que establecen criterios tarifarios y mecanismos de subsidio en zonas sin red eléctrica.

2.3.5. Componentes de un sistema fotovoltaico

2.3.5.1. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos están constituidos por un conjunto de celdas solares interconectadas que permiten transformar la radiación solar en energía eléctrica.

2.3.5.2. Controlador de carga

El controlador de carga es un dispositivo electrónico encargado de regular el flujo de energía entre los paneles fotovoltaicos y las baterías, evitando sobrecargas o descargas profundas que podrían reducir la vida útil del sistema de almacenamiento (Masters, 2013).

2.3.5.3. Baterías

Las baterías permiten almacenar la energía eléctrica generada durante el día para que pueda ser utilizada en momentos en que no hay radiación solar, como durante la noche o en condiciones de baja irradiación (Masters, 2013). Este componente es especialmente importante en sistemas fotovoltaicos aislados utilizados en electrificación rural.

2.3.5.4. Inversor

El inversor es el dispositivo encargado de convertir la corriente continua (DC) generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna (AC), que es el tipo de electricidad utilizado por la mayoría de los equipos eléctricos domésticos (Masters, 2013).

Además de estos elementos principales, los sistemas fotovoltaicos incorporan estructuras de soporte, cableado eléctrico, dispositivos de protección y sistemas de monitoreo, los cuales garantizan la correcta instalación, seguridad y funcionamiento del sistema (Perpiñán Lamigueiro, 2011).

2.3.6. Sistema Fotovoltaico Domiciliario (SFD)

Es un tipo de sistema fotovoltaico diseñado para abastecer de electricidad a un solo hogar, proporcionando energía limitada para usos básicos como iluminación, carga de celulares y equipos de bajo consumo. En Perú, los SFD forman parte del programa de electrificación

rural subsidiado bajo tarifa BT8 y constituyen la principal modalidad de acceso eléctrico en comunidades aisladas de Maynas y Requena (MINEM, 2021).

2.3.7. Sistemas Fotovoltaicos Comunes Tipo 2:

Los Sistemas Fotovoltaicos Comunes tipo 2 (SFC-T2) son sistemas solares autónomos destinados a abastecer de energía a locales escolares en zonas rurales sin acceso a la red eléctrica. Permiten cubrir necesidades básicas como iluminación, equipos audiovisuales, computadoras y comunicaciones.

Están conformados por paneles fotovoltaicos, controladores, inversores y bancos de baterías dimensionados para asegurar un suministro confiable durante la jornada escolar. Su implementación fortalece las actividades educativas al proporcionar acceso a energía continua en entornos rurales.

2.3.8. Potencia nominal instalada

La potencia nominal instalada es la capacidad máxima de generación de un sistema fotovoltaico bajo condiciones estándar, determinada por la suma de la potencia de sus módulos, expresada en W o kW. Este parámetro permite estimar su capacidad de generación frente a la demanda (Kalogirou, 2014; Perpiñán Lamigueiro, 2011).

2.3.9. Sombreado parcial del panel fotovoltaico

Obstrucción de la radiación solar sobre una parte del panel, lo que afecta su rendimiento y puede generar pérdidas significativas de energía.

2.3.10. Orientación del panel fotovoltaico

La orientación del panel fotovoltaico es la dirección en que se ubica respecto a los puntos cardinales para maximizar la captación de radiación solar. Una orientación adecuada

optimiza la generación, mientras que una incorrecta reduce el rendimiento (Kalogirou, 2014; Perpiñán Lamigueiro, 2011).

2.3.11. Inclinación del panel fotovoltaico

La inclinación del panel fotovoltaico es el ángulo respecto a la horizontal que influye en la captación de radiación solar y en la eficiencia de generación. Una inclinación adecuada optimiza el rendimiento, mientras que una inadecuada genera pérdidas (Kalogirou, 2014; Perpiñán Lamigueiro, 2011).

2.3.12. Controlador tipo PWM (Pulse Width Modulation)

Controlador que regula la carga de la batería mediante modulación del ancho de pulso, con menor eficiencia en comparación con sistemas MPPT.

2.3.13. Controlador tipo MPPT (Maximum Power Point Tracking)

Controlador que optimiza la captación de energía del panel ajustando el punto de máxima potencia, mejorando el rendimiento del sistema.

2.3.14. Convertidores DC-DC

Dispositivos que transforman niveles de tensión en corriente continua, permitiendo adaptar la energía generada a los requerimientos del sistema.

2.3.15. Capacidad de almacenamiento energético

La capacidad de almacenamiento energético es la cantidad de energía que puede almacenarse en las baterías de un sistema fotovoltaico para su uso en ausencia de generación solar. Se expresa en Ah o Wh y es clave para garantizar la continuidad del suministro en sistemas aislados (Kalogirou, 2014; Perpiñán Lamigueiro, 2011).

2.3.16. Profundidad de descarga (DoD)

La profundidad de descarga (Depth of Discharge, DoD) es el porcentaje de la capacidad total de una batería que ha sido utilizada respecto a su capacidad nominal. Un mayor DoD implica una mayor utilización de la energía almacenada, pero también una mayor afectación a la vida útil de la batería, especialmente en tecnologías como el plomo-ácido.

2.3.17. Ciclos de carga y descarga de la batería

Número de veces que una batería se carga y descarga, lo cual influye en su vida útil.

2.3.18. Descarga profunda de la batería

Uso de la batería por debajo de su nivel recomendado, lo que puede reducir significativamente su vida útil.

2.3.19. Autonomía del sistema

La autonomía del sistema se refiere al tiempo durante el cual un sistema fotovoltaico puede suministrar energía sin recibir generación solar, dependiendo de la capacidad de almacenamiento disponible y del nivel de consumo.

2.3.20. Batería de plomo-ácido (sin BMS)

Tipo de batería tradicional utilizada en sistemas fotovoltaicos, caracterizada por su bajo costo y ausencia de sistemas avanzados de gestión, lo que la hace más susceptible a degradación por uso inadecuado.

2.3.21. Batería LiFePO₄ (con BMS)

Tipo de batería de litio que incorpora sistemas de gestión (BMS), con mayor eficiencia, mayor profundidad de descarga y mayor vida útil en comparación con baterías convencionales.

2.3.22. Consumo energético

El consumo energético corresponde a la cantidad de energía eléctrica utilizada por el usuario en un periodo determinado, generalmente expresada en Wh/día.

2.3.23. Sobrecarga del sistema

La sobrecarga del sistema fotovoltaico ocurre cuando la demanda de energía excede su capacidad de generación y almacenamiento, generando operación ineficiente, caídas de tensión y posibles interrupciones del suministro (Kalogirou, 2014; Perpiñán Lamigueiro, 2011).

2.3.24. Sección del conductor

Dimensión del cable eléctrico seleccionada en función de la corriente que transporta, la cual influye en la eficiencia y seguridad del sistema.

2.3.25. Caída de tensión en conductores

Pérdida de voltaje que ocurre durante la transmisión de energía a través del cableado, especialmente cuando existe una longitud excesiva o una sección inadecuada.

2.3.26. Conexiones eléctricas

Puntos de unión entre conductores y equipos, cuya correcta instalación es fundamental para evitar fallas y pérdidas energéticas.

2.3.27. Conexiones no autorizadas

Instalación de equipos o derivaciones eléctricas sin supervisión técnica, que alteran el diseño original del sistema.

2.3.28. Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo es el conjunto de actividades programadas para asegurar el correcto funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, mediante inspección, limpieza y verificación de sus componentes. Permite prevenir fallas y garantizar la continuidad del servicio (Kalogirou, 2014; IRENA, 2015).

2.3.29. Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo es el conjunto de acciones destinadas a reparar fallas y restablecer el funcionamiento de un sistema fotovoltaico tras una avería. Se realiza de forma reactiva y busca minimizar el tiempo de interrupción del servicio (Kalogirou, 2014; IRENA, 2015).

2.3.30. Mantenimiento no programado

Intervenciones realizadas de manera imprevista debido a fallas en el sistema.

2.3.31. Interrupciones del suministro

Periodos en los que el sistema no proporciona energía debido a fallas, baja generación o descarga de baterías.

2.3.32. Cobertura de la demanda energética

Capacidad del sistema para satisfacer el consumo energético requerido por el usuario en un periodo determinado.

2.3.33. Continuidad del servicio

La continuidad del servicio es la capacidad del sistema fotovoltaico para suministrar energía eléctrica de manera sostenida en el tiempo, sin interrupciones que afecten el uso normal por parte del usuario.

2.3.34. Expectativas del usuario

Ideas o percepciones previas del usuario sobre el funcionamiento y beneficios del servicio eléctrico.

2.4. Marco Normativo

2.4.1. Decreto Ley N.º 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas.

Establece el régimen jurídico de las actividades eléctricas (generación, transmisión, distribución y comercialización) mediante concesiones otorgadas por el Estado. Define las

competencias del MINEM y las obligaciones de las concesionarias, marco que regula tanto la prestación del servicio en redes como las concesiones que, en su caso, integran proyectos de electrificación rural. Es la base legal para la existencia y obligaciones de empresas como Electro Oriente.

2.4.2. Decreto Supremo N.º 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Aprueba el Reglamento que desarrolla la Ley N.º 25844: detalla procedimientos administrativos, requisitos para concesiones y aspectos sobre prestación y control del servicio eléctrico. Es importante porque regula cómo las concesionarias operan comercial y técnicamente (facturación, cobros, obligaciones ante usuarios).

2.4.3. Decreto Supremo N.º 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

Aprueba la Norma Técnica que fija indicadores de calidad de tensión y continuidad, procedimientos de medición y obligaciones de los prestadores del servicio. Aunque contiene excepciones para sistemas aislados menores, es la referencia normativa para evaluar indicadores de calidad (p. ej. estabilidad de tensión) que tu tesis mide en campo.

2.4.4. Resolución Ministerial N.º 203-2013-MEM/DM: Aprueban el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022. Peru.

En el marco de las políticas públicas orientadas a la inclusión energética, el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013–2022, constituye un instrumento fundamental promovido por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) para garantizar el acceso equitativo y sostenible a la energía en todo el territorio nacional. Este plan establece las directrices para la expansión de la cobertura eléctrica mediante el aprovechamiento de fuentes convencionales y

renovables, priorizando la atención de las zonas rurales y aisladas, como las comunidades de la región Loreto, donde la extensión de redes convencionales resulta técnicamente limitada y económicamente inviable. En ese contexto, el plan respalda la implementación de sistemas fotovoltaicos domiciliarios (SFD) como alternativa viable para brindar el servicio eléctrico básico, constituyendo así un antecedente legal relevante para la ejecución de proyectos solares en el ámbito de Electro Oriente S.A.

2.4.5. Decreto Supremo N.º 018-2020-EM – Reglamento de la Ley N.º 28749 (Ley General de Electrificación Rural).

Reglamenta la Ley General de Electrificación Rural (LGR) y actualiza criterios para la planificación, ejecución y financiamiento de la electrificación en zonas rurales y aisladas. Establece responsabilidades de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER-MINEM) y orientaciones sobre proyectos con energías renovables (incluidos SFV). Es la norma que enmarca la política pública que financia/coordina instalaciones SFD/SFC.

2.4.6. Ley N.º 28749 – Ley General de Electrificación Rural.

Marco legal que define la política y los instrumentos para la electrificación de localidades rurales, indica el papel del Estado (MINEM) y la priorización de proyectos en zonas aisladas; su reglamento (DS 018-2020-EM) actualiza procedimientos aplicables. Esta ley es la base de los programas de electrificación a escala nacional.

2.4.7. Resolución Directoral N.º 0132-2018-MEM/DGE – Norma técnica de Sistemas Eléctricos Rurales No Convencionales abastecidos por SFV autónomos.

Aprueba la norma DGE que regula diseño, instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos autónomos usados para electrificación rural (SFD y SFC). Contiene criterios de

dimensionamiento, protección y seguridad aplicables a los proyectos del PNER. Muy relevante para la ficha técnica e inspecciones de tu estudio.

2.4.8. Resoluciones del Consejo Directivo de OSINERGMIN sobre Tarifa Eléctrica Rural y supervisión (p. ej. N.º 122-2018-OS/CD; N.º 147-2018-OS/CD).

OSINERGMIN aprobó la metodología de fijación de la Tarifa Eléctrica Rural para suministros no convencionales (SFV) y otros actos complementarios. Estas resoluciones regulan cómo se calcula la tarifa BT8 (cargos fijos equivalentes), los factores de proporción y condiciones de aplicación del subsidio. Son determinantes para entender la facturación y sostenibilidad económica que evaluarás.

2.4.9. Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N.º 051-2021-OS/CD – “Procedimiento para la Fiscalización de la Generación Eléctrica mediante Sistemas Fotovoltaicos No Conectados a Red”.

Aprueba el procedimiento que regula la fiscalización de obligaciones técnicas y legales de las entidades que administran SFV no conectados a red. Establece alcances de supervisión, evidencia exigible y sanciones, y es la referencia para cualquier control o informe técnico sobre calidad y legalidad de los SFD/SFC. Fundamental para el Cap. III cuando cites obligaciones y criterios de supervisión.

2.4.10. Ley N.º 27510 – Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica.

Crea el FOSE para favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a usuarios residenciales de bajos consumos (aplica mecanismos de descuento / compensación). El FOSE es la base financiera del subsidio que sostiene tarifas rurales (como BT8) y es clave para la

justificación socio-económica del programa. (La Ley ha sido modificada en varias oportunidades; revisa las últimas modificaciones para la fecha de tu tesis).

2.4.11. Decreto Supremo N.º 020-2013-EM – Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red

Regula la promoción de energías renovables (como los SFV) en zonas sin conexión a la red eléctrica. Define criterios para incentivar la inversión en tecnologías renovables y facilitar su aplicación técnica y financiera.

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. Tipo y enfoque de investigación

La presente investigación se desarrolla bajo un **enfoque mixto**, debido a que integra procedimientos de naturaleza **cuantitativa y cualitativa** con el propósito de analizar de manera integral el problema de estudio.

El **componente cuantitativo** se orienta a la medición de la variable dependiente, correspondiente a la percepción del servicio eléctrico en usuarios de la tarifa BT8. Para ello, se aplicaron encuestas estructuradas mixtas que permiten obtener datos medibles sobre dimensiones como continuidad del servicio, cobertura energética y nivel de satisfacción. Estos datos son procesados mediante técnicas estadísticas, lo que facilita identificar tendencias, niveles de percepción y posibles relaciones con las condiciones del sistema (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2018).

Por su parte, el **componente cualitativo** se enfoca principalmente en el análisis de la variable independiente, relacionada con las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos. Este análisis se realiza mediante entrevistas semiestructuradas a personal técnico y fichas de observación aplicadas a los sistemas instalados, lo que permite comprender aspectos como el diseño y dimensionamiento, el estado de los componentes, las condiciones de instalación y las prácticas de mantenimiento. Este enfoque aporta una comprensión más profunda de las causas y características de las deficiencias identificadas (Flick, 2018).

En cuanto a su **tipo**, la investigación es de carácter **aplicado**, ya que se orienta a la generación de conocimiento útil para la solución de un problema concreto: las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos y su impacto en la percepción del servicio

eléctrico en contextos de electrificación rural. En este sentido, el estudio busca aportar evidencia que contribuya a la mejora de la gestión del servicio eléctrico en la región Loreto.

3.2. Nivel y diseño de investigación

El nivel de la investigación es **descriptivo y correlacional**.

Es **descriptivo**, porque permite caracterizar de manera detallada las condiciones técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos, considerando dimensiones como el diseño del sistema, el estado de sus componentes, las condiciones de instalación y la gestión del mantenimiento. Asimismo, describe la percepción del servicio eléctrico por parte de los usuarios, en términos de continuidad, cobertura energética y satisfacción.

Es **correlacional**, porque busca determinar la relación existente entre las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos (variable independiente) y la percepción del servicio eléctrico en los usuarios (variable dependiente). Este nivel no implica establecer relaciones de causalidad, sino identificar asociaciones significativas entre ambas variables, en concordancia con el planteamiento de la hipótesis de investigación.

En cuanto al **diseño**, la investigación es **no experimental**, ya que las variables no son manipuladas deliberadamente, sino observadas en su contexto real, tal como se presentan en los sistemas fotovoltaicos instalados y en la experiencia de los usuarios.

Asimismo, el estudio es de **corte transversal**, debido a que la recolección de datos se realiza en un único momento en el tiempo, lo que permite obtener una visión del estado actual de los sistemas y de la percepción del servicio en el periodo de estudio.

El **diseño** adoptado corresponde, por tanto, a un diseño **no experimental de tipo transversal–correlacional**, el cual resulta adecuado para analizar la asociación entre las

condiciones técnicas de los sistemas fotovoltaicos y la percepción del servicio eléctrico en usuarios rurales, sin requerir seguimiento longitudinal ni manipulación de variables.

3.3. Población y Muestra

3.3.1. Población de usuarios BT8

La población de estudio estuvo conformada por los **3816 usuarios de la tarifa BT8** de sistemas fotovoltaicos, distribuidos en los distritos de las provincias de Maynas y Requena (Loreto). Estos usuarios se ubican principalmente en comunidades rurales y ribereñas, donde el acceso se realiza mayoritariamente por vía fluvial, con tiempos de desplazamiento que pueden superar varios días.

No obstante, debido a la dispersión geográfica y la inaccesibilidad de determinadas zonas (especialmente comunidades de difícil acceso por ríos tributarios de bajo calado), se consideró como **población accesible** a los **2645 usuarios BT8** pertenecientes a seis distritos seleccionados estratégicamente: Indiana y Mazán (provincia de Maynas); Emilio San Martín, Jenaro Herrera, Maquía y Puinahua (provincia de Requena), comunidades alcanzables dentro de las condiciones logísticas y de tiempo de la investigación.

Tabla 7

Población de Usuarios de la Tarifa BT8 en Distritos de las Provincias de Maynas y Requena.

Departamento	Provincia	Distrito	Usuarios
Loreto	Maynas	Indiana	14
		Mazan	474
	Requena	Emilio San Martin	679
		Jenaro Herrera	153
		Maquia	1,052
		Puinahua	273
	Total, general		2,645

Nota. Fuente: Elaboración propia.

De esta manera, se mantuvo la validez científica del estudio, ya que la población accesible conserva las características esenciales de la población total, pero bajo un criterio metodológico realista de accesibilidad (Otzen & Manterola, 2017).

Los usuarios incluidos en el presente estudio son pobladores rurales de las provincias de Maynas y Requena, cuya principal característica fue residir en viviendas equipadas con sistemas fotovoltaicos individuales (SFD) bajo la tarifa BT8. El cuestionario aplicado no incluyó preguntas directas sobre características sociodemográficas como edad, nivel educativo o ingresos, debido a razones como: tiempo destinado a hacer y responder una encuesta, presupuesto limitado, condiciones de servicios, transporte, seguridad e integridad personal; por lo que se emplearon datos oficiales de Loreto para contextualizar el perfil general de la población beneficiaria como la siguiente: Según el Reporte de pobreza en el Perú: RM N° 01-2024 – pobreza monetaria (2024) (Sociedad Nacional de Industrias, 2024), en 2023 Loreto presentó una pobreza monetaria del 43,5 %, que en 2024 bajó ligeramente a 43,0 %, pero que sigue siendo una de las más elevadas del Perú. En las áreas rurales de la región, la pobreza alcanzó un 58,6 % en 2022 (Gobierno Regional de Loreto, 2023).

Respecto al acceso a servicios básicos, aproximadamente el 16,5 % de los hogares en Loreto cuenta simultáneamente con agua potable, energía eléctrica, saneamiento, telefonía e internet, lo que evidencia importantes brechas en infraestructura básica (Diario La Región, 2025).

En materia educativa, durante los años 2013-2016 se observó que entre 46,5 % y 74,6 % de los niños que ingresaban a primaria tenían al menos un año de educación inicial, mientras que los niños sin ningún grado de educación inicial se redujeron de 27,2 % a 12,1 % en ese periodo (Ministerio de Educación [Unidad de Estadística], 2017).

3.3.2. Muestra de usuarios (encuestas)

El tamaño de la muestra de usuarios se determinó mediante la fórmula para poblaciones finitas propuesta por Arias (2012), considerando un nivel de confianza del 95 % ($Z = 1,96$), un margen de error del 5 % y una proporción esperada de 0,5, al no contarse con información previa sobre la variabilidad de la población.

Como resultado, se obtuvo una **muestra de 336 usuarios**, pertenecientes a la Tarifa BT8 de la empresa Electro Oriente S.A. en la región Loreto.

Los usuarios seleccionados fueron evaluados mediante la aplicación de una encuesta de tipo estructurada con preguntas cerradas y escalas de medición, complementada con algunas preguntas abiertas que permitieron recoger información cualitativa sobre la percepción del servicio y experiencias de los usuarios.

El tipo de muestreo empleado fue probabilístico, garantizando la representatividad de los usuarios dentro del ámbito de estudio.

$$n = \frac{N \cdot Z^2 \cdot p \cdot q}{e^2(N - 1) + Z^2 \cdot p \cdot q}$$

Donde:

N = población

$Z = 1.96$ (95% de confianza)

$p = 0.5$ (máxima variabilidad)

$q = 1 - p$

$e = 0.05$ (margen de error)

a) Para la población total (3816):

$$n \approx 349$$

b) Para la población accesible (2645):

$$n \approx 335.6$$

Por lo tanto, la **muestra seleccionada fue de 336 usuarios**, distribuidos proporcionalmente según el número de suministros por distrito, garantizando representatividad y equilibrio territorial (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2018).

La distribución proporcional de la muestra se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 8

Distribución proporcional de la muestra para encuestas de Usuarios de la Tarifa BT8 en distritos de las Provincias de Maynas y Requena

Departamento	Provincia	Distrito	Muestra (encuestas)
Loreto	Maynas	Indiana	4
		Mazán	72
Loreto	Requena	Emilio San Martín	98
		Jenaro Herrera	24
		Maquía	103
		Puinahua	35
		Total	336

Nota. Fuente: Elaboración propia.

3.3.3. Muestra de sistemas (fichas técnicas)

La muestra de sistemas fotovoltaicos estuvo constituida por los 336 sistemas correspondientes a los usuarios encuestados, estableciéndose una relación directa uno a uno entre usuario y sistema fotovoltaico.

Cada sistema fue evaluado mediante la aplicación de una ficha técnica, la cual permitió recopilar información sobre aspectos de diseño, instalación, operación y mantenimiento, tales como potencia instalada, estado de los componentes, condiciones de funcionamiento y evidencias de deficiencias técnicas u operativas.

En ese sentido, la muestra de sistemas coincide con la muestra de usuarios, permitiendo realizar un análisis integrado entre variables técnicas y la percepción del servicio.

3.3.4. Muestra de técnicos (entrevistas)

La muestra de personal técnico estuvo conformada por **10 trabajadores de la empresa contratista OPERACIONES ANDES E.I.R.L.**, encargada de la gestión comercial, operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos correspondientes a la Tarifa BT8 en la región Loreto.

El tipo de muestreo aplicado fue **no probabilístico por criterio o intencional**, seleccionando al personal clave involucrado directamente en la prestación del servicio.

La composición de la muestra fue la siguiente:

- **01 Supervisor Zonal (Ingeniero Mecánico Electricista):**

Responsable de la planificación, coordinación y supervisión de las actividades ejecutadas por el personal técnico, garantizando el cumplimiento eficiente y oportuno de las operaciones.

Tiempo de trabajo en el servicio: 10 meses.

- **01 Técnico Supervisor:**

Responsable de la dirección operativa de los equipos de trabajo en la ejecución de las actividades de operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos en diversas localidades de la zona de concesión.

Experiencia en el servicio: 7 años.

- **05 Técnicos Electricistas de Operación y Mantenimiento:**

Encargados de la ejecución directa de las actividades técnicas relacionadas con la

operación, mantenimiento preventivo y correctivo de los sistemas fotovoltaicos.

Experiencia promedio: mayor a 2 años.

- **03 Técnicos Electricistas de la Gestión Comercial:**

Responsables de las actividades de gestión comercial, incluyendo reparto de recibos, cobranza y atención a usuarios de la Tarifa BT8.

Experiencia promedio: mayor a 2 años.

Las entrevistas aplicadas fueron de tipo **semiestructurado**, permitiendo recoger información cualitativa relevante sobre las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas, así como sobre las dificultades en la prestación del servicio y la interacción con los usuarios.

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Para garantizar la validez y confiabilidad de los resultados, la investigación empleó una estrategia metodológica que combinó diferentes técnicas de recolección de datos y sus respectivos instrumentos, de acuerdo con las variables, dimensiones e indicadores definidos en la matriz de operacionalización.

3.4.1. Encuesta:

Se aplicó una encuesta estructurada de carácter mixto como técnica principal para la recolección de información de los usuarios de la Tarifa BT8 en los distritos de Maynas, Indiana, Mazán, Requena, Emilio San Martín, Jenaro Herrera y Maquía.

El instrumento utilizado fue un **cuestionario predominantemente cerrado**, que incluyó preguntas dicotómicas, politómicas y de escala tipo Likert, complementadas con algunas preguntas abiertas orientadas a recoger información cualitativa sobre la experiencia del usuario.

El cuestionario se organizó en torno a las dimensiones de análisis: deficiencias técnicas, deficiencias operativas y percepción del servicio. A través de este instrumento se evaluaron aspectos como la frecuencia de fallas del sistema, la periodicidad del mantenimiento, la continuidad y estabilidad del suministro eléctrico, los tiempos de atención ante reclamos y el nivel de satisfacción del usuario con el servicio recibido.

De acuerdo con Hernández-Sampieri y Mendoza (2018), el cuestionario constituye un instrumento adecuado para la obtención de información estandarizada, cuantificable y comparable, especialmente en investigaciones de tipo descriptivo y correlacional, como la presente.

Figura 32

Instrumento 1: Encuesta estructurada mixta

ENCUESTA DIRIGIDA A USUARIOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS – TARIFA BT8	
Identificación del usuario	
• Nombre: _____	• Nro. Suministro: _____
• Comunidad: _____	• Fecha: _____
1. ¿Cuántos años de funcionamiento tiene el Sistema Fotovoltaico? ☐ Menos de 3 años ☐ Entre 3 y 5 años ☐ Más de 5 años ☐ No sabe 2. En el último año, ¿con qué frecuencia ha presentado fallas técnicas su sistema? ☐ Nunca ☐ Una vez ☐ Más de una vez ☐ No recuerda 3. ¿Con qué frecuencia se realiza mantenimiento a su sistema? ☐ Cada mes ☐ Cada 3 meses ☐ Una vez al año ☐ Nunca 4. ¿Quién realiza el mantenimiento en su comunidad? ☐ Personal de Electro Oriente ☐ Otro técnico local ☐ No se realiza mantenimiento 5. ¿Cómo reporta una falla del sistema? _____ 6. Aproximadamente, ¿cuántos días demoran en atender su reclamo? _____ días 7. ¿Cuántas horas al día tiene energía eléctrica con el sistema? ☐ Menos de 4 horas ☐ Entre 4 y 8 horas ☐ Más de 8 horas 8. Cuando hace uso de la energía, ¿la energía es estable o a veces se baja/apaga? ☐ Siempre es estable ☐ A veces se baja ☐ Se baja con mucha frecuencia 9. ¿La energía del sistema fotovoltaico cubre todas sus necesidades? ☐ Sí ☐ No 10. ¿Para qué usos le alcanza la energía que recibe? ☐ Iluminación ☐ Cargar celular ☐ Ver televisión ☐ Otros: _____ ☐ No tiene energía 11. ¿Qué aparatos o necesidades no puede cubrir con la energía que recibe? _____ 12. En una escala del 1 al 5, ¿está conforme con la energía que recibe en su casa? (1 = Muy inconforme, 5 = Muy conforme) _____ 13. ¿Qué tan satisfecho(a) está con el servicio eléctrico que recibe? ☐ Muy satisfecho ☐ Satisfecho ☐ Insatisfecho 14. ¿Qué acciones considera que podrían mejorar el servicio eléctrico que recibe? _____ 15. ¿Usted o alguien de su casa realiza algún tipo de mantenimiento al sistema fotovoltaico (ej. limpieza de paneles, revisión de baterías, etc.)? ☐ Sí, ¿Cuál? _____ ☐ No 16. ¿Ha recibido usted o su comunidad alguna capacitación por parte de la empresa eléctrica sobre el cuidado o mantenimiento del sistema fotovoltaico? ☐ Sí ☐ No ☐ No recuerda	

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 33

Instrumento 1: Encuesta completada por cliente de SFV, Contrato: 131001762

ENCUESTA DIRIGIDA A USUARIOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS – TARIFA BT8

Identificación del usuario

• Nombre: Juanita Mercedes Vargas Sepulveda • Nro. Suministro: 131001762
 • Comunidad: Pueblo Lirio - Maguá • Fecha: 12-08-2025

1. ¿Cuántos años de funcionamiento tiene el Sistema Fotovoltaico?
☐ Menos de 3 años ☐ Entre 3 y 5 años ☒ Más de 5 años ☐ No sabe
2. En el último año, ¿con qué frecuencia ha presentado fallas técnicas su sistema?
☐ Nunca ☐ Una vez ☒ Más de una vez ☐ No recuerda
3. ¿Con qué frecuencia se realiza mantenimiento a su sistema?
☐ Cada mes ☐ Cada 3 meses ☒ Una vez al año ☐ Nunca
4. ¿Quién realiza el mantenimiento en su comunidad?
☒ Personal de Electro Oriente ☐ Otro técnico local ☐ No se realiza mantenimiento
5. ¿Cómo reporta una falla del sistema?
Al técnico de Cobramo
6. Aproximadamente, ¿cuántos días demoran en atender su reclamo? 240 días (sin atender)
7. ¿Cuántas horas al día tiene energía eléctrica con el sistema?
☐ Menos de 4 horas ☒ Entre 4 y 8 horas ☐ Más de 8 horas
8. Cuando hace uso de la energía, ¿la energía es estable o a veces se baja/apaga?
☐ Siempre es estable ☒ A veces se baja ☐ Se baja con mucha frecuencia
9. ¿La energía del sistema fotovoltaico cubre todas sus necesidades?
☐ Sí ☒ No
10. ¿Para qué usos le alcanza la energía que recibe?
☒ Iluminación ☐ Cargar celular ☐ Ver televisión ☐ Otros: _____
☐ No tiene energía
11. ¿Qué aparatos o necesidades no puede cubrir con la energía que recibe?
televisor
12. En una escala del 1 al 5, ¿está conforme con la energía que recibe en su casa?
 (1 = Muy inconforme, 5 = Muy conforme) 4
13. ¿Qué tan satisfecho(a) está con el servicio eléctrico que recibe?
☐ Muy satisfecho ☒ Satisfecho ☐ Insatisfecho
14. ¿Qué acciones considera que podrían mejorar el servicio eléctrico que recibe?
Ampliar potencia del SFV
15. ¿Usted o alguien de su casa realiza algún tipo de mantenimiento al sistema fotovoltaico (ej. limpieza de paneles, revisión de baterías, etc.)?
☐ Sí, ¿Cuál? _____ ☒ No
16. ¿Ha recibido usted o su comunidad alguna capacitación por parte de la empresa eléctrica sobre el cuidado o mantenimiento del sistema fotovoltaico?
☐ Sí ☒ No ☐ No recuerda

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 34

Instrumento 1: Usuarios con SFV de la Tarifa BT8 encuestados



Nota. Fuente: Elaboración propia.

3.4.2. Ficha técnica:

Asimismo, se empleó la **observación directa** como técnica complementaria para la recolección de información de campo, con el propósito de verificar y contrastar los datos declarativos obtenidos mediante las encuestas aplicadas a los usuarios.

De acuerdo con Arias (2012), la observación constituye una técnica válida cuando se requiere constatar hechos, condiciones y comportamientos en el contexto natural donde ocurren, lo cual resulta fundamental en la evaluación de sistemas fotovoltaicos en zonas rurales.

El instrumento utilizado fue una **ficha técnica de observación estructurada**, diseñada específicamente para registrar información objetiva sobre el estado y funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios. Esta ficha permitió evaluar aspectos relacionados con el diseño y dimensionamiento del sistema, estado de los componentes, condiciones de instalación, y operación y mantenimiento.

En particular, se consideraron variables como la **potencia nominal instalada, número de paneles, capacidad de almacenamiento, estado físico y funcional de los componentes (paneles solares, baterías, controladores, inversores y cableado)**, así como la presencia de fallas, intervenciones previas, evidencias de mantenimiento y condiciones de uso del sistema fotovoltaico.

Asimismo, se incluyeron campos para registrar **incidencias en la continuidad y calidad del suministro eléctrico**, así como observaciones sobre prácticas de uso por parte del usuario que pudieran influir en el desempeño del sistema.

La aplicación de la ficha técnica permitió obtener **datos objetivos y verificables**, facilitando el análisis de las deficiencias técnicas y operativas, y su posterior relación con la percepción del servicio reportada por los usuarios.

El formato A de la Ficha Técnica viene contenido con la siguiente información:

1. Datos del Cliente

Contiene los Nombres Completos del titular del suministro, localidad, N° de suministro y la fecha de intervención.

2. Trabajo Ejecutado

- Inspección Minuciosa del Panel Fotovoltaico.....
- Inspección Minuciosa de la Batería.....
- Inspección Minuciosa del Controlador de Carga.....
- Inspección Minuciosa del Inversor DC/AC.....

3. Datos del Panel Fotovoltaico

Panel Actual o Instalado:	Panel Retirado:
- Marca.....	- Marca.....
- N° de Serie.....	- N° de Serie.....
- Tensión Medida (Vdc)....	- Tensión Medida (Vdc)...
- Potencia Placa (Watt)....	- Potencia Placa (Watt)....
- Operativo Si/No.....	- Operativo Si/No.....

Detalle del Trabajo (Inspección Minuciosa del Panel Fotovoltaico) Operativo,

Si/No:

- a) Retiro de Obstáculos y maleza que obstaculizan la incidencia de los rayos solare.

- b) Inspección visual de posibles degradaciones internas de la estanqueidad del panel.
- c) Limpieza de crecimiento de hongos sobre la superficie del panel.
- d) Ajuste de los pernos que unen el soporte al panel solar.
- e) Control de conexiones y cableado del panel fotovoltaico.
- f) Limpieza de los contactos de la bornera del panel fotovoltaico.
- g) Revisión de la orientación del panel al norte.
- h) Revisión grado de inclinación de 15°.
- i) Limpieza y Medición Otras actividades.

4. Datos del Controlador

Controlador Instalado:

- o Marca:
- o Número de Serie:

Valores Medidos (DC)

- o Corriente máxima salida controlador:
- o Tensión máxima salida controlador:

Controlador retirado

- o Marca:
- o N° de serie:

Valores Medidos (DC)

- o Corriente máxima salida controlador:
- o Tensión máxima salida controlador:

Detalle del Trabajo (Inspección minuciosa del controlador):

- a) Limpieza del polvo acumulado en la superficie del controlador.
- b) Revisión de indicaciones del controlador respecto al estado de carga de la batería.
- c) Ajuste de los cables de entrada y salida del controlador.
- d) Revisión de la temperatura de operación del controlador.
- e) Descarga de los parámetros almacenados en la memoria del controlador.
- f)

Observaciones:

5. Materiales

Descripción	Unid.	Instalado		Retirado
		Nuevo	Reutilizado	Cantidad
Panel Solar	u			
Controlador de Carga	u			

Luego de la Inspección se verificó lo siguiente		
Componente	Bueno	Malo
Panel Fotovoltaico		
Controlador de carga		

6. Observaciones.....

- V°B° Personal de Electro Oriente SA
- Firma y datos de personal técnico ejecutor
- Firma y datos de cliente atendido

Figura 35

Instrumento 3: Ficha Técnica "A", página 1



Electro Oriente
Generando Progreso

FORMATO A 0094296

PARTE TÉCNICO DE MANTENIMIENTO ANUAL DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
"Inspección minuciosa del panel y controlador del SFV"

1 Datos del Cliente:

NOMBRES Y APELLIDOS : Segundo Tapullima Ochoa

DIRECCIÓN O LOCALIDAD : 07 de junio

Fecha: 26.08.25

Hora Inicio: 13:00 2167

SUMINISTRO : PoPnshwq

DISTRITO DE REFERENCIA :

2 Trabajo Realizado:

☒ Inspección minuciosa del Panel Fotovoltaico

☒ Inspección minuciosa de la batería

☐ Inspección minuciosa del controlador de carga

☐ Inspección minuciosa del inversor DC/AC

3 Datos del Panel Fotovoltaico:

PANEL ACTUAL O INSTALADO:				OPERATIVO		PANEL RETIRADO:			
Marca	N° de Serie	Tensión Medida (V)	Potencia Placa (Watt)	SI	NO	Marca	N° de Serie	Deteriorado SI	NO
1 <u>Lytech</u>	<u>201308093978</u>	<u>90</u>	<u>85</u>	☐	☐	1		☐	☐
2				☐	☐	2		☐	☐
3				☐	☐	3		☐	☐
4				☐	☐	4		☐	☐

Observaciones:

OBSERVACIONES:

a) SE RETIRO S.F.V POR

b) DEUDA

c) Se lavo panel

d)

e)

f)

g)

h)

i)

4 Datos del controlador

CONTROLADOR INSTALADO		VALORES MEDIDOS (DC)		CONTROLADOR RETIRADO		VALORES MEDIDOS (DC)	
Marca	N° de serie	Corriente Máxima: Salida Controlador	Tensión Máxima: Salida Controlador	Marca	N° de serie	Corriente Máxima: Salida Controlador	Tensión Máxima: Salida Controlador
<u>90 50</u>	<u>Controlador</u>						

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DEL CONTROLADOR):

	Verificado	Ejecutado
a) Limpieza del polvo acumulado en la superficie del controlador.	☐	☐
b) Revisión de indicaciones del controlador respecto al estado de carga de la batería.	☐	☐
c) Ajuste de los cables de entrada y salida del controlador.	☐	☐
d) Revisión de la temperatura de operación del controlador.	☐	☐
e) Descarga de los parámetros almacenados en la memoria del controlador.	☐	☐
f)	☐	☐

OBSERVACIONES:

a) no se encontro

b) controlador

c)

d)

e)

f)

5 Materiales

Descripción	UND	INSTALADO		RETIRADO CANTIDAD
		NUEVO	REUTILIZADO	
Panel Solar	u			
Controlador de Carga	u			
	u			

LUEGO DE LA INSPECCIÓN SE VERIFICÓ LO SIGUIENTE:

COMPONENTE	BUENO	MALO
1. Panel Fotovoltaico	☒	☐
2. Controlador de Carga	☐	☐

6 Observaciones:

Vº Bº

Electro Oriente S.A.

Técnico

Firma: [Firma]

Nombre: Fidel Ferrero

DNI: 73469290

Cliente

Firma: [Firma]

Nombre: [Nombre]

DNI: [DNI]

Nota. Tomado de Parte técnico de mantenimiento anual de sistema fotovoltaico, por Electro Oriente S.A., s. f. Documento interno no publicado.

Figura 36

Instrumento 3: Entrega de copia de Ficha Técnica a usuarios del servicio fotovoltaico



Nota. Fuente: Tomada de aplicativo Gescom Dynamics – Consorcio Operaciones Andes SAC, Mantenimiento anual de SFV.

El formato B de la Ficha Técnica viene contenido con la siguiente información:

1. Datos del Cliente

Contiene los Nombres Completos del titular del suministro, localidad, suministro y la fecha de intervención.

2. Trabajo Ejecutado (marcar una X):

- Inspección Minuciosa del Panel Fotovoltaico.....
- Inspección Minuciosa de la Batería.....
- Inspección Minuciosa del Controlador de Carga.....
- Inspección Minuciosa del Inversor DC/AC.....

3. Datos de la Batería: Batería actual o instalado:

- Marca.....
- N° de Serie.....
- Capacidad (AH).....
- Tensión medida (V).....
- Operativo Si/No.....

Batería retirado:

- Marca.....
- N° de Serie.....
- Deteriorado Si/No.....

Detalle del Trabajo, inspección minuciosa de la batería [Ejecutado]:

- a) Limpieza y retiro del óxido de los bornes de la batería
- b) Ajuste de los cables terminales

- c) Verificación del estado de la caja y cubierta de soporte descartando filtraciones y presencia de agujeros

4. Datos del Inversor:

Inversor Instalado

- Marca:
- Número de Serie:
- Potencia de placa:
- Relación de Tensión:

Inversor retirado

- Marca:
- N° de serie:
- Potencia (VA):
- R. de Tensión (DC/AC):

Detalle del Trabajo (Inspección minuciosa del Inversor):

- a) Limpieza periódica de caja mediante un paño seco.
- b) Verificar que el área de ubicación del inversor se mantenga limpia, seca y bien ventilada.
- c) Verificar que el inversor esté protegido de los rayos solares

5. Valores de tensión del inversor

Con carga:

- Ventrada (DC) =
- Vsalida (DC) =
- Isalida (AC) =

Sin carga:

- Ventrada (DC) =
- Vsalida (DC) =

6. Materiales

Descripción	Und.	Instalado		Retirado Cantidad
		Nuevo	Reutilizado	
Batería	u			
Inversor	u			

Luego de la Inspección se verificó lo siguiente		
Componente	Bueno	Malo
1. Batería		
2. Inversor		

7. Observaciones.....

- V°B° Personal de Electro Oriente SA
- Firma y datos de personal técnico ejecutor
- Firma y datos de cliente atendido

Figura 37

Instrumento 3: Ficha Técnica "B", página 2

Electro Oriente FORMATO B 0090292

PARTE TÉCNICO DE MANTENIMIENTO ANUAL DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
"Inspección minuciosa de la batería y el inversor del SFV"

1 **Datos del Cliente:** Fecha: 26/08/25
 NOMBRES Y APELLIDOS: Segundo Tapellano Ochoa Hora Inicio:
 DIRECCIÓN O LOCALIDAD: 07 de Junio SUMINISTRO: 131002167
DISTRITO DE REFERENCIA: Purmamarca

2 **Trabajo Ejecutado:** ☒ Inspección minuciosa del Panel Fotovoltaico ☒ Inspección minuciosa del controlador de carga
☒ Inspección minuciosa de la batería ☐ Inspección minuciosa del inversor DC/AC

3 **Datos de la Batería:**

BATERÍA ACTUAL O INSTALADO:				BATERÍA RETIRADO:			
Marca	N° de Serie	Capacidad (Ah)	Tensión Medida (V)	OPERATIVO	SI	NO	Deteriorado
				SI	NO		SI
1. <u>P177A</u>	<u>R13094100423</u>	<u>90</u>	<u>9.06</u>	☒	☐		
2.	...	...	...	☐	☐		
3.	...	...	...	☐	☐		
4.	...	...	...	☐	☐		

Observaciones:

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DE LA BATERÍA):

Ejecutado	OBSERVACIONES:
☒ a) Limpieza y retiro del óxido de los bornes de la batería.	a) <u>Batería no retira</u>
☒ b) Ajuste de los cables terminales.	b) <u>Larga</u>
☒ c) Verificación del estado de la caja y cubierta de soporte descartando filtraciones y presencia de agujeros.	c)
☒ d) <u>Limpieza y medición</u>	d)

4 **Datos del Inversor:**

INVERSOR INSTALADO				INVERSOR RETIRADO			
Marca	Potencia de placa	N° de serie	Relación de tensión	Marca	Potencia (VA)	N° de serie	R. de Tensión (DC/AC)
<u>/</u>	<u>/</u>	<u>/</u>	<u>/</u>	<u>/</u>	<u>/</u>	<u>/</u>	<u>/</u>

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DEL INVERSOR):

Ejecutado	OBSERVACIONES:
☒ a) Limpieza periódica de la caja mediante un paño seco.	a) <u>/</u>
☒ b) Verificar que el área de ubicación del inversor se mantenga limpia, seca y bien ventilada.	b) <u>/</u>
☒ c) Verificar que el inversor esté protegido de los rayos solares.	c) <u>/</u>
☐ d)	d)

5 **Valores de tensión del Inversor**

1. Con carga			2. Sin carga		
VENTRADA(DC)=	V SALIDA(DC)=	I SALIDA(AC)=	VENTRADA(DC)=	V	SALIDA(DC)=
...	...	...	...	...	...

6 **Materiales**

Descripción	UND	INSTALADO		RETIRADO
		NUEVO	REUTILIZADO	
Batería	1			
Inversor	1			

LUEGO DE LA INSPECCIÓN SE VERIFICÓ LO SIGUIENTE:

COMPONENTE	BUENO	MALO
1. Batería	☒	☐
2. Inversor	☒	☐

8 **Observaciones:**

Vº Bº: / Técnico: Fidel Peñafesa
 Electró Oriente S.A. Firma: /
 CNE: 73469290 Nombre: /
DNI: /

Nota. Tomado de Parte técnico de mantenimiento anual de sistema fotovoltaico, por Electro Oriente S.A., s. f. Documento interno no publicado.

Figura 38

Instrumento 3: Realización de Ficha Técnica por parte del Personal Técnico



Nota. Fuente: Tomada de Archivos de Mantenimiento de SFV de Electro Oriente SA.

3.4.3. Entrevista técnica:

En segundo lugar, se aplicó la **entrevista semiestructurada** como técnica de recolección de información cualitativa al personal técnico de la empresa contratista Operaciones Andes Perú S.A.C., la cual brinda servicios de gestión comercial, operación y mantenimiento a los sistemas fotovoltaicos de la Tarifa BT8 de Electro Oriente S.A.

El instrumento estuvo compuesto por preguntas abiertas y cerradas con opciones de respuesta, lo que permitió mantener un marco común de análisis y, al mismo tiempo, profundizar en aspectos relevantes a partir de las respuestas de los entrevistados.

La guía se organizó en torno a cuatro dimensiones de análisis: (i) diseño y dimensionamiento del sistema, (ii) estado y calidad de los componentes, (iii) condiciones de instalación y aspectos técnicos, y (iv) gestión y ejecución del mantenimiento. A través de estas dimensiones, se exploraron temas como la adecuación de la capacidad instalada frente a la demanda, las fallas más recurrentes en los componentes, la influencia del uso por parte del usuario, las condiciones de instalación, el cumplimiento de los programas de mantenimiento y las limitaciones operativas existentes.

Asimismo, la entrevista permitió contrastar y complementar los resultados obtenidos en las encuestas aplicadas a los usuarios, especialmente en lo referido a las causas de las deficiencias técnicas y operativas, los tiempos de atención y las condiciones reales de prestación del servicio en campo.

De acuerdo con Hernández-Sampieri y Mendoza (2018), la entrevista semiestructurada constituye una técnica idónea para explorar percepciones, experiencias y conocimientos especializados, al combinar preguntas guía con la flexibilidad necesaria para profundizar en información emergente relevante para la investigación.

Figura 39

Instrumento 2: Entrevista al Personal Técnico, página 1

ENTREVISTA A PERSONAL TÉCNICO

A: Diseño y dimensionamiento

1. En su experiencia, la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos es actualmente:

- Suficiente en la mayoría de casos
- Parcialmente suficiente
- Insuficiente en la mayoría de casos

(Explique brevemente por qué)

2. ¿Con qué frecuencia observa que la demanda del usuario supera la capacidad del sistema?

- Nunca
- Ocasionalmente
- Frecuentemente
- Muy frecuentemente

3. ¿Cuáles son los equipos que más generan sobrecarga en los sistemas?
(Respuesta breve directa)

B: Estado y calidad de componentes

4. ¿Cuál es el componente que presenta mayor índice de fallas?

- Panel
- Batería
- Controlador
- Cableado
- Otro: _____

5. La vida útil real de las baterías en campo es aproximadamente:

- Menor a lo esperado
- Igual a lo esperado
- Mayor a lo esperado

6. En general, el estado actual de los sistemas que atiende es:

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 40

Instrumento 2: Entrevista al Personal Técnico, página 2

- Bueno
- Regular
- Deficiente

(Explique brevemente el criterio que utiliza para esa valoración)

C: Instalación y condiciones técnicas

7. ¿Con qué frecuencia detecta problemas en conexiones o cableado?

- Nunca
- Rara vez
- Frecuentemente
- Muy frecuentemente

8. ¿Ha encontrado sistemas manipulados o alterados por usuarios?

- Sí
- No

Si respondió sí:
¿Con qué frecuencia?

- Ocasional
- Frecuente

9. En su opinión, los problemas actuales del sistema se deben principalmente a:

- Limitaciones del diseño original
- Falta de mantenimiento
- Uso inadecuado del usuario
- Condiciones ambientales
- Otro: _____

D: Gestión y ejecución del mantenimiento

10. El mantenimiento preventivo semestral programado se ejecuta en campo:

- Siempre en el plazo establecido
- Con retrasos ocasionales
- Con retrasos frecuentes
- Rara vez se cumple el cronograma

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 41

Instrumento 2: Entrevista al Personal Técnico, página 3

11. En la práctica, el mantenimiento que predomina es:

- Preventivo
- Correctivo
- Ambos en igual proporción

12. ¿Considera que el mantenimiento preventivo actual es suficiente para reducir fallas y garantizar la continuidad del servicio?

- Si
- Parcialmente
- No

13. Las principales limitaciones para realizar mantenimiento oportuno son:

- Distancia y logística
- Falta de personal
- Falta de repuestos
- Presupuesto
- No existen limitaciones

(Puede marcar más de una)

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 42

Instrumento 2: Entrevista al Personal Técnico, Teddy Soria Pisco (Técnico Electricista)

ENTREVISTA A PERSONAL TÉCNICO

A: Diseño y dimensionamiento

1. En su experiencia, la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos es actualmente:

- a) Suficiente en la mayoría de casos
- b) Parcialmente suficiente**
- c) Insuficiente en la mayoría de casos

(Explique brevemente por qué)

Porque muchos usuarios cuentan con artefactos que funcionan con corriente alterna (220 V) por lo que el SFV actual no cubre esta necesidad.

2. ¿Con qué frecuencia observa que la demanda del usuario supera la capacidad del sistema?

- a) Nunca
- b) Ocasionalmente
- c) Frecuentemente**
- d) Muy frecuentemente

3. ¿Cuáles son los equipos que más generan sobrecarga en los sistemas?
(Respuesta breve directa)

El inversor para que pongan en funcionamiento su tv, un equipo de sonido, ventilador, starlink etc por lo cuál generan un mayor consumo.

B: Estado y calidad de componentes

4. ¿Cuál es el componente que presenta mayor índice de fallas?

- a) Panel
- b) Batería**
- c) Controlador
- d) Cableado
- e) Otro: _____

5. La vida útil real de las baterías en campo es aproximadamente:

- a) Menor a lo esperado**
- b) Igual a lo esperado
- c) Mayor a lo esperado

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 43

Instrumento 2: Entrevista al Personal Técnico, Teddy Soria Pisco (Técnico Electricista)

6. En general, el estado actual de los sistemas que atiende es:

- a) Bueno
- b) Regular
- c) Deficiente

(Explique brevemente el criterio que utiliza para esa valoración)

Muchos de los SFV funcionan pero con baterías antiguas y muchas de ellas descargadas con conexiones directas entre en panel batería y controlador.

C: Instalación y condiciones técnicas

7. ¿Con qué frecuencia detecta problemas en conexiones o cableado?

- a) Nunca
- b) Rara vez
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

8. ¿Ha encontrado sistemas manipulados o alterados por usuarios?

- a) Si
- b) No

Si respondió sí:

¿Con qué frecuencia?

- a) Ocasional
- b) Frecuente

9. En su opinión, los problemas actuales del sistema se deben principalmente a:

- a) Limitaciones del diseño original
- b) Falta de mantenimiento
- c) Uso inadecuado del usuario
- d) Condiciones ambientales
- e) Otro: _____

D: Gestión y ejecución del mantenimiento

10. El mantenimiento preventivo semestral programado se ejecuta en campo:

- a) Siempre en el plazo establecido

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 44

Instrumento 2: Entrevista al Personal Técnico del servicio de mantenimiento de SFV



Nota. Fuente: Elaboración propia.

3.4.4. Triangulación de Datos

La triangulación de datos permitió integrar información proveniente de tres fuentes complementarias: usuarios, sistemas fotovoltaicos y personal técnico.

- La encuesta recoge la percepción del usuario
- La ficha técnica evidencia la condición real del sistema
- La entrevista explica las causas técnicas y operativas

Esto fortalece la validez interna del estudio, al contrastar información declarativa con evidencia empírica y conocimiento técnico especializado.

Tabla 9

Triangulación de datos e instrumentos de recolección

Técnica	Instrumento	Tipo de Datos	Dimensiones	Propósito en la Investigación
Encuesta	Cuestionario estructurado (mixto)	Cuantitativo – Cualitativo	-Frecuencia de mantenimiento percibida -Horas diarias de suministro eléctrico -Frecuencia de interrupciones del servicio -Tiempo de respuesta ante fallas del servicio -Suficiencia energética percibida -Restricciones en el uso de equipos eléctricos -Necesidades energéticas no cubiertas -Cumplimiento de expectativas del servicio -Nivel de satisfacción general -Expectativas de mejora del servicio	Medir la percepción del usuario, niveles de satisfacción y condiciones reportadas del servicio
Observación directa	Ficha técnica de observación	Cuantitativo – Cualitativo	-Adecuación de la capacidad instalada a la demanda del usuario -Sobrecarga del sistema por uso de equipos -Evaluación técnica global del sistema -Predominancia preventiva vs correctiva -Eficacia del mantenimiento preventivo -Limitaciones operativas -Cumplimiento del mantenimiento programado -Condición operativa del sistema de	Verificar en campo el estado real del sistema y evidenciar deficiencias técnicas y operativas

Técnica	Instrumento	Tipo de Datos	Dimensiones	Propósito en la Investigación
			almacenamiento (baterías) -Condiciones del cableado y conexiones -Manipulación o vulneración del sistema	
Entrevista técnica	Guía semiestructurada	Cualitativo (con apoyo categórico)	-Potencia nominal instalada del sistema -Capacidad de almacenamiento energético -Condición operativa del panel fotovoltaico -Condición operativa del controlador de carga -Orientación del panel fotovoltaico -Inclinación del panel fotovoltaico -Condición operativa del sistema de almacenamiento (baterías) -Condiciones del cableado y conexiones -Manipulación o vulneración del sistema	Profundizar en causas técnicas y operativas, y contrastar resultados de encuestas y observación

Nota. Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO IV

4. EVALUACIÓN DE LAS DEFICIENCIAS TÉCNICAS Y OPERATIVAS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

El presente capítulo se enmarca en el objetivo específico “a)” de la investigación, orientado a evaluar las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos, identificando los componentes con mayor incidencia de fallas, las causas que las originan y los factores que condicionan su desempeño en el contexto amazónico.

A partir de la información recopilada mediante los instrumentos de esta investigación (encuestas a usuarios, fichas técnicas de verificación y entrevistas a personal técnico), así como de la información oficial reportada a OSINERGMIN en 2025, se construye una visión integral que articula dimensiones técnicas, operativas y perceptuales. No obstante, más allá de una caracterización descriptiva, el análisis pone en evidencia limitaciones estructurales en la implementación y gestión de los sistemas fotovoltaicos, reflejadas en prácticas de mantenimiento insuficientes, problemas en el dimensionamiento y condiciones de operación que aceleran el deterioro de los componentes.

Tabla 10

Instrumentos aplicados para determinar la evaluación de las deficiencias técnicas y operativas

Variable	Dimensiones	Indicadores	Instrumentos	Ítems
Deficiencias técnicas y operativas en los SFV	Diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico	Potencia nominal instalada del sistema	Ficha técnica	Potencia del panel (W) / número de paneles
		Capacidad de almacenamiento energético	Ficha técnica	Capacidad nominal de baterías (Ah / Wh)
		Adecuación de la capacidad instalada a la demanda del usuario	Entrevista técnica	P1
		Sobrecarga del sistema por uso de equipos	Entrevista técnica	P2, P3
		Condición operativa del panel fotovoltaico	Ficha técnica	Estado físico del panel / funcionamiento

Variable	Dimensiones	Indicadores	Instrumentos	Ítems
	Estado y calidad de los componentes	Condición operativa del sistema de almacenamiento (baterías)	Ficha técnica / Entrevista	Estado físico de baterías + P5
		Condición operativa del controlador de carga	Ficha técnica	Funcionamiento del controlador
		Evaluación técnica global del sistema	Entrevista técnica	P6
	Instalación y condiciones técnicas del sistema	Orientación del panel fotovoltaico	Ficha técnica	Orientación del panel
		Inclinación del panel fotovoltaico	Ficha técnica	Ángulo de inclinación del panel
		Condiciones del cableado y conexiones	Ficha técnica / Entrevista	Estado de conexiones / empalmes + P7
		Manipulación o vulneración del sistema	Ficha técnica / Entrevista	Evidencia de alteración + P8
	Gestión y ejecución del mantenimiento técnico	Cumplimiento del mantenimiento programado	Entrevista técnica	P10
		Predominancia preventiva vs correctiva	Entrevista técnica	P11
		Eficacia del mantenimiento preventivo	Entrevista técnica	P12
		Limitaciones operativas	Entrevista técnica	P13
		Frecuencia de mantenimiento percibida	Encuesta	E3

Nota: Fuente. Elaboración Propia

4.1. Evaluación del diseño y dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos individuales existentes

La evaluación del diseño y dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios se orienta a evaluar la correspondencia entre la capacidad técnica instalada y la demanda energética real de los usuarios.

Desde una perspectiva metodológica, este análisis se sustenta en la triangulación de tres fuentes de información: (i) registros de campo obtenidos mediante fichas técnicas de

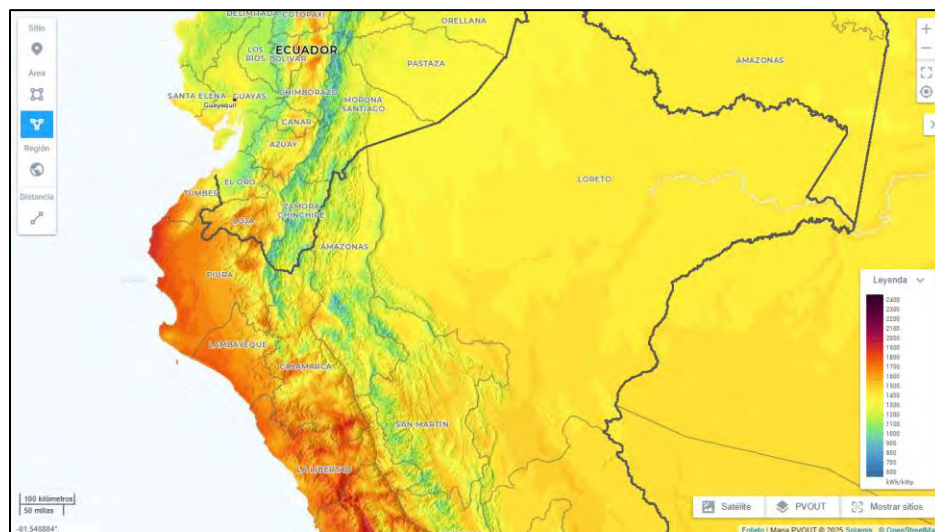
inspección, (ii) percepción del personal técnico a través de entrevistas semiestructuradas, y (iii) evidencia secundaria proveniente de procesos de supervisión regulatoria.

La integración de estas fuentes permite no sólo describir las características del sistema, sino también identificar desajustes estructurales y operativos entre el diseño original y las condiciones reales de uso.

Diseño Inicial: De acuerdo a la información en el expediente del proyecto, se observa que se utilizó el Atlas de Energía Solar del Perú para hallar el valor de la radiación solar incidente para el mes menos favorable de donde se obtuvo como dato: 3,5 kWh/m²-día.

Figura 45

Radiación Solar Incidente en la provincia de Requena y Maynas - Loreto

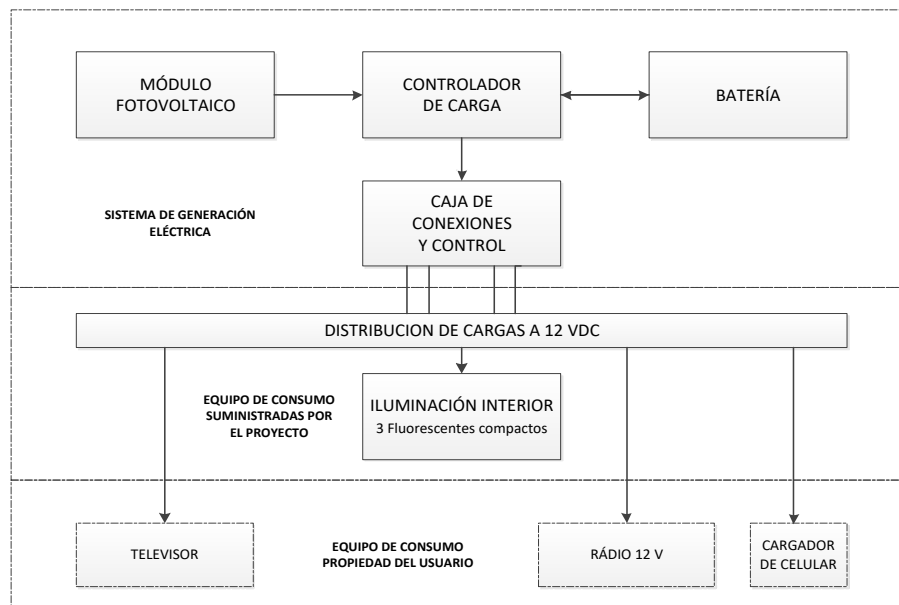


Nota. Fuente: Atlas de Energía Solar del Perú

En cada una de las localidades de las provincias Maynas y Requena se instaló Sistemas Fotovoltaico Domiciliarios (SFD) y Sistemas Fotovoltaico Comunales, con las siguientes configuraciones técnicas básicas:

Figura 46

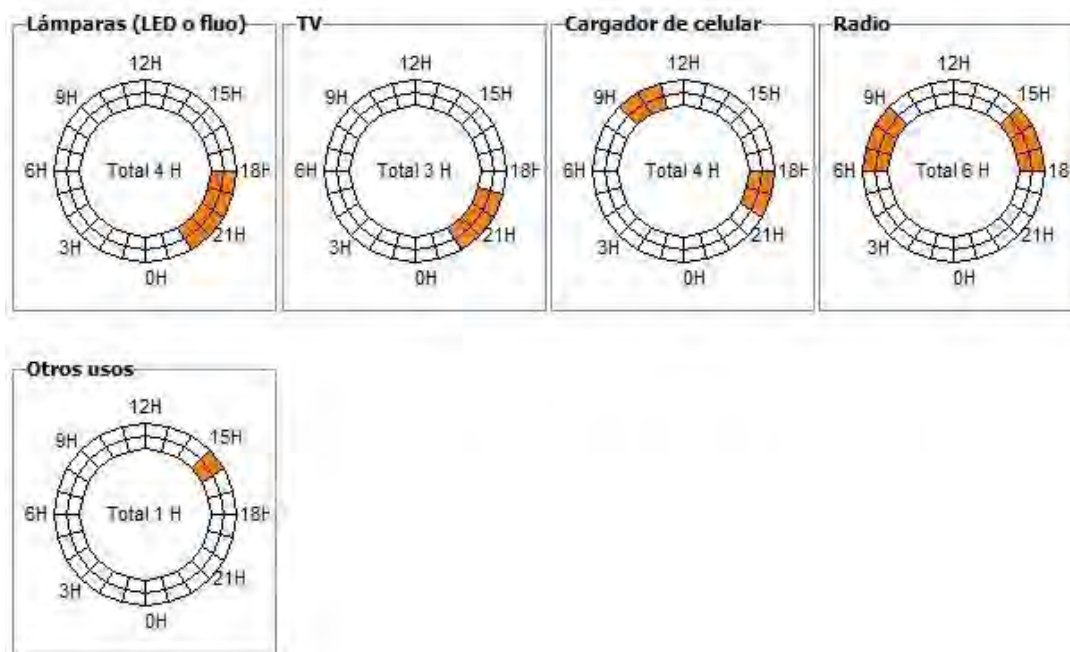
Configuración técnica básica del SFD



Nota. Fuente: Elaboración propia en base a expediente proyecto del Ministerio de Economía y Finanzas [MEF], 2012.

Figura 47

Distribución de consumo por equipos eléctricos y horas durante el día



Nota. Fuente: Elaboración Propia simulada en el programa PVSYST

Tabla 11

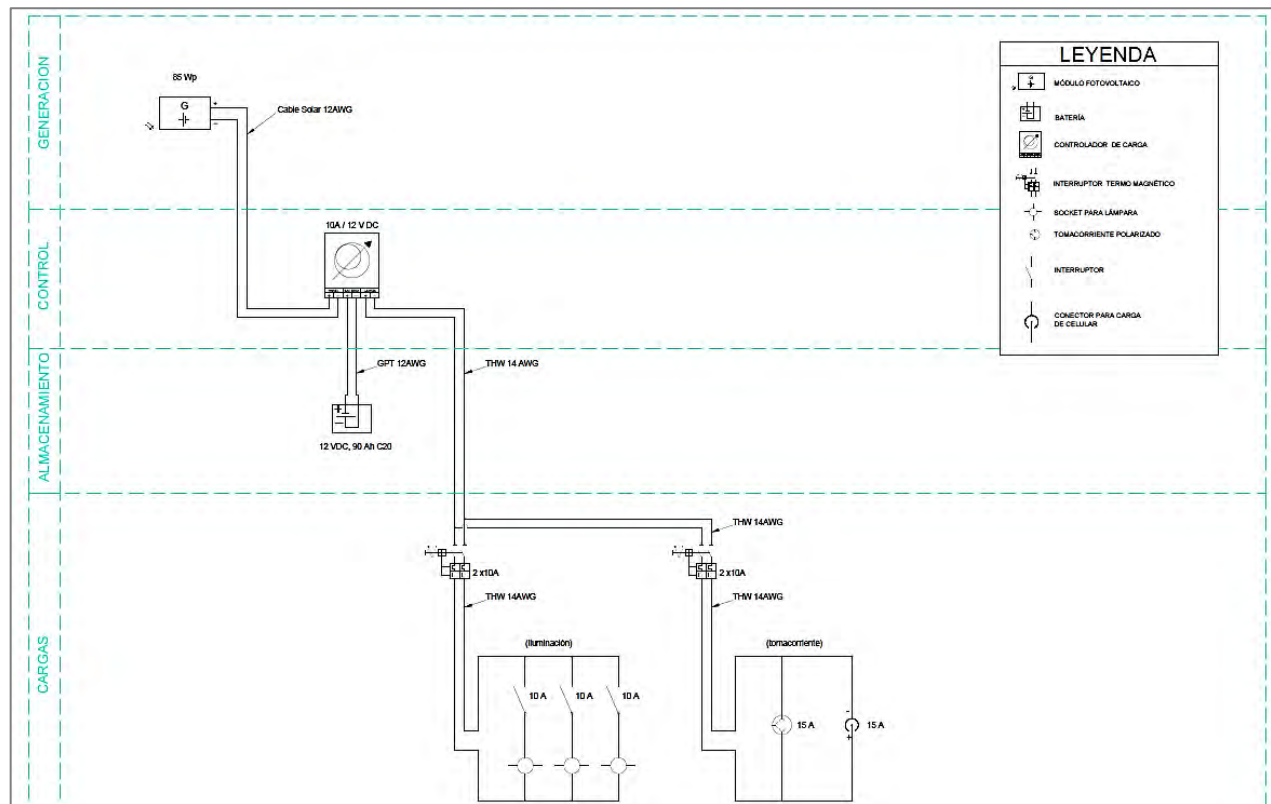
Modelo de cargas para el sistema fotovoltaico Tarifa 100 Wp tipo SFD

Descripción de la carga	N° Equipos	Potencia Instalada (W)	Potencia Total (W)	Horas día (h)	Energía (Wh/día)
Lámparas Led	3	7	21	4	84
Radio	1	3	3	6	18
TV bajo consumo	1	12	12	3	36
Cargador de celular	1	5	5	4	20
Otros Consumos	1	40	40	1	40
TOTAL	7		81		198

Nota. Fuente: Resolución 154-2022-OS/CD (OSINERGMIN, 2022)

Figura 48

Configuración del Sistema Fotovoltaico Domiciliario



Nota. Fuente: Elaboración propia en base a expediente proyecto del Ministerio de Economía y Finanzas [MEF], 2012.

Sistema Fotovoltaico Domiciliario, compuesto por:

Componentes principales:

- Un (01) módulo fotovoltaico con potencia pico de 85 Wp.
- Una (01) batería electrolito gelificado de 12V y de 90Ah Ah @C20.
- Un (01) controlador de carga tipo PWM de 12V/10 A.
- Tres (03) lámparas fluorescentes compactas de 12V/11 W.

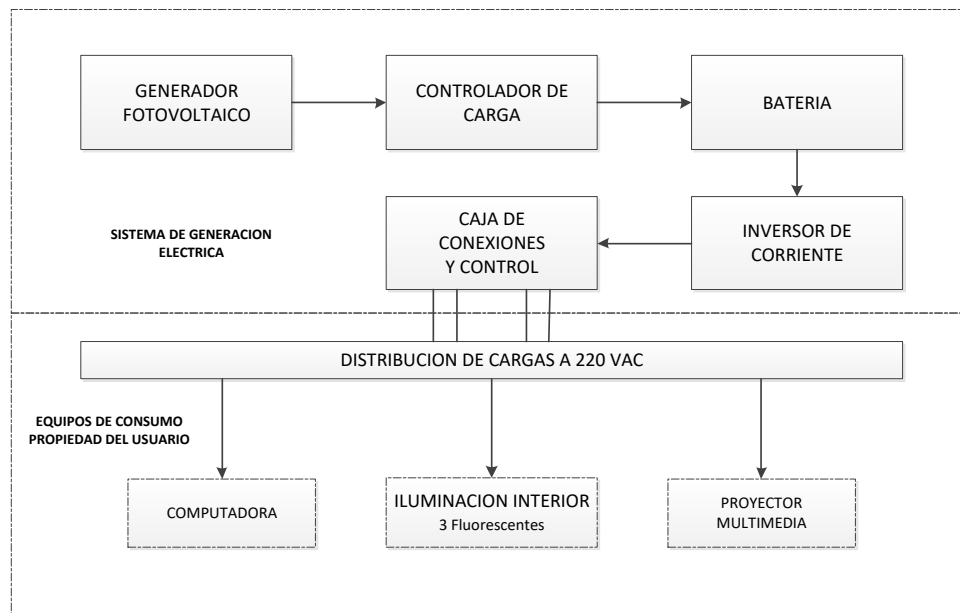
Accesorios principales:

- Una (01) estructura de soporte del arreglo fotovoltaico.
- Un (01) gabinete de control.
- Un (01) rack para batería.
- Sistema de distribución eléctrica.

Sistema Fotovoltaico Comunal Tipo 2 (SFC-T2), instalados en las escuelas y locales comunales:

Figura 49

Configuración del Sistema Fotovoltaico para Uso Comunitario TIPO SFC



Nota. Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas [MEF], 2012.

Tabla 12

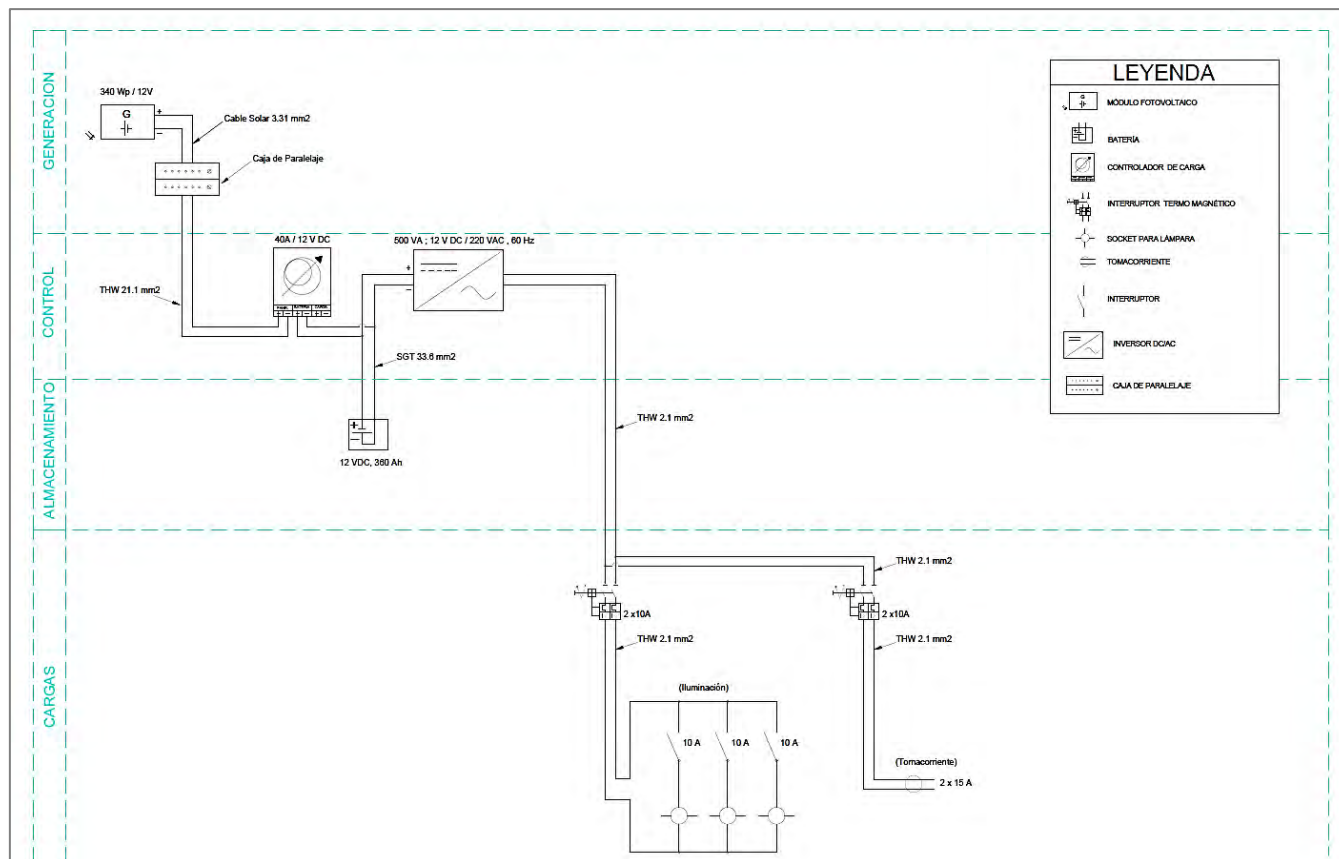
Modelo de cargas para el sistema fotovoltaico Tarifa 320 Wp tipo SFC

Descripción de la carga	Nº Equipos	Potencia Instalada (W)	Potencia Total (W)	Horas día (h)	Energía (Wh/día)
Lámparas LED	4	7	28	5	140
Cargador de celular	1	5	5	2	10
Laptop	2	30	60	3	180
Impresora	1	60	60	1	60
DVD	1	20	20	2	40
Refrigeradora de vacunas	1	40	40	8	320
TV	1	12	12	2	24
Inversor - operación	1	7,5	7,5	8	60
TOTAL	12		232,5		834

Nota. Fuente: Resolución 154-2022-OS/CD (OSINERGMIN, 2022)

Figura 50

Configuración del Sistema Fotovoltáico para Uso Comunal TIPO SFC



Nota. Fuente: Elaboración propia en base a expediente proyecto del Ministerio de Economía y Finanzas [MEF], 2012.

Componentes principales

- Cuatro (04) módulos fotovoltaicos con potencia pico, cada uno, de 85 Wp.
- Cuatro (04) baterías electrolito gelificado, cada uno, de 12V y de 90Ah @C20.
- Un (01) controlador de carga electrónico.
- Un (01) inversor de corriente de onda senoidal pura de 60 Hz y mínimo 500VA.

Accesorios principales

- Una (01) estructura de soporte del arreglo fotovoltaico.
- Un (01) gabinete de control.
- Un (01) rack para batería.
- Sistema de distribución eléctrica.

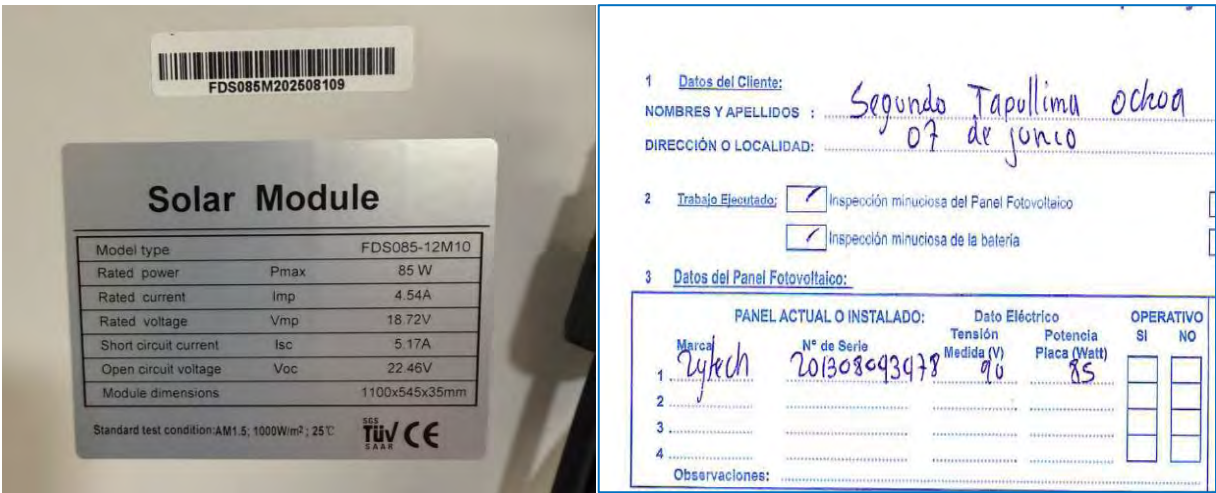
En este marco, se analizan cuatro dimensiones clave: potencia nominal instalada, capacidad de almacenamiento, adecuación a la demanda y ocurrencia de sobrecargas, las cuales, en conjunto, permiten comprender el desempeño del sistema desde una lógica sistémica.

4.1.1. Potencia nominal instalada del sistema fotovoltaico

La potencia nominal instalada define la capacidad de generación eléctrica disponible.

Figura 51

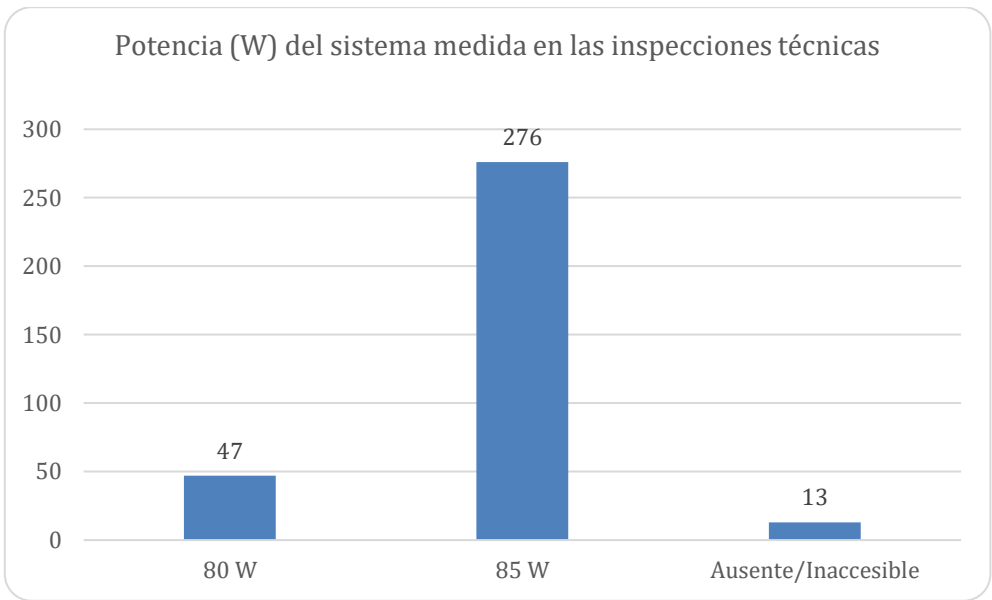
Características de placa – Modulo Solar Fotovoltaico y Ficha Técnica parte “A”



Nota. Fuente: Fotografía propia tomada a Módulo Solar y Ficha Técnica

Figura 52

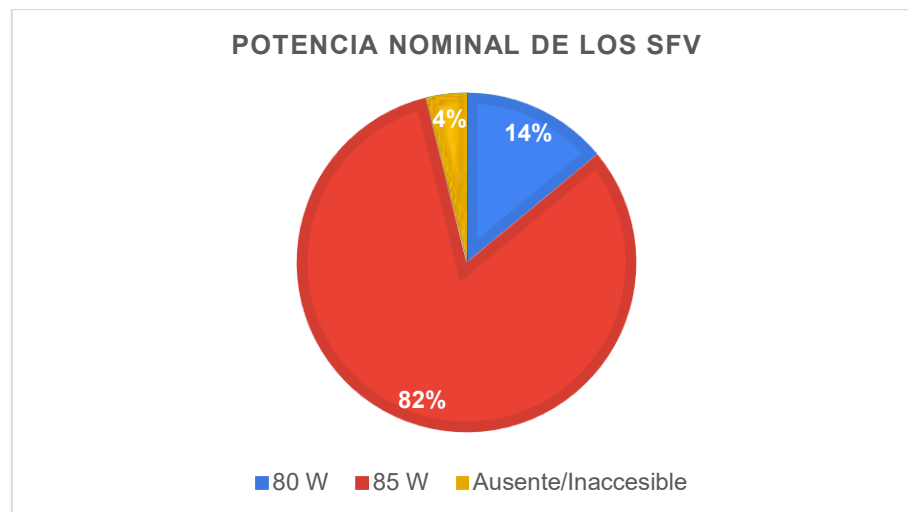
Potencia nominal instalada en sistemas fotovoltaicos medida en las inspecciones técnicas



Nota. Datos obtenidos a partir de fichas técnicas de campo aplicadas a sistemas fotovoltaicos domiciliarios en las provincias de Maynas y Requena.

Figura 53

Porcentaje de Potencia nominal en sistemas fotovoltaicos



Nota. Datos obtenidos a partir de fichas técnicas de campo aplicadas a sistemas fotovoltaicos domiciliarios en las provincias de Maynas y Requena.

Los resultados evidencian una alta concentración de sistemas con una potencia nominal de 85 W (82.81%), seguida por un grupo menor con 80 W (13.47%). Esta distribución refleja un esquema de diseño altamente estandarizado.

La estandarización de la potencia instalada implica que el diseño del sistema no fue ajustado a las condiciones específicas de demanda de cada usuario, sino que respondió a un enfoque generalizado de cobertura energética mínima.

Asimismo, la existencia de registros clasificados como “ausente/inaccesible” (3.72%) evidencia limitaciones en la disponibilidad de información o en las condiciones de acceso durante la inspección, lo cual es coherente con las dificultades logísticas propias del contexto amazónico descritas en la investigación, donde el acceso a las viviendas puede verse restringido por factores geográficos y climáticos.

En conclusión, el análisis de la potencia nominal (85 Wp) instalada permite establecer que el diseño del sistema fotovoltaico responde a un enfoque técnicamente funcional en términos de provisión de servicios básicos; sin embargo, presenta limitaciones en su capacidad de adaptación a la evolución de la demanda energética.

4.1.2. Capacidad de almacenamiento energético

La capacidad de almacenamiento energético determina la autonomía del sistema fotovoltaico y su capacidad para suministrar energía durante periodos sin generación solar, especialmente en horarios nocturnos o condiciones climáticas adversas.

Desde el enfoque metodológico de la investigación, el análisis de esta variable se sustenta en la triangulación de información proveniente de fichas técnicas de inspección en campo y la interpretación técnica del comportamiento operativo del sistema fotovoltaico, lo cual permite evaluar no solo la capacidad nominal instalada, sino también sus implicancias en el desempeño energético real.

Conforme la Fijación Tarifaria de Osinergmin 2028-2022, para los Sistemas Fotovoltaicos Individuales 2G; se considera:

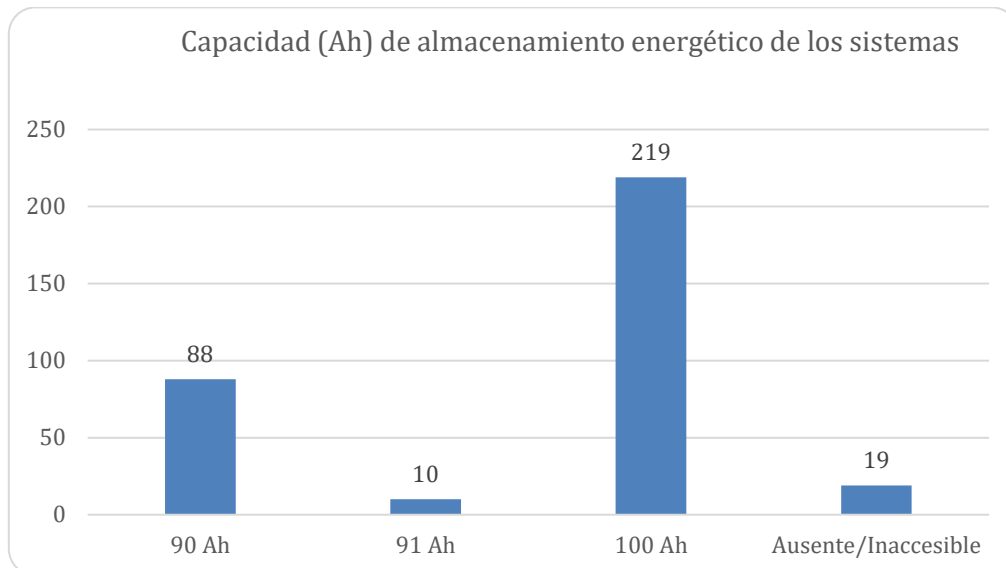
- Tarifa BT8-100: 1 Panel de 100 Wp, y 01 batería de 90Ah.
- Tarifa BT8-320: 4 Paneles de 80 Wp, y 3 baterías de 90Ah.

La autonomía para las baterías de GEL es de 1.5 días y para las baterías de litio 1.2 días

El Factor de profundidad de descarga para las baterías de GEL es de 0.4 y para las baterías de Litio es cercano a 1.

Figura 54

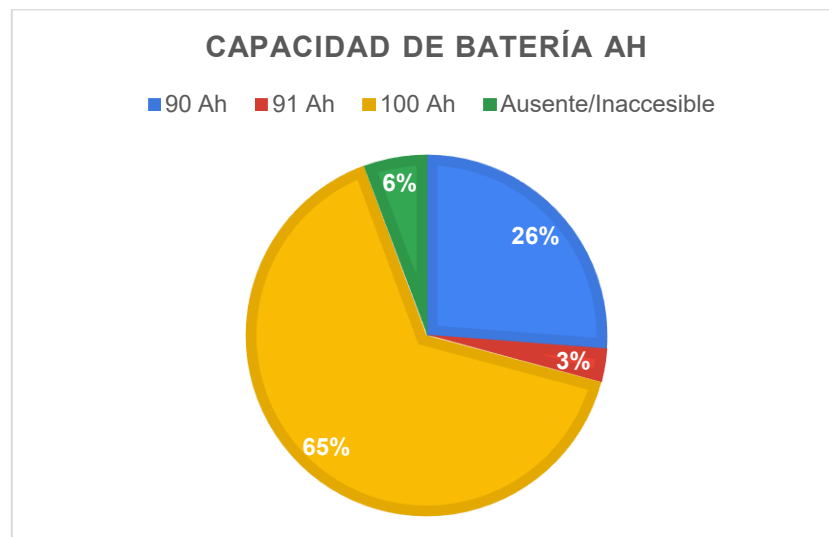
Capacidad (Ah) de almacenamiento energético de los SFV medida en las inspecciones técnicas



Nota. Datos obtenidos a partir de fichas técnicas aplicadas a SFD en Maynas y Requena

Figura 55

Porcentaje de Potencia nominal en sistemas fotovoltaicos



Nota. Datos obtenidos a partir de fichas técnicas de campo aplicadas a sistemas fotovoltaicos domiciliarios en las provincias de Maynas y Requena.

Tabla 13*Características de Componentes de SFV inspeccionados por Osinergmin*

Indicador de Equipamiento						
Componentes		Características Según Tarifa		N° de SFV que no cumplen	Porcentaje	Ie Calculado
		BT8-100	Verificado en Campo			
1	Módulo/Panel Fotovoltaico	Potencia (Wp) a CEM: 71-100 Wp	85 Wp	0	0.00 %	0.00
2	Controlador de Carga	Capacidad (A): ≥ 10 A	10 A	0	0.00 %	
3	Batería	Capacidad (Ah): ≥ 90 Ah	90 y 100 Ah	0	0.00 %	

Nota. Fuente: Informe de Fiscalización N° 506-2025-OS-GSE-DSE/USGE OSINERGMIN

Conforme acta de supervisión de Osinergmin 2025, se indica que todos los sistemas fotovoltaicos verificados cuentan con baterías con capacidad superior a 90 Ah, esta información se contrasta con los datos obtenidos a partir de fichas técnicas de campo aplicadas a sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Los resultados evidencian que el 65.18% de los sistemas cuenta con baterías de 100 Ah, lo cual corresponde al valor nominal esperado en el diseño estándar. No obstante, se observa una proporción significativa de sistemas con capacidades menores (90 Ah y 91 Ah), que en conjunto representan aproximadamente el 29.17% del total evaluado.

Estas variaciones no responden a diferencias en el diseño original, sino que constituyen indicadores indirectos de reemplazos no estandarizados de las baterías, por parte de la concesionaria Electro Oriente SA, apoyado en la fijación tarifaria 2022-2026 de Osinergmin.

La capacidad de almacenamiento de energía, asociada a las baterías de 90–100 Ah, también es restringida: en condiciones adversas (días lluviosos y nubosos), solo permite un suministro de 6 a 8 horas continuas de energía, dependiendo del estado de carga y del consumo diario

Tabla 14

Energía Promedio Mensual Disponible tipo SFD y SFC

Tipo de módulo	Energía promedio mensual disponible (kWh)
BT8-100	8.63
BT8-320	28.17

Nota. Fuente: Resolución 154-2022-OS/CD (OSINERGMIN, 2022)

Tabla 15

Cálculo de la Energía Promedio Diaria

Tipo de módulo	Energía promedio diario disponible (kWh)
BT8-100	0.29
BT8-320	0.94

Nota. Fuente: Resolución 154-2022-OS/CD (OSINERGMIN, 2022)

Tabla 16

Modelo de cargas para los Sistemas Fotovoltaicos 100 Wp – 2g, existentes Tipo SFD en 12

Vcc.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	N° EQUIPOS	POTENCIA INSTALADA (W)	POTENCIA TOTAL (W)	HORAS DIA (h)	ENERGÍA (Wh/día)
1	Lámparas Led	3	7	21	4	84
2	Radio	1	3	3	6	18

3	TV bajo consumo	1	12	12	3	36
4	Cargador de celular	1	5	5	4	20
5	Otros consumos	1	40	40	1	40
TOTAL		7		81		198

Potencia máxima/total	81 W
Demanda máxima	64.8 W
Energía total diaria	198 W/h

Nota. Fuente: Resolución 154-2022-OS/CD (OSINERGMIN, 2022)

Tabla 17

Demanda Eléctrica Actual de los Clientes con Sistemas Fotovoltaicos del Tipo SFD

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CONSUMO (W)	CANTIDAD (UND)	POTENCIA MAX (W)	HORAS DE USO	ENERGÍA (W/h)
1	Focos	7	3	21	6	126
2	Televisor	40	1	40	3	120
3	Refrigeradora	50	1	50	8	400
4	Equipo de sonido	30	1	30	2	60
5	Cargador de celular	5	1	5	2	10
6	Inversor-Operación	7.5	1	7.5	8	60
				153.5		774

Potencia máxima/total	153.5 W
Demanda máxima	122.8 W
Energía total diaria	774 W/h

Nota. Fuente: Encuesta ejecutada a clientes de la Tarifa BT8-Loreto

De las tablas 16 y 17 tenemos que, si se considera un sistema BT8-100 con una energía promedio disponible de 290 Wh/día, se observa que la demanda estimada excede significativamente la capacidad de suministro. Esta condición genera:

- Descargas profundas de batería

- Déficit energético recurrente
- Reducción de la vida útil de los componentes del sistema fotovoltaico

Se identificó un déficit de 576 Wh entre la energía disponible en los módulos BT8-100 y la demanda real de los usuarios. Este resultado evidencia que los sistemas fotovoltaicos domiciliarios no fueron diseñados para abastecer las cargas actualmente utilizadas, generando un desbalance energético.

Si bien el sistema presenta un diseño inicialmente equilibrado entre generación y almacenamiento, la reducción progresiva de la capacidad efectiva de las baterías disminuye su autonomía, incrementa el riesgo de interrupciones del servicio y aumenta la vulnerabilidad frente a sobrecargas. En consecuencia, cuando la demanda energética supera la capacidad disponible, el sistema alcanza más rápidamente sus límites operativos, favoreciendo la ocurrencia de eventos de sobrecarga analizados en el apartado 4.1.4.

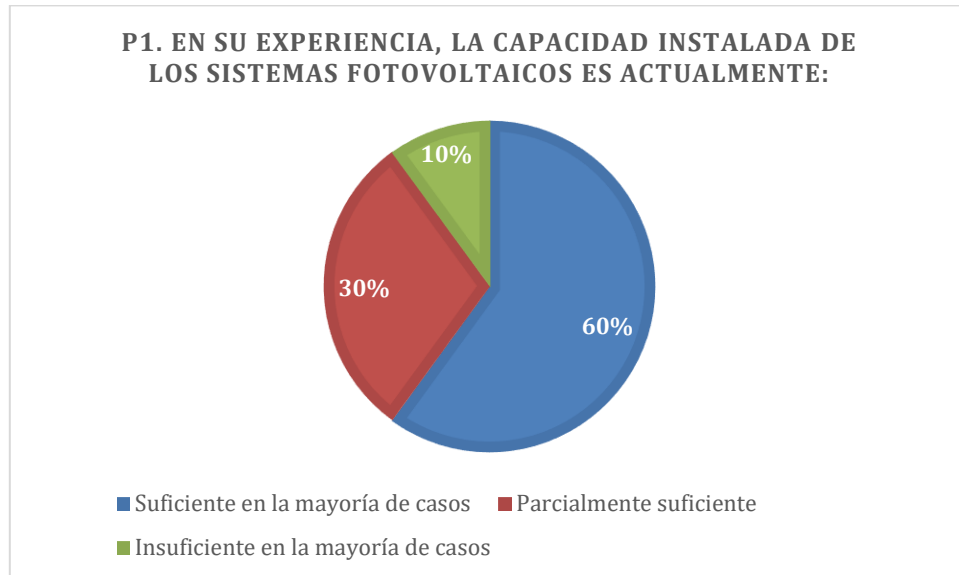
4.1.3. Adecuación de la capacidad instalada a la demanda del usuario

La adecuación de la capacidad instalada a la demanda del usuario permite determinar si la energía disponible resulta suficiente para cubrir los requerimientos reales de consumo en el contexto de uso.

Desde el enfoque metodológico de la investigación, el análisis de esta variable se sustenta en la triangulación de información proveniente de entrevistas al personal técnico, datos de caracterización del sistema fotovoltaico obtenidos mediante fichas de inspección en campo y evidencia operativa del comportamiento.

Figura 56

Percepción técnica sobre la adecuación de la capacidad instalada



Nota. Resultados obtenidos a partir de entrevistas semiestructuradas aplicadas a personal técnico responsable del mantenimiento de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Los resultados muestran que el 60% de los técnicos considera que la capacidad instalada es suficiente en la mayoría de los casos, mientras que un 30% la califica como parcialmente suficiente y un 10% como insuficiente.

Desde una perspectiva analítica, esta suficiencia puede estar asociada a que el sistema cumple con requerimientos básicos, pero no logra satisfacer demandas energéticas más amplias.

Desde una perspectiva técnica, la percepción de suficiencia reportada por el personal técnico debe interpretarse con cautela, ya que no necesariamente refleja un desempeño óptimo del sistema, sino más bien su capacidad de cumplir con un nivel mínimo de servicio.

En este sentido, la adecuación del sistema se encuentra condicionada por:

- las limitaciones propias del diseño estandarizado,

- la degradación de los componentes, y
- las prácticas de uso del usuario final.

Al contrastar la percepción técnica con los resultados obtenidos en los apartados anteriores, se identifican elementos que permiten comprender la naturaleza de esta aparente suficiencia:

- La estandarización de la potencia nominal instalada (apartado 4.1.1) establece un límite fijo de generación energética.
- La reducción progresiva de la capacidad de almacenamiento (apartado 4.1.2) disminuye la autonomía del sistema.

En conjunto, estos factores configuran un escenario en el cual el sistema puede resultar suficiente únicamente bajo condiciones de consumo restringido, pero presenta limitaciones cuando la demanda energética se incrementa.

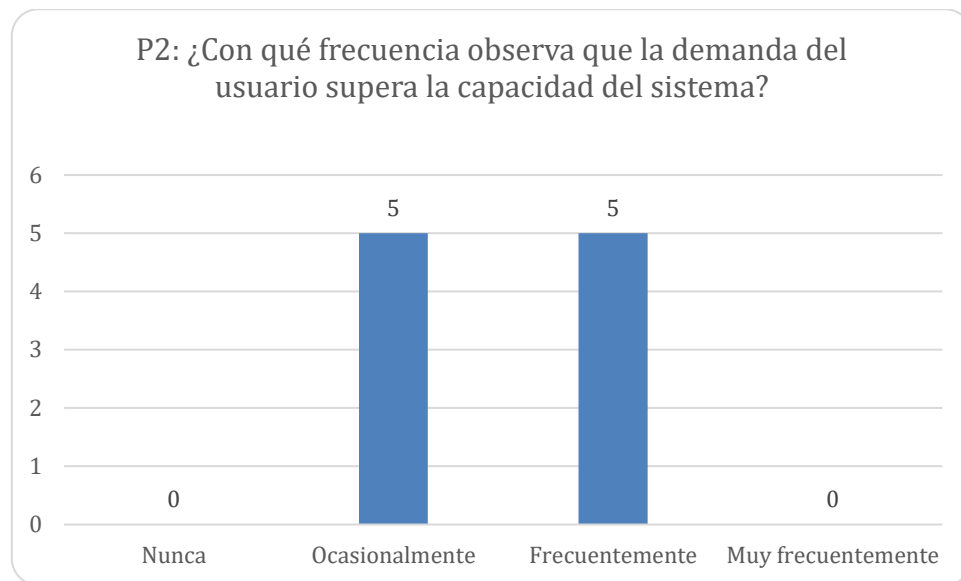
4.1.4. Sobrecarga del sistema por uso de equipos eléctricos

La sobrecarga del sistema fotovoltaico representa una de las principales manifestaciones de las deficiencias técnicas y operativas en sistemas domiciliarios aislados.

Desde el enfoque metodológico de la investigación, el análisis de esta variable se sustenta en la triangulación de la percepción del personal técnico obtenida mediante entrevistas y la coherencia de estos resultados con las características de diseño identificadas en campo, lo cual permite interpretar la sobrecarga no solo como un evento operativo, sino como la consecuencia de una condición estructural del sistema.

Figura 57

Percepción técnica sobre la frecuencia de sobrecarga del sistema fotovoltaico

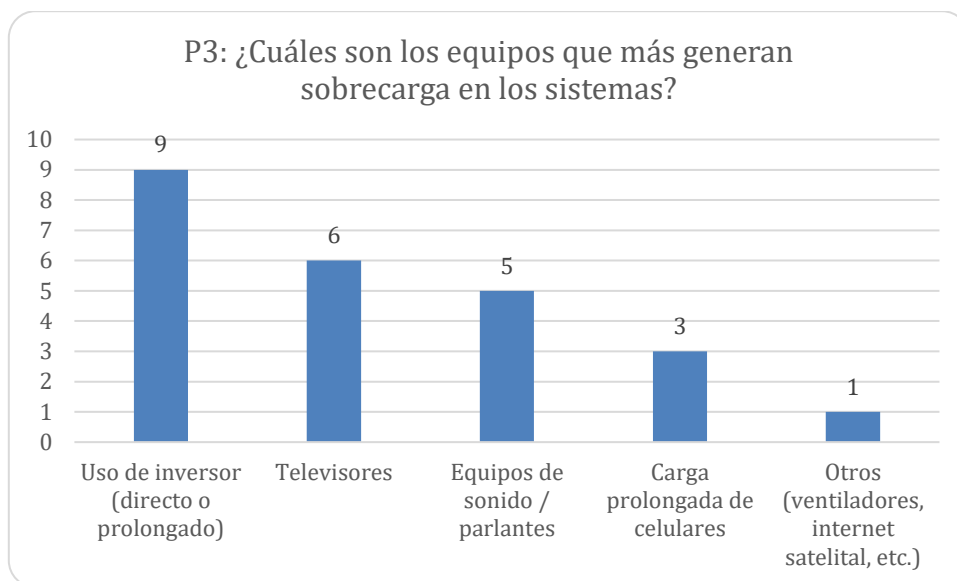


Nota. Resultados obtenidos a partir de entrevistas semiestructuradas aplicadas a personal técnico responsable del mantenimiento de sistemas fotovoltaicos.

Los resultados evidencian que el 100% de los técnicos reporta eventos de sobrecarga, ya sea de forma ocasional o frecuente, lo que confirma que este fenómeno es generalizado en la operación de los sistemas.

Figura 58

Equipos y prácticas que generan sobrecarga en los sistemas fotovoltaicos



Nota. Resultados obtenidos a partir de entrevistas semiestructuradas aplicadas a personal técnico responsable del mantenimiento de sistemas fotovoltaicos. Respuesta múltiple; un técnico pudo mencionar más de un factor.

El principal factor asociado a la sobrecarga es el uso de inversores, los cuales permiten alimentar equipos en corriente alterna, pero incrementan significativamente la demanda energética y generan pérdidas en la conversión.

De manera complementaria, el uso de televisores y equipos de sonido evidencia una expansión en los patrones de consumo hacia cargas de mayor potencia, lo cual supera las condiciones previstas en el diseño original del sistema.

4.2. Estado y calidad de los componentes

El análisis del estado y calidad de los componentes de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios permite evaluar el nivel de operatividad real del sistema en condiciones de campo. A diferencia del diseño y dimensionamiento —que reflejan condiciones teóricas—, esta

dimensión evidencia el desempeño efectivo de los sistemas a partir del estado físico y funcional de sus principales elementos.

4.2.1. Condición operativa del panel fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos instalados en Maynas y Requena cuentan con un panel solar Zytech ZT-85S, de tecnología monocristalina, con potencia nominal de 85 Wp y tensión de 12 Vdc. Los módulos monocristalinos, como los Zytech, fueron elegidos por su mayor eficiencia de conversión (aproximadamente entre 15 y 17 %) frente a modelos policristalinos o amorfos, y por su buena respuesta ante condiciones de baja irradiancia, comunes en zonas amazónicas con nubosidad frecuente.

A continuación, se muestra los módulos fotovoltaicos instalados e inspeccionados:

Figura 59

Módulo Solar 85 Wp Zytech utilizado en Sistemas Fotovoltaicos Tipo SFD.



Nota. Fuente: Fotografía tomada de la App Gescom Dynamics, KVA Energy SAC.

Figura 60

Paneles de 85 Wp. En Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios



Nota. Fuente: Fotografía tomada de la App Gescom Dynamics, KVA Energy SAC.

Figura 61

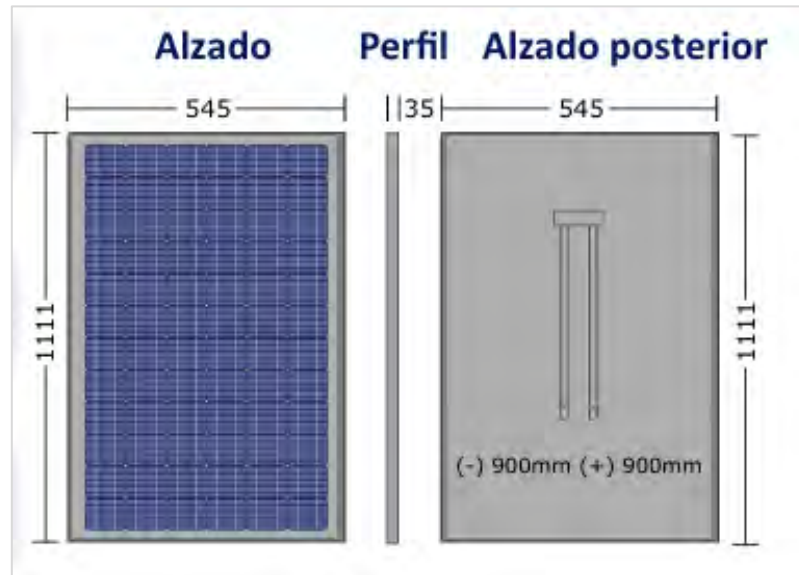
Paneles de 85 Wp. Conexión en Paralelo. Potencia Total 340 Wp (Arreglo de 4 módulos)



Nota. Fuente: Fotografía tomada de la App Gescom Dynamics, KVA Energy SAC.

Figura 62

Paneles de 85 Wp. Conexión en Paralelo. Potencia Total 340 Wp.



Nota. Fuente: Fotografía Adaptada de Catálogo ZT 85S mono, Zytech Solar

Características técnicas de Módulo Solar (En condiciones Estándar STC Irradiancia = 1000 W/m², AM 1.5, temperatura de la célula 25 °C):

a) Células:

Tecnología	:	Silicio Monocristalino
Número de celdas por módulo	:	36
Dimensiones	:	125x115 mm
Peso	:	6.5 kg

b) Características Eléctricas

Potencia Máxima	:	85 Wp
Tensión a Circuito Abierto	:	22.46 V
Tensión Punto max. Potencia	:	18.72 V
Intensidad de Corto circuito	:	5.17 A

Intensidad Punto máx. Potencia : 4.54 A

c) Parámetros del Sistema

Caja de conexiones : 1000 Vdc

Tolerancia de potencia : 0% - 3%

Cable : 4 mm²

Longitud del cable : 900 mm

Garantía de Potencia : 10 años al 90%, 20 años al 80%

Tabla 18

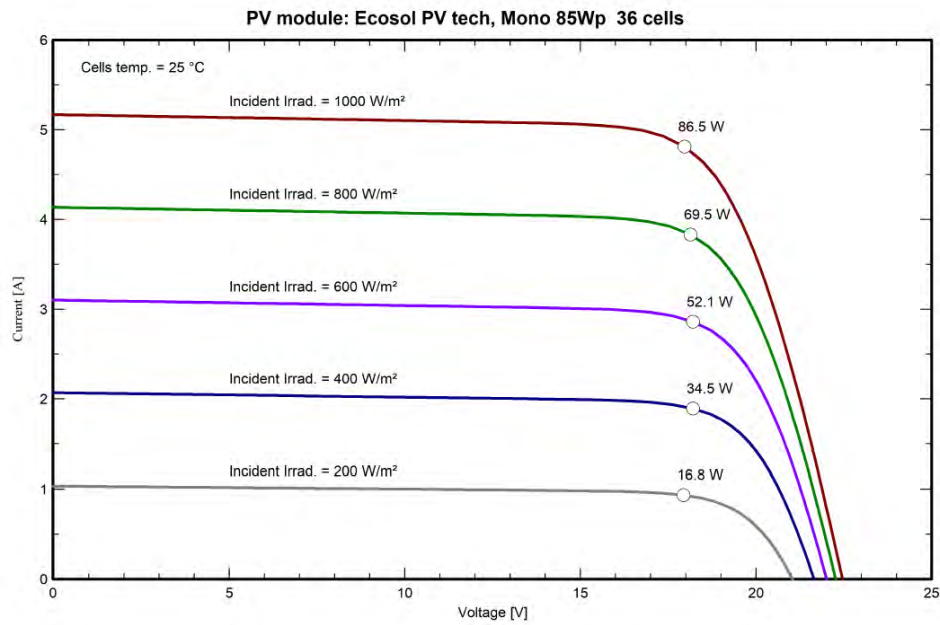
Características Técnicas complementarias del módulo solar ZYTECH ZT85S

MÓDULO FOTOVOLTAICO CARACTERÍSTICAS COMPLEMENTARIAS			
Nº	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR INSTALADO
a	Grado de hermeticidad de la caja de conexión	-	IP65
b	Número de diodos de bypass en la caja de conexiones	Unidad	2
c	Tensión máxima admisible	V	700
d	Tipo de conectores para módulos fotovoltaicos con cables preinstalados	-	MC4
e	Material del marco del módulo fotovoltaico	-	Aluminio anodizado
f	Material para encapsulamiento	-	EVA
i	Con indicación de polaridad para la conexión de cables	-	SI
j	Tipo de terminales en la caja de conexión	-	De cobre revestido y con recubrimiento de soldadura
k	Material de los pernos, tuercas, arandelas en la caja de conexión	-	Acero inoxidable

Nota. Fuente: Adaptada de Catálogo ZT 85S mono, Zytech Solar

Figura 63

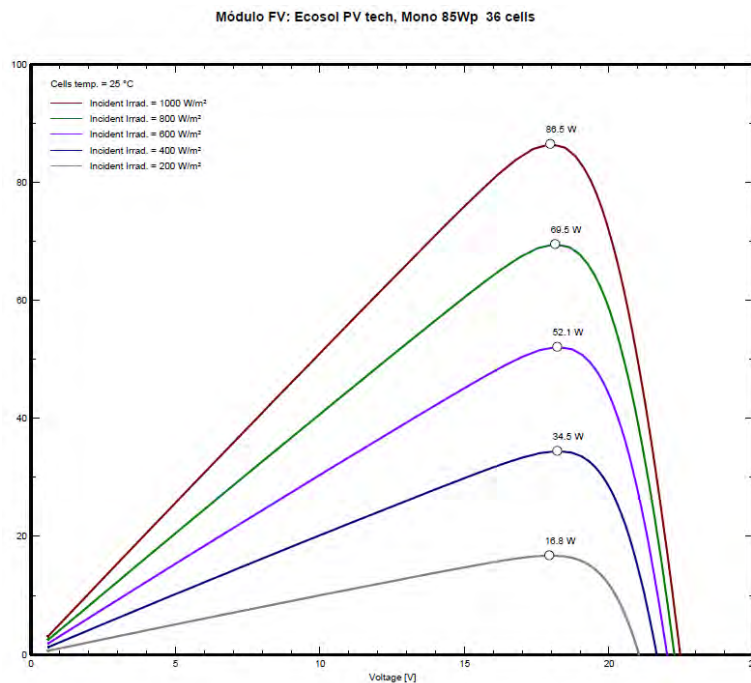
Paneles de 85 Wp. Conexión en Paralelo. Potencia Total 340 Wp.



Nota. Fuente: Fotografía Adaptada de Catálogo ZT 85S mono, Zytech Solar

Figura 64

Paneles de 85 Wp. Conexión en Paralelo. Potencia Total 340 Wp.



Nota. Fuente: Fotografía Adaptada de Catálogo ZT 85S mono, Zytech Solar

De la información obtenida mediante fichas técnicas de inspección en campo, en las que se evalúa directamente su estado físico y funcional, se registró la condición “buena” que implica que los paneles no presentan daños físicos visibles, mantienen su integridad estructural y operan dentro de parámetros eléctricos (tensión y corriente) establecidos en la Norma DGE Especificación Técnica del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural, sección MFV-CE-4 (*La tensión real del módulo fotovoltaico, en el punto de máxima potencia en Condiciones Estándar de Medida no deberá ser menor de 17 V*). En contraste, la condición “mala” agrupa aquellos paneles que presentan fallas técnicas como posibles degradaciones internas, suciedad, desajuste de elementos de sujeción, desajuste de la orientación o inclinación, entre otras. Se muestra Ficha Técnica para la Inspección del Panel Solar:

Figura 65

Sección de la Ficha Técnica correspondiente al Panel Solar

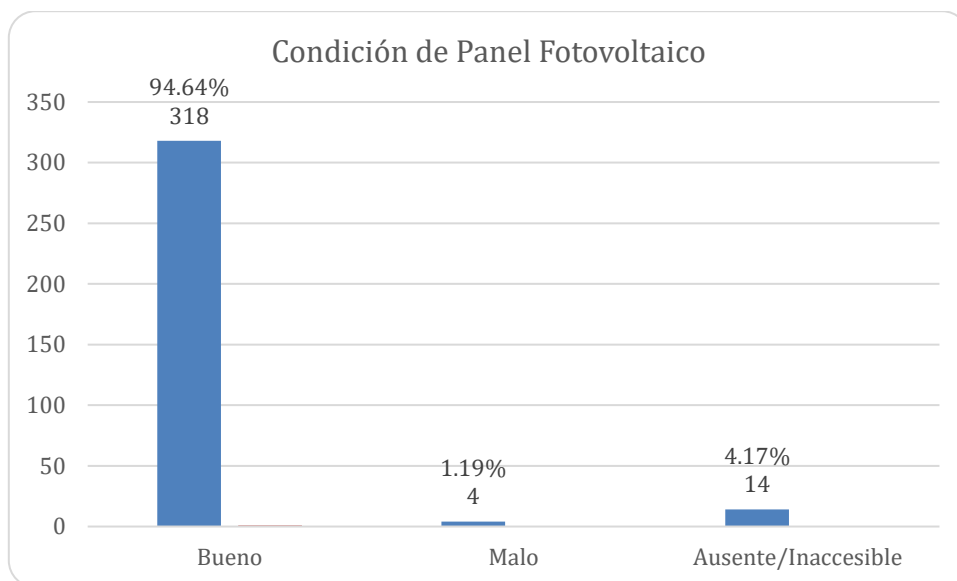
PANEL ACTUAL O INSTALADO:				Datos Eléctricos		OPERATIVO		PANEL RETIRADO:			
Marca	N° de Serie	Tensión Medida (V)	Potencia Placa (Watt)	SI	NO	Marca	N° de Serie	Deteriorado			
								SI	NO		
1. Zafra	2-1308091240	20	55	☒	☐	1.		☐	☐		
2.				☐	☐	2.		☐	☐		
3.				☐	☐	3.		☐	☐		
4.				☐	☐	4.		☐	☐		
Observaciones:				Observaciones:							

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DEL PANEL FOTOVOLTAICO):		Verificado	Ejecutado	OBSERVACIONES:	
a) Retiro de obstáculos y maleza que obstaculizan la incidencia de los rayos solares.	☐	☒		a)	se cambio batería y controlador
b) Inspección visual de posibles degradaciones internas de la estanqueidad del panel.	☐	☒		b)	
c) Limpieza de crecimiento de hongos sobre la superficie de panel.	☐	☒		c)	
d) Ajuste de los pernos que unen el soporte al panel solar.	☐	☒		d)	se instaló:
e) Control de conexiones y cableado del panel fotovoltaico.	☐	☒		e)	300387 (2)
f) Limpieza de los contactos de la bornera del panel fotovoltaico.	☐	☒		f)	
g) Revisión de la orientación del panel al norte.	☒	☐		g)	
h) Revisión grado de inclinación de 15°.	☒	☐		h)	
i) Limpieza y maduración	☒	☒		i)	

Nota. Fuente: Ficha Técnica elaborada por personal técnico en la intervención al SFV

Figura 66

Condición operativa del panel fotovoltaico registrada en la Fichas Técnicas de inspección



Nota. Datos obtenidos a partir de fichas técnicas de campo aplicadas a sistemas fotovoltaicos domiciliarios en las provincias de Maynas y Requena.

Los resultados evidencian que el 94.64% de los paneles fotovoltaicos se encuentra en buen estado operativo, lo que indica un adecuado nivel de conservación de este componente en la mayoría de los sistemas evaluados.

La baja proporción de paneles en condición deficiente (1.19%) sugiere que este elemento no constituye, en términos generales, un factor crítico en el deterioro del sistema. No obstante, la existencia de casos ausentes o inaccesibles (4.17%) podría estar asociada a condiciones de instalación, accesibilidad o posibles pérdidas del componente.

Si bien los resultados muestran un alto nivel de operatividad del panel fotovoltaico, este hallazgo debe interpretarse en relación con otros elementos del sistema.

En efecto, en el apartado 4.1.1 se evidenció que:

- la potencia instalada es limitada y estandarizada,

- la capacidad de almacenamiento presenta variaciones, y
- existe sobrecarga por incremento de la demanda energética.

El buen estado de los paneles fotovoltaicos evidencia que las deficiencias del sistema no se originan principalmente en este componente, sino en otros elementos como las baterías y los controladores de carga.

Los resultados obtenidos mediante fichas técnicas son consistentes con la evidencia reportada en el Cuadro N.º 10 del informe de fiscalización (Osinergrmin, 2025), donde, a pesar de registrarse averías en paneles fotovoltaicos, estas representan una cantidad mínima comparado con los demás componentes.

Tabla 19

Indicador de deficiencia de componentes del sistema fotovoltaico

Componente	Ausencia	N.º de averías	0*	1*	2*	Id calculado
Panel fotovoltaico	—	13	—	13	—	0
Controlador de carga	—	619	—	619	—	—
Batería	—	627	—	627	—	—
Inversor	—	8	—	8	—	—
Accesorios	—	0	—	0	—	—

Nota. Adaptado del Cuadro N.º 10 del “Informe de Fiscalización N.º 506-2025-OS-GSE-

DSE/USGE”, elaborado por OSINERGMIN (2025). El indicador de deficiencia (Id) se

determina en función del número de averías reportadas y el cumplimiento de la subsanación:

0* = fuera de plazo, 1* = dentro de plazo, 2* = desestimada.

Este contraste refuerza la validez del análisis y confirma que, en términos generales, el panel fotovoltaico no presenta un nivel significativo de deficiencia estructural dentro del sistema.

4.2.2. Condición operativa del sistema de almacenamiento (baterías)

En el marco del proyecto de electrificación en Loreto, se emplearon dos tipos de baterías con electrolito gelificado, seleccionadas por su confiabilidad y resistencia en condiciones de operación rural:

a) Batería RITAR RA 12-90DG MP (12 Vdc, 90 Ah/C20)

Este modelo fue instalado en localidades como Emilio San Martín, Jenaro Herrera, Maquía, Padre Giner, Puinahua, Requena y Saquena. Se trata de una batería de 12Vdc y 90Ah/C20. De acuerdo con las especificaciones técnicas, su vida útil en flotación alcanza aproximadamente los 12 años, lo que la convierte en una opción adecuada para entornos rurales con limitadas posibilidades de reemplazo frecuente.

Figura 67

Batería 12V. Sellada con Electrolito GEL. Capacidad de 100 Ah a C20 (A °C 25 y 1.75 V/celda).



Nota. Fuente: Fotografía propia tomada en campo.

Figura 68

Baterías en Sistemas Fotovoltaicos Comunes y/o institucionales (SFC)



Nota. Fuente: Fotografías propias tomadas en campo, personal técnico de la service Operaciones Andes Perú EIRL ejecutando actividades de mantenimiento preventivo-correctivo.

Figura 69

Se observa las Mediciones de Voltaje en circuito abierto de las baterías de los SFD Y SFC



Nota. Fuente: Fotografías propia tomadas en campo.

Tabla 20*Características técnicas del controlador de carga de los sistemas fotovoltaicos*

CARACTERÍSTICAS BATERÍA RITAR RA12-90 DGMP			
Nº	CARACTERÍSTICAS	UND	VALOR INSTALADO
a	Tensión nominal	V	12
b	Tipo de batería	-	Sellada con electrolito gelificado
c	Con válvula VRLA	-	Si
d	Capacidad	Ah	De 90 Ah a un régimen de descarga C20 (a 25°C y 1.75V/celda)
e	Tipo de conectores para la conexión firme de cables	-	Tuerca englutinada
f	Indicación de polaridad en sus bornes	-	Si
g	Material de los elementos de conexionado en sus bornes	-	De material inoxidable (tuerca y pernos inox.)
h	Celdas por unidad	V	6
i	Peso Aproximadamente	kg	30
J	Corriente de descarga máxima	A	1000 A (5 segundos)
k	Resistencia interna	mΩ	Aproximadamente 7.5
l	Gama de temperatura operativa	°C	Descarga: -40°C ~ 60°C Carga: -20°C ~ 50°C Almacenamiento: -40°C ~ 60°C
m	Gama de temperatura operativa normal	°C	25°C ± 5°C
n	Voltaje de carga de flotación	-	13.6 a 13.8VDC/unidad media a 25°C
o	Límite de corriente de carga máxima recomendado	A	20

p	Ecualización y ciclo de funcionamiento	V	14.2 a 14.4VDC/unidad media a 25°C
q	Auto descarga	-	Se pueden almacenar más de 6 meses a 25°C. La ratio de auto descarga es inferior al 3% al mes a 25°C.
r	Material del contenedor	-	A.B.S. (UL94-HB), resistencia a inflamabilidad de UL94-V1.

Nota. Fuente: Elaboración propia en base a información técnica del componente

Tabla 21

Características de descarga de corriente @25°C de Batería Ritar 90 Ah

Constant Current Discharge Characteristics: A (25 °C)

F.V/Time	1HR	2HR	3HR	5HR	8HR	10HR	20HR	30HR	50HR	70HR	100HR	120HR
9.60V	55.14	31.48	22.13	15.42	10.647	9.004	4.762	3.238	2.000	1.496	1.095	0.952
10.0V	54.88	31.24	22.05	15.34	10.563	8.918	4.676	3.179	1.964	1.469	1.075	0.936
10.2V	54.37	31.01	21.88	15.25	10.476	8.832	4.589	3.121	1.927	1.442	1.055	0.918
10.5V	53.87	30.77	21.80	15.07	10.390	8.745	4.503	3.062	1.891	1.415	1.035	0.901
10.8V	52.60	30.21	21.21	14.79	10.217	8.658	4.415	3.003	1.854	1.388	1.015	0.883
11.1V	49.96	28.88	20.28	14.15	9.784	8.398	4.156	2.826	1.745	1.306	0.956	0.832

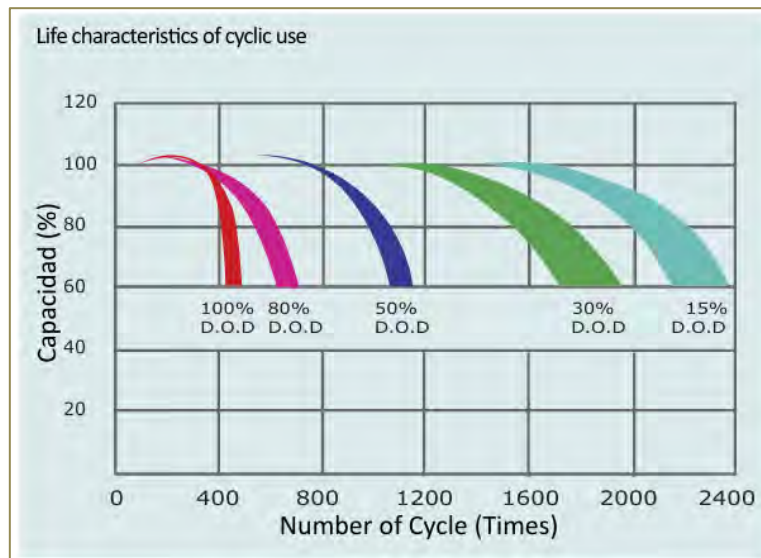
Constant Power Discharge Characteristics: W (25 °C)

F.V/Time	1HR	2HR	3HR	5HR	8HR	10HR	20HR	30HR	50HR	70HR	100HR	120HR
9.6V	630.5	362.0	255.5	178.6	123.6	101.25	53.48	36.36	22.46	16.81	12.30	10.70
10.0V	627.5	360.70	254.9	177.6	123.1	100.21	52.96	36.02	22.24	16.64	12.18	10.59
10.2V	623.0	357.3	253.5	177.0	122.0	99.69	52.44	35.66	22.03	16.49	12.06	10.49
10.5V	616.6	354.1	251.9	175.4	121.0	98.65	51.92	35.31	21.81	16.32	11.94	10.38
10.8V	601.6	348.8	245.8	172.6	118.3	97.61	51.4	34.96	21.59	16.16	11.82	10.28
11.1V	570.1	332.8	233.6	163.9	114.2	94.50	49.33	33.54	20.72	15.50	11.34	9.865

Nota. Fuente: Tomada de Catálogo: Baterías Ritar 90 Ah C20

Figura 70

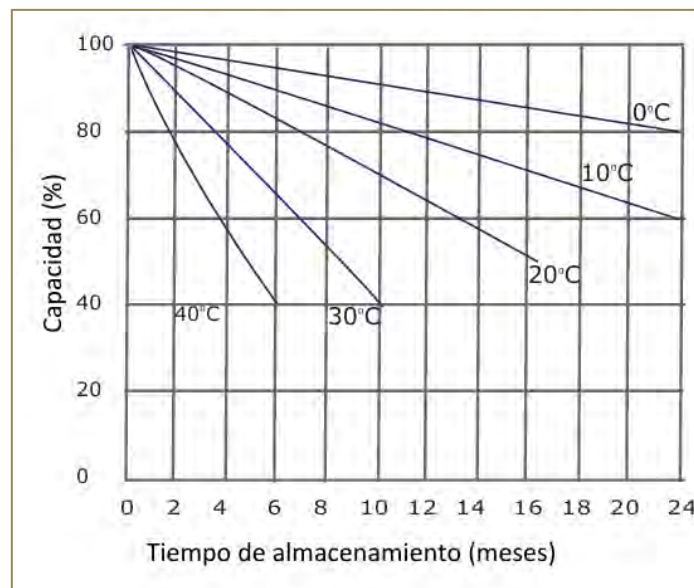
Características vitales de uso cíclico y características de almacenamiento



Nota. Fuente: Tomada de Catálogo: Baterías Ritar 90 Ah C20

Figura 71

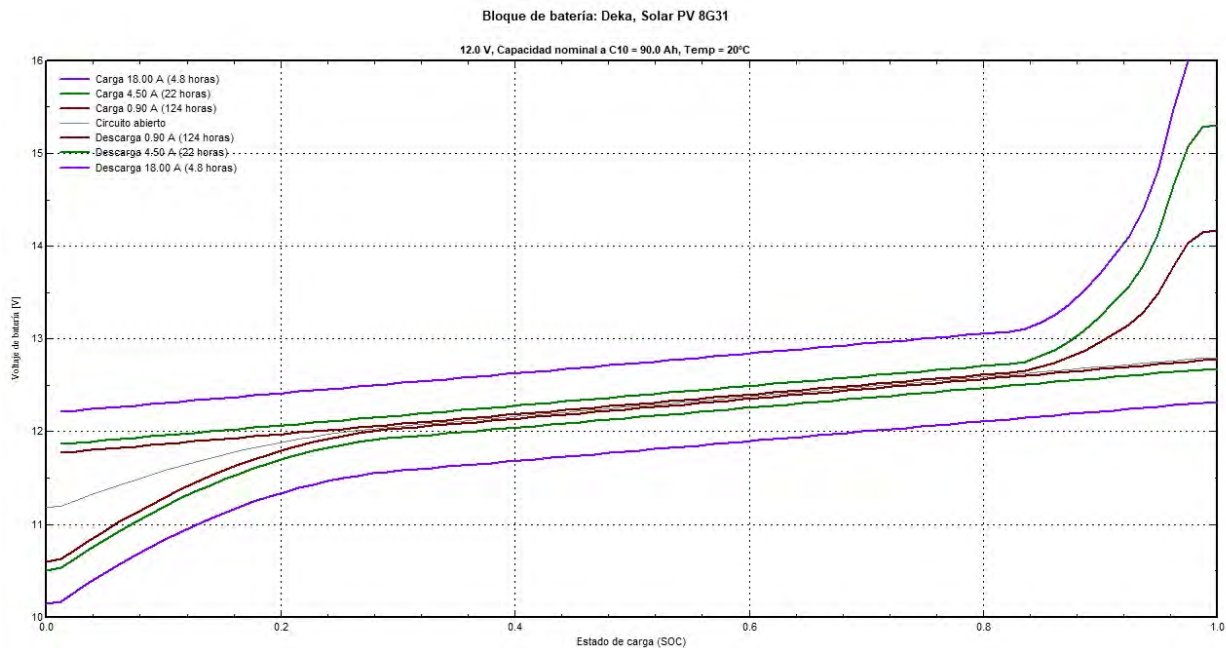
Características vitales de uso cíclico y características de almacenamiento



Nota. Fuente: Tomada de Catálogo: Baterías Ritar 90 Ah C20

Figura 72

Se muestra el comportamiento de la batería Carga/Descarga vs SOC



Nota. Fuente: Elaboración propia, simulación de Carga y Descarga de batería en PVSYST

a) Batería Trojan 27-GEL (12 Vdc, 91 Ah/C20)

Este modelo se utilizó en Indiana, Las Amazonas y Mazán. Presenta una capacidad de 91Ah/C20 y una vida útil en flotación de alrededor de 10 años. Aunque su capacidad es ligeramente superior a la de la batería RITAR, ofrece una menor expectativa de vida útil.

Ambos tipos de baterías emplean tecnología de electrolito gelificado, lo que garantiza mayor seguridad frente a derrames y menor mantenimiento en comparación con las baterías de electrolito líquido. Sin embargo, difieren en su vida útil, capacidad nominal y distribución geográfica de instalación, lo que refleja decisiones técnicas y logísticas tomadas en el marco del proyecto de electrificación rural.

Figura 73

Batería Trojan 27-GEL (12 Vdc, 91 Ah/C20)



Nota. Fuente: Fotografía tomada en campo del suministro 100640825

Características Técnicas:

Tabla 22

Características Técnicas de la Batería TROJAN 91 Ah@20Hr

BATERÍA TROJAN 27-GEL, 91 AH			
N.º	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR INSTALADO
a	Modelo	-	27-Gelificado
b	Tensión Nominal	Vcc	12
c	Capacidad	Ah	De 91 Ah a un régimen de descarga C20
d	Material	-	Polipropileno
e	Tipo de batería	-	VRLA GEL
f	Peso	kg	28
i	Régimen	-	SI

j	Indicación de polaridad en sus bornes	-	SI
k	Celdas por unidad	Und.	6
m	Resistencia interna	mΩ	Aproximadamente 7.5
n	Terminal tipo	-	7

Nota. Fuente: Adaptada de Catálogo Batería TROJAN 91 Ah@20Hr

Tabla 23

Se muestra Especificaciones Eléctricas en régimen C20 y Ajustes de Voltaje de Carga (en 77°F/25°C)

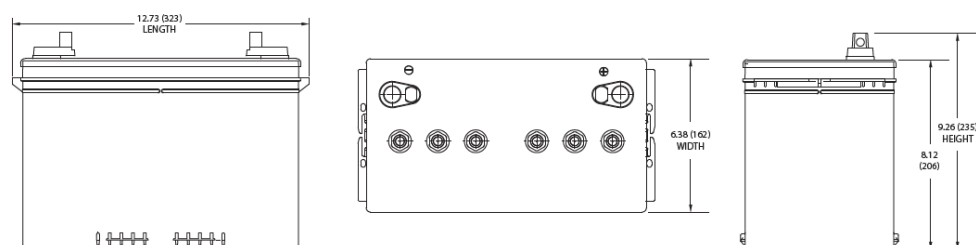
VOLTAGE	CAPACITY ^A MINUTES	CAPACITY ^B AMP-HOURS (Ah)				ENERGY (kWh)
12	@ 25 Amps	5-Hr	10-Hr	20-Hr	100-Hr	100-Hr
	179	76	84	91	100	1.20

CHARGER VOLTAGE SETTINGS (AT 77°F/25°C)				
SYSTEM VOLTAGE	12V	24V	36V	48V
Maximum Charge Current (A)	13% of C ₂₀			
Absorption Voltage (2.40 V/cell)	14.40	28.80	43.20	57.60
Float Voltage (2.25 V/cell)	13.50	27.00	40.50	54.00
Do not install or charge batteries in a sealed or non-ventilated compartment. Constant under or overcharging will damage the battery and shorten its life as with any battery.				

Nota. Fuente: Adaptada de Catálogo Batería TROJAN 91 Ah@20Hr

Figura 74

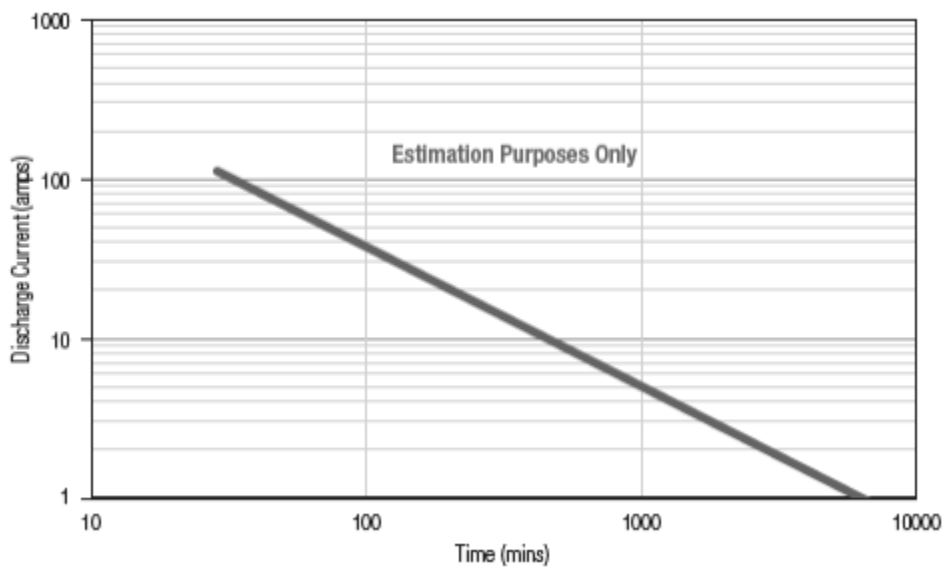
Se muestra las dimensiones de la batería



Nota. Fuente: Adaptada de Catálogo Batería TROJAN 91 Ah@20Hr

Figura 75

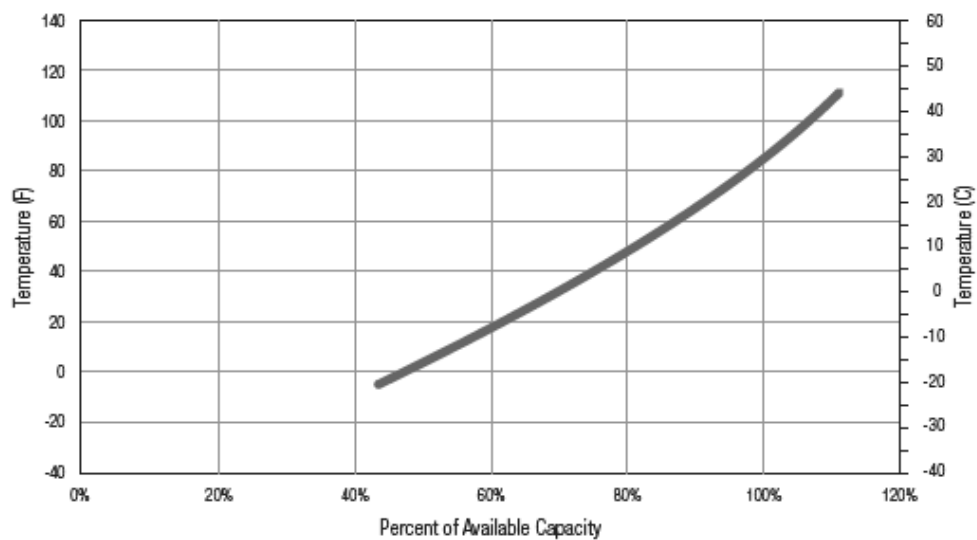
Se muestra las dimensiones de la batería



Nota. Fuente: Adaptada de Catálogo Batería TROJAN 91 Ah@20Hr

Figura 76

Se muestra el comportamiento del voltaje de Carga vs Tiempo



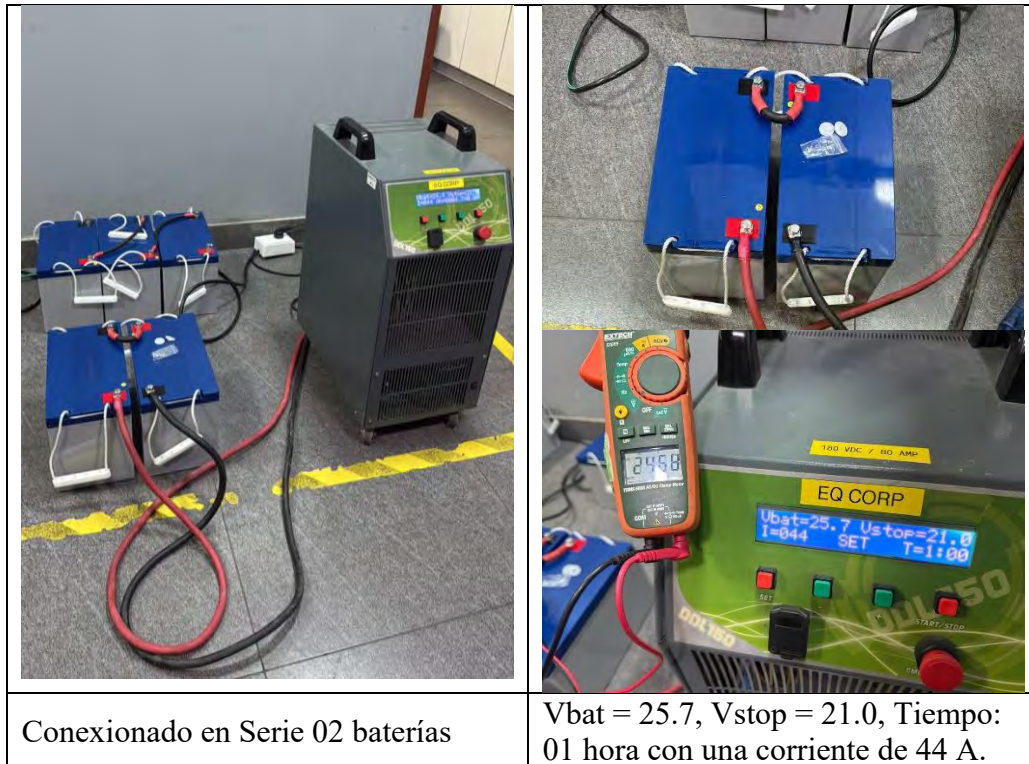
Nota. Fuente: Adaptada de Catálogo Batería TROJAN 91 Ah@20Hr

Se ha realizado la aplicación de pruebas de descargas en baterías Ritar 90 Ah C20 (10 unidades) en almacén de Electro Oriente SA, esta prueba se realizó de la siguiente manera:

- i. **1 arreglo de 2 baterías conectados en serie; Descarga 1 Hora con una corriente de 44 A.**

Figura 77

Arreglo 1: 02 baterías conectados en serie; prueba eléctrica en régimen de 01 hora



Nota. Fuente: Fotografía propia tomada en la etapa de pruebas

Se obtuvo como resultado:

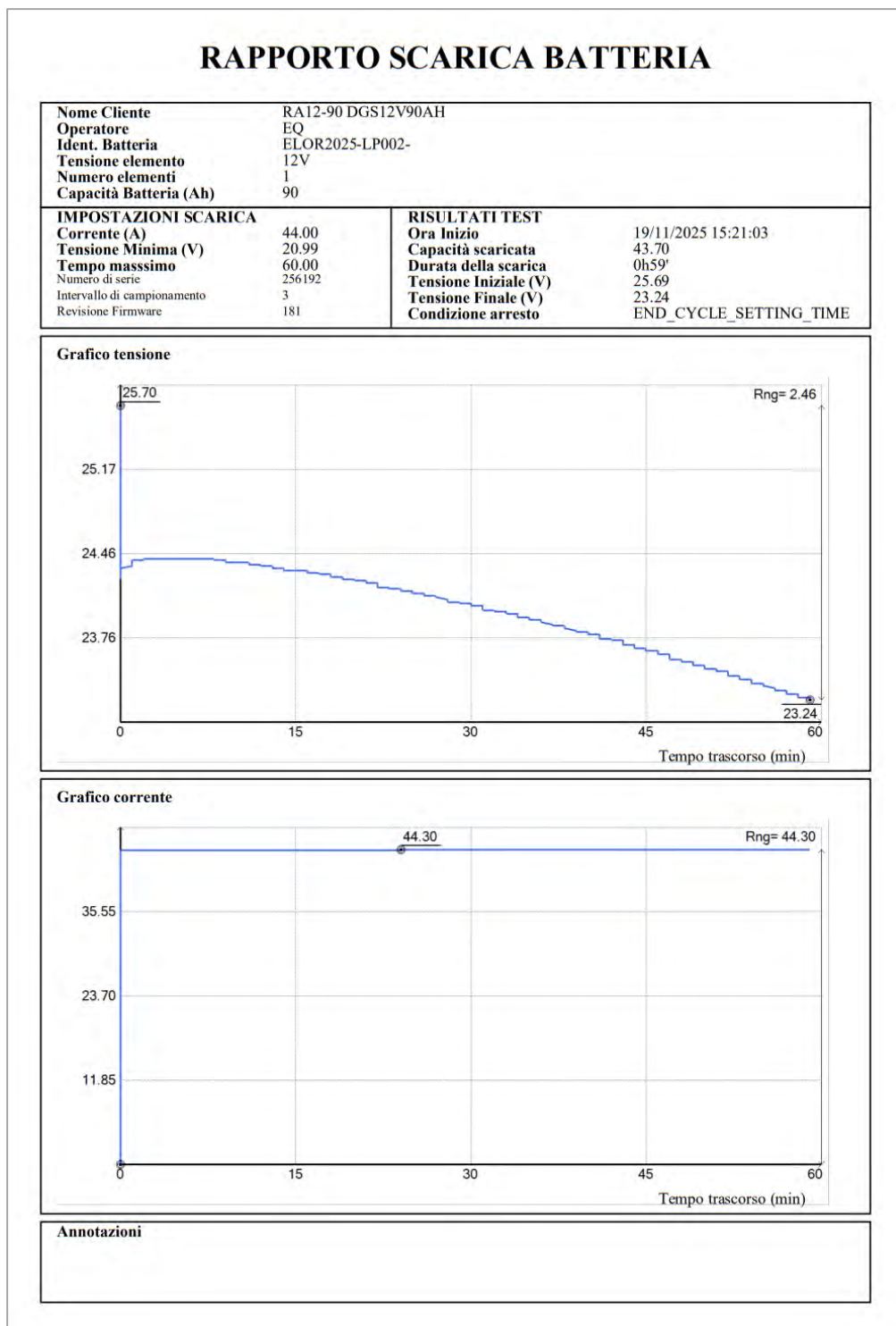
Batería 1	ELOR 2025-LP002-635	Tensión Nominal Final	11.62 Vdc
Batería 2	ELOR 2025-LP002-638	Tensión Nominal Final	11.62 Vdc

La Tensión Nominal de las dos baterías se mantuvo por encima del valor nominal (11.5 Vdc según ficha técnica batería ritar 90 Ah C20), por lo que se concluye que cumplió con el régimen de descarga indicado en la ficha técnica.

A continuación, se muestra el comportamiento de la tensión y corriente en régimen de descarga de 1 hora con una corriente de descarga de 44A.

Figura 78

Comportamiento de la Tensión y Corriente en DC bajo régimen de descarga 01 hora con una corriente de descarga de 44 A.

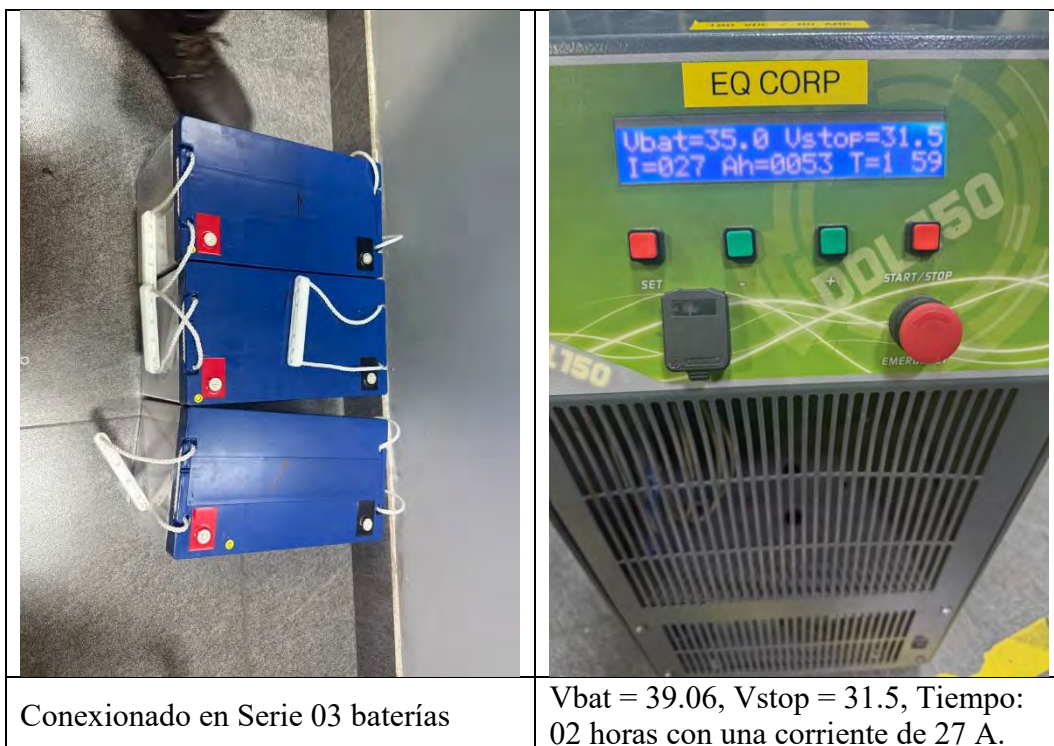


Nota. Fuente: Datos extraídos de Equipo: “Cargador-Descargador” después de la prueba.

- ii. 1 arreglo de 3 baterías conectados en serie; Descarga 2 Horas con una corriente de 27 A.

Figura 79

Arreglo 2: 03 baterías conectados en serie; prueba eléctrica en régimen de descarga de 2 horas



Nota. Fuente: Fotografía propia tomada en la etapa de pruebas

Se obtuvo como resultado:

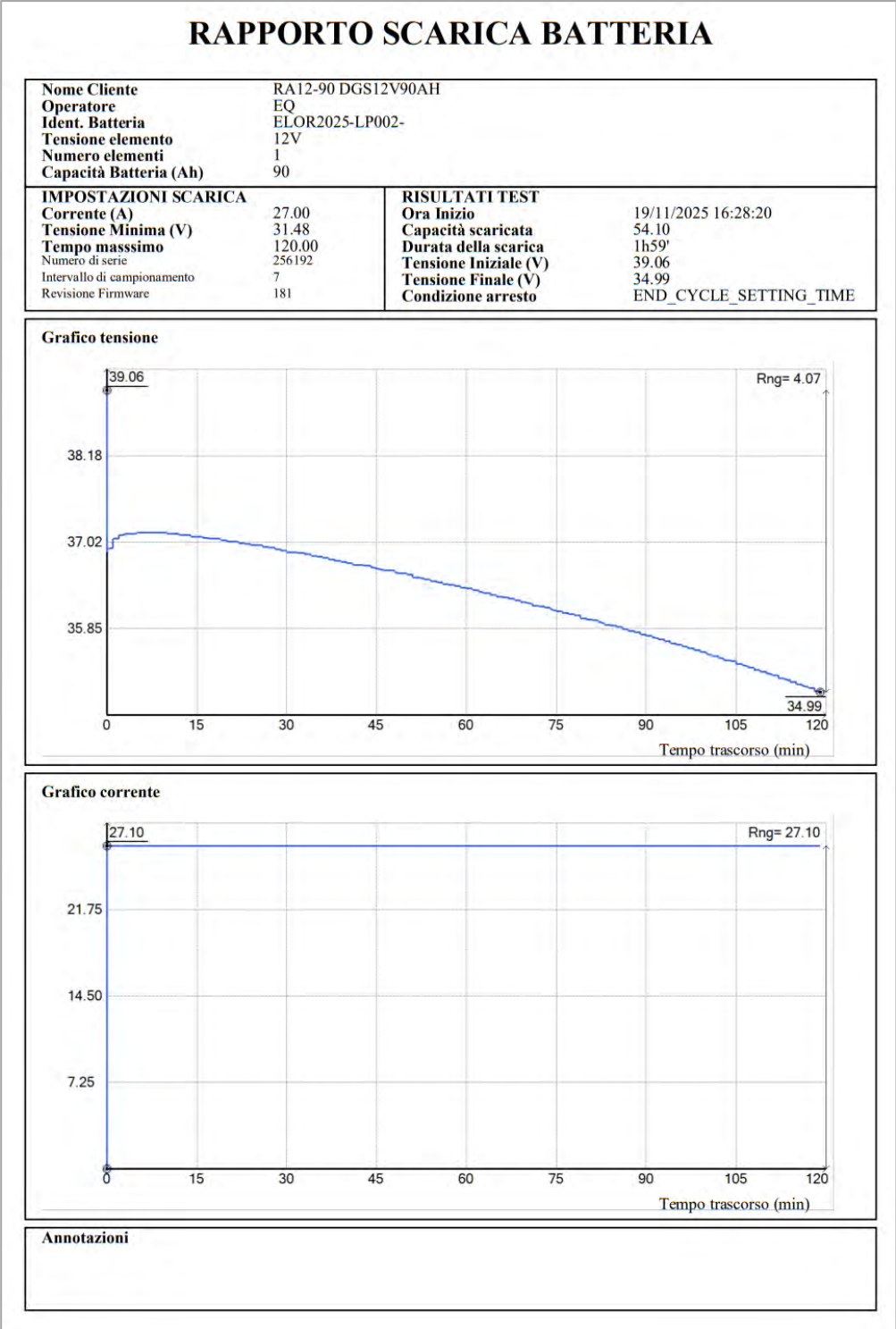
Batería 1	ELOR 2025-LP002-630	Tensión Nominal Final	12.07 Vdc
Batería 2	ELOR 2025-LP002-633	Tensión Nominal Final	12.11 Vdc
Batería 3	ELOR 2025-LP002-636	Tensión Nominal Final	12.06 Vdc

La Tensión Nominal de las dos baterías se mantuvo por encima del valor nominal (11.50 Vdc conforme ficha técnica), por lo que se concluye que cumplió con el régimen de descarga indicada en su ficha técnica.

A continuación, se muestra el comportamiento de la tensión y corriente en régimen de descarga de 2 horas con una corriente de descarga de 27A.

Figura 80

Comportamiento de la Tensión y Corriente en DC bajo régimen de descarga 01 hora con una corriente de descarga de 44 A.



Nota. Fuente: Datos extraídos de Equipo: “Cargador-Descargador” después de la prueba.

- iii. 1 arreglo de 5 baterías conectados en serie; Descarga 20 Horas con una corriente de 4.50 A.

Figura 81

Arreglo 3: 05 baterías conectados en serie; prueba eléctrica en régimen de 20 horas



Conexionado en Serie 05 baterías

Vbat = 65.28, Vstop = 63.0, Tiempo: 20 horas con una corriente de 4 A.

Nota. Fuente: Fotografía propia tomada en la etapa de pruebas

Se obtuvo como resultado:

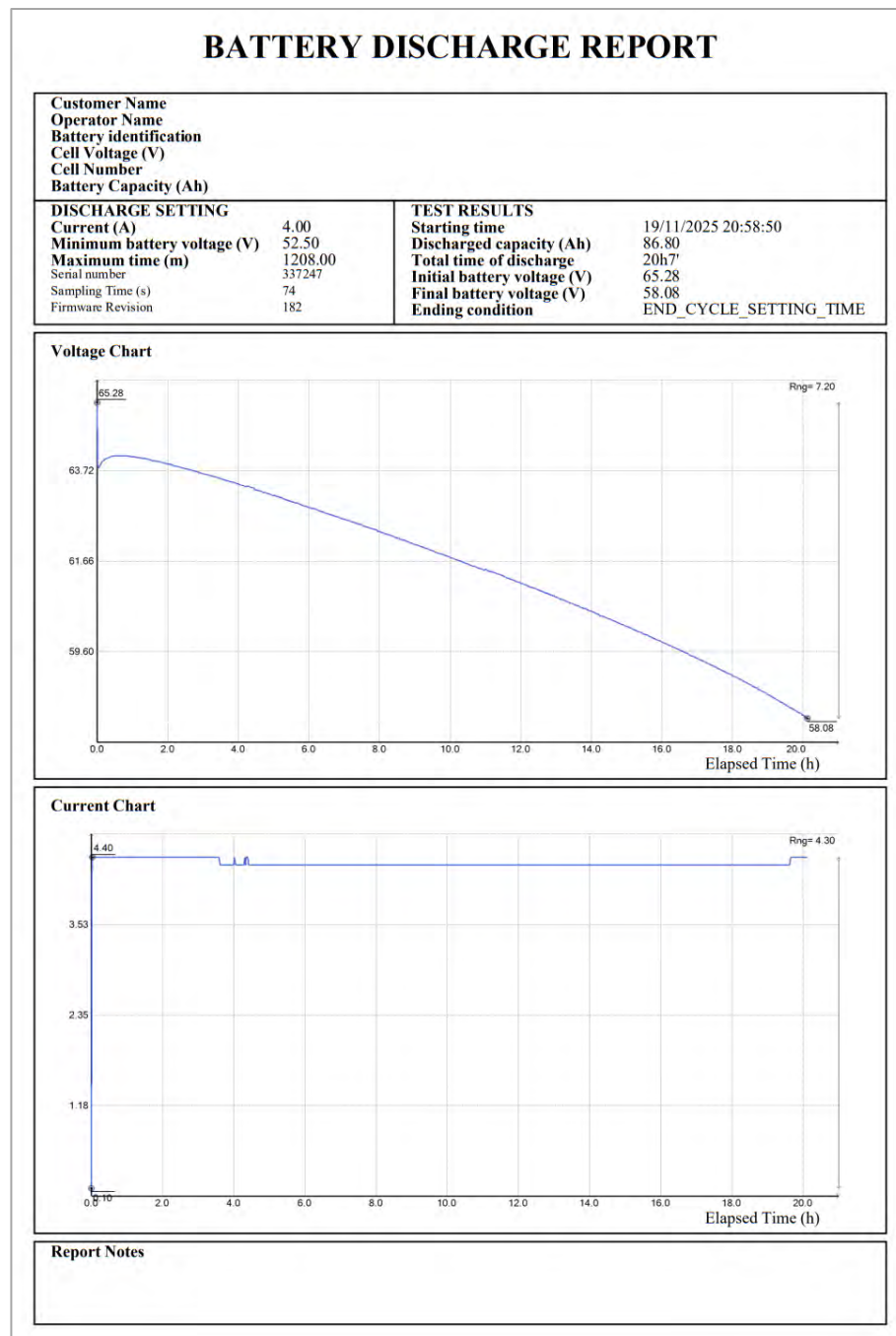
Batería 1	ELOR 2025-LP002-628	Tensión Nominal Final	11.61 Vdc
Batería 2	ELOR 2025-LP002-634	Tensión Nominal Final	11.62 Vdc
Batería 2	ELOR 2025-LP002-627	Tensión Nominal Final	11.61 Vdc
Batería 2	ELOR 2025-LP002-631	Tensión Nominal Final	11.62 Vdc
Batería 2	ELOR 2025-LP002-629	Tensión Nominal Final	11.62 Vdc

La Tensión Nominal de las dos baterías se mantuvo por encima del valor nominal (10.5 Vdc según ficha técnica batería ritar de 90 Ah C20), por lo que se concluye que cumplió con el régimen de descarga indicado en su ficha técnica.

A continuación, se muestra el comportamiento de la tensión y corriente en régimen de descarga de 20 horas con una corriente de descarga de 4A.

Figura 82

Comportamiento de la Tensión y Corriente en DC bajo régimen de descarga de 20 horas con una corriente de descarga de 4 A.



Nota. Fuente: Datos extraídos de Equipo: “Cargador-Descargador” después de la prueba.

De las pruebas realizadas se concluye: Los resultados obtenidos en las pruebas de capacidad nominal a C1, C2 y C20 horas muestran que las baterías evaluadas cumplen con los valores de tensión final establecidos por el fabricante, manteniéndose por encima del límite mínimo permitido durante los distintos regímenes de descarga. Sin embargo, debe considerarse que las pruebas fueron realizadas en baterías nuevas y bajo condiciones controladas, por lo que los resultados representan un comportamiento óptimo inicial del sistema de almacenamiento.

El análisis de las baterías instaladas se basa en fichas técnicas de inspección en campo, las cuales consideran aspectos físicos y parámetros eléctricos, como la tensión en circuito abierto y en operación. Las baterías se clasifican como “buenas” cuando presentan condiciones físicas y eléctricas adecuadas; “malas” cuando evidencian deterioro o pérdida de desempeño; y ausentes o inaccesibles cuando no fue posible verificar su estado. Se muestra la Ficha Técnica:

Figura 83

Inspección detallada del sistema de almacenamiento registrada en Ficha Técnica B:

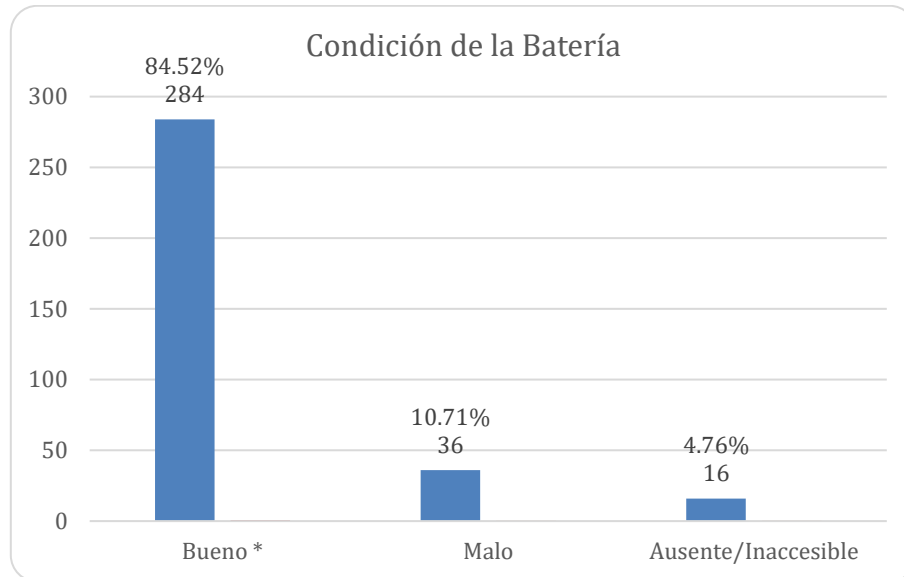
3 Datos de la Batería:				
BATERÍA ACTUAL O INSTALADO:				
Marca	N° de Serie	Dato Eléctrico Capacidad (Ah)	Tensión Medida (V)	OPERATIVO SI NO
1. P174R	A1309400423	90	9.06	☒ ☐
2.				☐ ☐
3.				☐ ☐
4.				☐ ☐
Observaciones:				
BATERÍA RETIRADO:				
Marca	N° de Serie	Deteriorado SI NO		
1.		☐	☐	
2.		☐	☐	
3.		☐	☐	
4.		☐	☐	
Observaciones:				
DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DE LA BATERÍA):				
a) Limpieza y retiro del óxido de los bornes de la batería. b) Ajuste de los cables terminales. c) Verificación del estado de la caja y cubierta de soporte descartando filtraciones y presencia de agujeros. d) <u>Limpieza y medición</u>				Ejecutado ☒ ☒ ☒ ☒
OBSERVACIONES:				
a) <u>Batería no retent</u>				
b) <u>Larga</u>				
c)				
d)				
6 Materiales				
Descripción	UND	INSTALADO		RETIRADO CANTIDAD
		NUOVO	REUTILIZADO	
Batería	1			
Inversor	1			
	1			
	1			
LUEGO DE LA INSPECCIÓN SE VERIFICÓ LO SIGUIENTE:				
COMPONENTE	BUENO	MALO		
1. Batería		☒		
2. Inversor				

Nota. Muestra obtenida a partir de la intervención del personal técnico de la contratista

A continuación, se presenta la distribución de estas condiciones identificadas en campo.

Figura 84

Condición operativa de las baterías registrada en la Fichas Técnicas de inspección



Nota. ***15 de las 284 baterías se cambiaron en la inspección.** Datos obtenidos a partir de fichas técnicas de campo aplicadas a sistemas fotovoltaicos domiciliarios en las provincias de Maynas y Requena.

Los resultados evidencian que el 84.52% de las baterías se encuentra en condición operativa “buena”; sin embargo, esta aparente predominancia de condiciones favorables debe interpretarse con cautela, debido a que no representa necesariamente el estado original de los sistemas, sino una condición influenciada por intervenciones técnicas realizadas durante la inspección.

En efecto, el análisis de las fichas técnicas muestra que 36 baterías (10.71%) fueron clasificadas en condición “malo”, registrando además la observación de “requiere cambio” en las fichas técnicas, lo que evidencia la existencia de fallas operativas asociadas principalmente a pérdida de capacidad, deterioro interno o imposibilidad de retener carga. A ello se suma el

hecho de que **15 baterías adicionales, inicialmente consideradas operativas, fueron reemplazadas durante el proceso de inspección**, lo que revela la presencia de condiciones deficientes no reflejadas en la clasificación final.

Bajo este enfoque, se identifica que al menos 51 sistemas (36 en estado “malo” más 15 reemplazados) presentan o han presentado deficiencias en el sistema de almacenamiento, lo que equivale aproximadamente al 15.18% del total evaluado. Este resultado permite afirmar que la condición “buena” observada no implica necesariamente un funcionamiento óptimo sostenido, sino que en parte responde a acciones correctivas aplicadas para restablecer la operatividad del sistema. Al integrar estos resultados con los hallazgos del apartado 4.1.1, se identifican relaciones importantes:

- La sobrecarga del sistema genera condiciones de uso exigentes para las baterías.
- La variación en la capacidad de almacenamiento (90–100 Ah) refleja posibles procesos de reemplazo o degradación.
- La demanda energética creciente incrementa la profundidad de descarga.

Estos factores contribuyen a acelerar el desgaste de las baterías, generando la necesidad de intervenciones correctivas como las observadas durante la inspección.

4.2.3. Condición operativa del controlador de carga

En los sistemas instalados en Maynas y Requena, el control de flujo energético entre el módulo y la batería se realiza mediante un controlador de carga Phocos CXNup10, tipo PWM, tensión nominal 12V, corriente nominal de ingreso y salida 10 A, basado en tecnología de modulación por ancho de pulsos (PWM, Pulse Width Modulation).

Este dispositivo regula la carga y descarga de la batería, protegiéndola contra sobrecargas, descargas profundas y fluctuaciones de tensión que podrían comprometer su vida

útil. Además, cuenta con indicadores luminosos y acústicos que informan al usuario sobre el estado de funcionamiento del sistema.

Figura 85

Controlador de Carga PHOCOS CXNup (10-40 A) PWM usado en SFD y SFC



Nota. Fuente: Fotografía tomada de la App Gescom Dynamics, KVA Energy SAC.

Figura 86

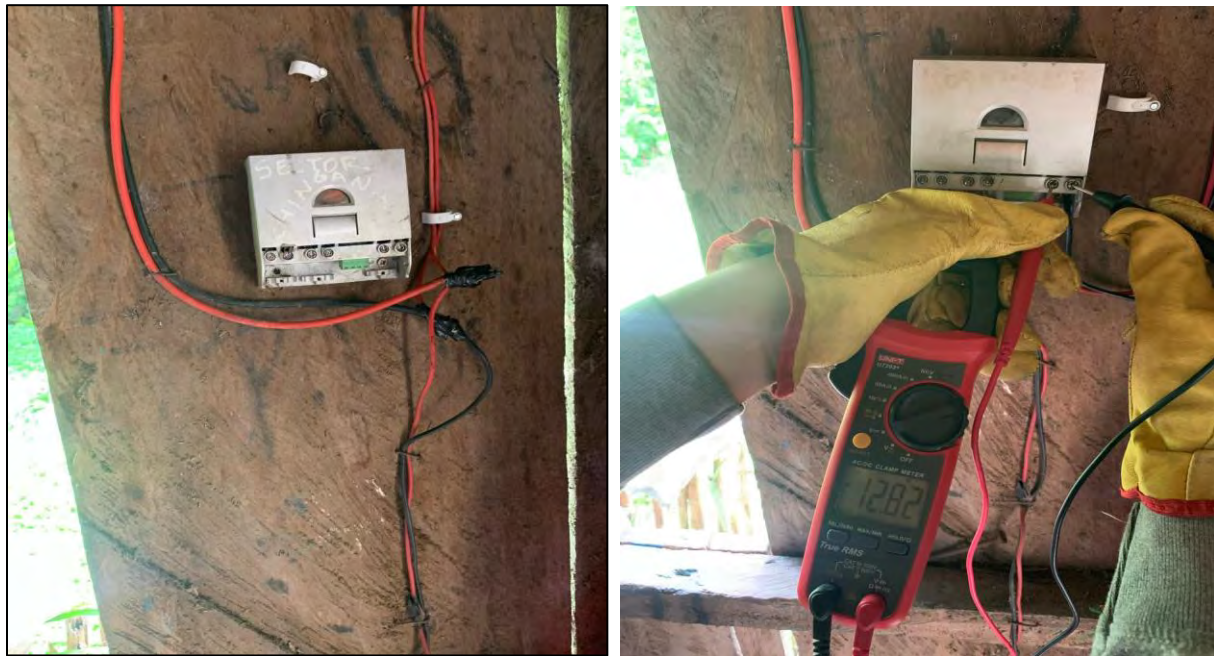
Controlador PWM Phocos CML1022 usado en sistemas fotovoltaicos individuales



Nota. Fuente: Fotografía tomada de la App Gescom Dynamics, KVA Energy SAC.

Figura 87

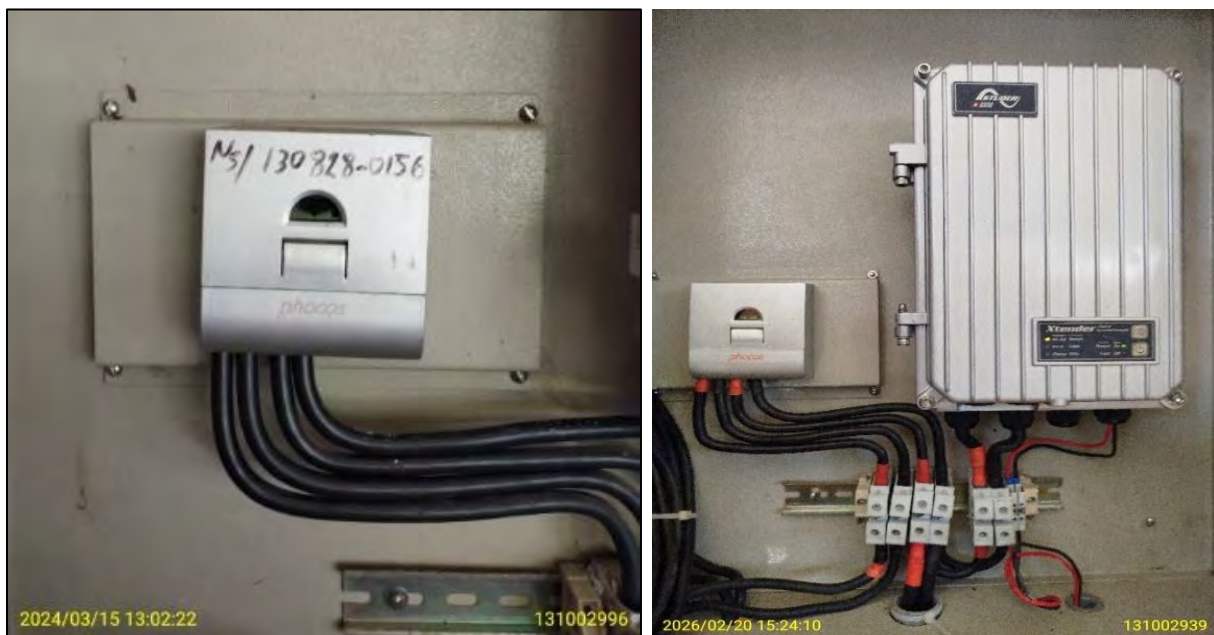
Controlador PWM Phocos CML1022 usado en sistemas fotovoltaicos individuales



Nota. Fuente: Elaboración propia, fotografía tomada en campo.

Figura 88

Controlador PWM Phocos Cx40 para los SFV del tipo SFC



Nota. Fuente: Fotografía tomada de la App Gescom Dynamics, KVA Energy SAC.

Características Técnicas:

Tabla 24

Características técnicas del controlador de carga de los sistemas fotovoltaicos

TIPO	CX10-1.2	CX40-1.2
Voltaje del Sistema	12/24 V reconocimiento automático	
Max. Carga/corriente de carga	10 A	40 A
Carga de flotación	13.7/27.4 V (25 °C)	
Carga principal	14.4/28.8 V (25 °C), 30 min. (diariamente)	
Carga por absorción	14.4/28.8 V (25 °C), 2 h	
	activación: voltaje de la batería < 12.3/24.6 V	
Carga por ecualización	14.8/29.6 V (25 °C), 2 h	
	activación: voltaje de la batería < 12.1/24.2 V	
Protección de descarga profunda:		
Estado de carga dependiente	A: 11.4 – 11.9 V / 22.8 – 23.8 V (por SOC)	
	B: 11.0 – 11.75 V / 22.0 – 23.5 V (por voltaje)	
Voltaje dependiente	A: 11.0/22 V	
	B: 11.5/23 V	
Adaptativa	11.0 – 12.2 V / 22.0 – 24.4 V	
Nivel de reconexión	12.8/25.6 V	
Protección de sobrevoltaje	15.5/31.0 V	
Protección de voltaje bajo	10.5/21.0 V	
Max. voltaje de panel	30 V en sistema de 12V	
(Protección de sobrevoltaje por varistor)	50 V en sistema de 24V	
Compensación de temperatura	–25 mV/K at 12 V	
(Voltaje de carga)	–50 mV/K at 24 V	
Autoconsumo de corriente	< 4 mA	
Aterramiento	Aterramiento positivo posible	
Rango de temperatura ambiente	–20 °C +50 °C	
Max. altitud	4,000 m sobre el nivel del mar	
Tipo de Batería	Acido plomo (GEL, AGM, liquidas)	
Sección de terminales	< 16 mm ² (AWG 6)	

Peso	168 g	179 g
Dimensiones (W x H x D)	92 x 93 x 38 mm	
Tipo de protección	IP22	
Humedad Relativa	menor a 95% (no condensado)	
Tipo de Controlador	Electrónico de Estado Solido	
Garantía	05 años	

Nota. Fuente: Adaptada de Catálogo Phocos CX series (10-40 A)

El análisis de la condición operativa de este componente se sustenta en la información obtenida mediante fichas técnicas de inspección en campo, considerando tanto su estado físico como sus parámetros eléctricos de operación, específicamente la corriente máxima y la tensión máxima de funcionamiento. Asimismo, se verifica la integridad del equipo, el estado de las conexiones y la coherencia de sus indicadores operativos. En este contexto, un controlador se clasifica como “bueno” cuando presenta condiciones físicas adecuadas y valores de corriente y tensión dentro de rangos operativos normales, permitiendo una regulación eficiente de la carga y descarga de la batería. Por el contrario, se considera “malo” cuando evidencia deterioro, conexiones deficientes o valores eléctricos fuera de los rangos esperados, lo que limita su capacidad de gestión energética y afecta el desempeño del sistema fotovoltaico. La categoría “ausente o inaccesible” corresponde a aquellos casos en los que no fue posible verificar el componente durante la inspección.

Figura 89

Inspección detallada del controlador de carga registrada en Ficha Técnica A:

4 Datos del controlador

CONTROLADOR INSTALADO		VALORES MEDIDOS (DC)		CONTROLADOR RETIRADO		VALORES MEDIDOS (DC)	
Marca :	10 9 56	Corriente Máxima:		Marca :		Corriente Máxima:	
N° de serie :	10 10 03	Salida Controlador:		N° de serie :		Salida Controlador:	
		Tensión Máxima:				Tensión Máxima:	
		Salida Controlador:				Salida Controlador:	

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DEL CONTROLADOR):

	Verificado	Ejecutado
a) Limpieza del polvo acumulado en la superficie del controlador.		
b) Revisión de indicaciones del controlador respecto al estado de carga de la batería.		
c) Ajuste de los cables de entrada y salida del controlador.		
d) Revisión de la temperatura de operación del controlador.		
e) Descarga de los parámetros almacenados en la memoria del controlador.		
f)		

OBSERVACIONES:

a) NO SE ENCONTRÓ CONTROLADOR

5 Materiales

Descripción	UND	INSTALADO		RETIRADO CANTIDAD
		NUEVO	REUTILIZADO	
Panel Solar	u			
Controlador de Carga	u			
	u			

LUEGO DE LA INSPECCIÓN SE VERIFICÓ LO SIGUIENTE:

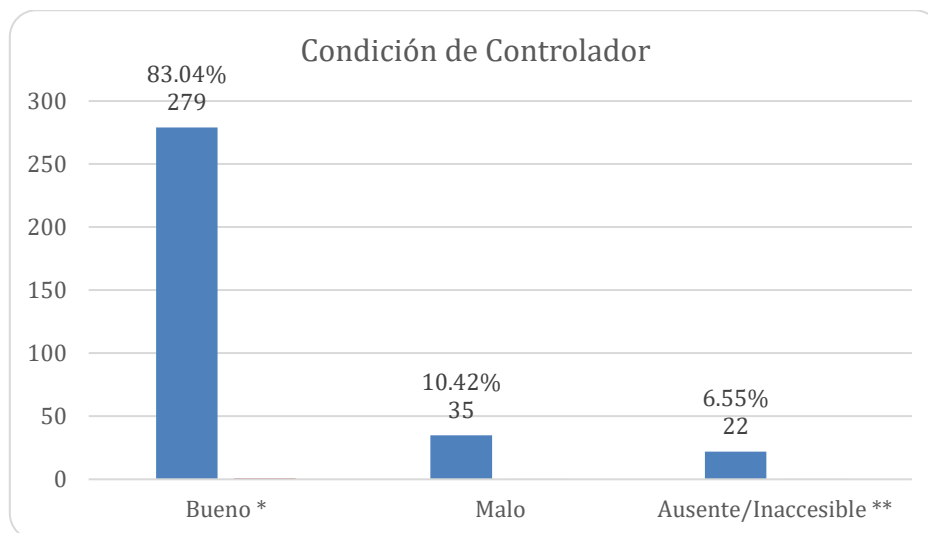
COMPONENTE	BUENO	MALO
1. Panel Fotovoltaico.		
2. Controlador de Carga.		

Nota. Muestra obtenida en campo por el personal técnico de la contratista Operaciones Andes Perú EIRL

A continuación, se presenta la distribución de estas condiciones identificadas en campo.

Figura 90

Condición operativa de las baterías registrada en la Fichas Técnicas de inspección



Nota. *En 15 de los 279 casos se cambió el controlador en la inspección. **En 6 de los 22 casos no se encontró el controlador. Datos obtenidos a partir de fichas técnicas de campo aplicadas a sistemas fotovoltaicos domiciliarios en las provincias de Maynas y Requena.

Los resultados evidencian que el 83.04% de los controladores de carga se encuentra en condición operativa “buena”; sin embargo, al igual que en el caso del sistema de almacenamiento, esta proporción debe interpretarse con cautela, ya que no refleja exclusivamente el estado original de los equipos, sino una condición influenciada por intervenciones técnicas realizadas durante la inspección.

El análisis de las fichas técnicas muestra que 35 controladores (10.42%) fueron clasificados en condición “malo”, registrando además la observación de “requiere cambio” en las fichas técnicas, lo que evidencia fallas en su capacidad de regulación, asociadas a problemas en la gestión de voltaje y corriente. A ello se suma que 15 controladores adicionales, inicialmente considerados operativos, fueron reemplazados durante la inspección, lo cual revela la existencia de deficiencias no reflejadas en la clasificación final del componente.

En conjunto, se identifica que al menos 50 sistemas (35 en estado “malo” más 15 reemplazados) presentan o han presentado fallas en el controlador de carga, lo que representa aproximadamente el 14.88% del total evaluado. Este resultado permite afirmar que la condición “buena” observada no implica necesariamente un funcionamiento óptimo sostenido, sino que en parte responde a acciones correctivas implementadas para restablecer la operatividad del sistema.

Asimismo, la categoría “ausente o inaccesible” (6.55%) adquiere especial relevancia técnica, considerando que en 6 casos no se encontró el controlador de carga, lo cual constituye una falla crítica, al eliminar el mecanismo de regulación y protección del sistema de almacenamiento. Esta situación expone a las baterías a condiciones de sobrecarga o sobredescarga, acelerando su deterioro y reduciendo la vida útil del sistema.

Al analizar estos resultados en conjunto con los apartados anteriores, se observa que el controlador de carga desempeña un rol clave en la interacción entre los componentes del sistema:

- El panel fotovoltaico (4.1.2.1) presenta un alto nivel de operatividad.
- El sistema de almacenamiento (4.1.2.2) evidencia deterioro y necesidad de reemplazo.
- El controlador de carga regula el flujo energético entre ambos.

En este contexto, las deficiencias en el controlador afectan directamente las condiciones de operación de las baterías, pudiendo acelerar su desgaste o reducir la eficiencia del sistema.

4.2.4. Evaluación técnica global del sistema fotovoltaico

La evaluación técnica global de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios se sustenta en la integración del estado operativo de sus principales componentes, así como en la percepción del personal técnico responsable de su mantenimiento. Este enfoque permite contrastar la condición observada en campo con la valoración experta de quienes gestionan directamente la operación del sistema.

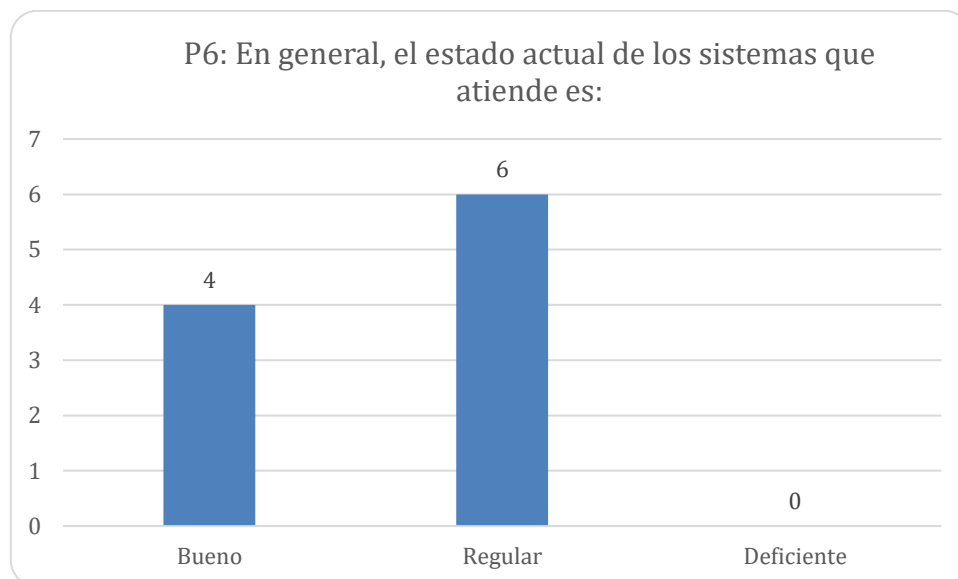
En primer lugar, el panel fotovoltaico presenta un alto nivel de operatividad, con una proporción mayoritaria en condición “buena” y una incidencia mínima de fallas. Este resultado indica que el componente de generación no constituye, en términos generales, una fuente crítica de deficiencias técnicas. No obstante, en el caso del sistema de almacenamiento (baterías) y del controlador de carga, se identifican condiciones más complejas. Si bien ambos componentes muestran porcentajes elevados en condición “buena”, el análisis detallado evidencia que dicha clasificación está parcialmente influenciada por intervenciones correctivas realizadas durante las inspecciones.

En efecto, la presencia de baterías y controladores en condición “malo”, junto con los casos en los que se registró la necesidad de reemplazo o se ejecutaron cambios durante la inspección, revela la existencia de fallas recurrentes y procesos de deterioro operativo. Estas deficiencias afectan componentes críticos para la estabilidad del sistema, como el almacenamiento y la regulación de la energía, generando impactos directos en la continuidad y calidad del suministro eléctrico. Asimismo, la identificación de controladores ausentes en algunos sistemas representa una falla de carácter crítico, al comprometer la protección y el funcionamiento integral del sistema fotovoltaico.

Por otro lado, la percepción del personal técnico refuerza esta interpretación.

Figura 91

Evaluación general del estado de los sistemas fotovoltaicos según percepción técnica



Nota. Resultados obtenidos a partir de entrevistas semiestructuradas aplicadas a personal técnico responsable del mantenimiento de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

De acuerdo con los resultados presentados en la Figura 93, el 60% de los técnicos califica el estado general de los sistemas como “regular”, mientras que el 40% lo considera “bueno”, sin registrarse valoraciones en la categoría “deficiente”. Esta distribución evidencia

que, desde la experiencia operativa, los sistemas no presentan fallas generalizadas o colapsos estructurales, pero sí muestran limitaciones recurrentes que afectan su desempeño esperado.

En conjunto, la evaluación técnica global permite concluir que los sistemas fotovoltaicos domiciliarios presentan una condición operativa funcional, pero con deficiencias técnicas subyacentes, concentradas principalmente en los componentes de almacenamiento y control. Estas deficiencias, aunque no comprometen completamente la operatividad del sistema, sí generan una reducción en su eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad en el tiempo.

Adicionalmente, de acuerdo al Informe de Fiscalización N.º 506-2025-OS-GSE-DSE/USGE, elaborado por OSINERGMIN (2025) se tuvo los siguientes resultados (se considera como incumplimiento, si los indicadores obtenidos son mayores a cero):

- Indicador de deficiencia (Id) : Id=0.00
- Indicador de Equipamiento (Ie) : Ie=0.00
- Indicador de Funcionamiento (If) : If=0.05
- Indicador de Mantenimiento (Im) : Im=0.015

De la fiscalización, se ha verificado que el indicador de deficiencia sí cumple con lo establecido en el Procedimiento se determina en función del número de averías reportadas y el cumplimiento de la subsanación (11 días en selva).

De la fiscalización efectuada a los SFV, se ha verificado que el indicador de mantenimiento no cumple (Pedestal verticalidad ± 5 - 08 SFV no cumplen, ubicación de módulo solar libre de sombras 4 SFV no cumplen, Controlador de carga libre de signo de deterioro 2 SFV no cumplen, Nivel de tensión en el punto de entrega mayor a 11Vdc 01 SFV no cumple).

De la fiscalización efectuada a los SFV, se ha verificado que el indicador de funcionamiento no cumple con lo establecido en el Procedimiento (03 Controladores de carga inoperativos y 03 Baterías con voltaje inferior a la tensión nominal de 12.5 Vdc según Norma DGE: B-CE4) según parámetros exigidos en la Norma técnica de los Sistemas Eléctricos Rurales No convencionales abastecidos por Sistemas Fotovoltaicos Autónomos, Resolución Directoral N° 0132-2018-MEM/DGE.

De la fiscalización efectuada a los SFV, se ha verificado que el indicador de equipamiento si cumplen con lo establecido en el Procedimiento.

Verificamos que existe un cumplimiento parcial respecto a los criterios de evaluación, así mismo, Osinergmin señala que de las observaciones formuladas y subsanadas por Electro Oriente SA no necesariamente evidencian un desempeño adecuado de todo el parque de sistemas fotovoltaicos, dado que la subsanación no invalida la detección previa de averías en los componentes.

Este aspecto es fundamental, ya que evidencia que el cumplimiento registrado corresponde a acciones correctivas posteriores a la detección de fallas, y no a un funcionamiento continuo bajo condiciones óptimas.

Por lo tanto, al integrar las tres fuentes de información, se obtiene un diagnóstico más completo del sistema:

- Las fichas técnicas evidencian condiciones operativas generalmente favorables, pero con presencia de fallas y reemplazos en componentes clave.
- La percepción del personal técnico sitúa el sistema en una condición mayoritariamente “regular”.

- La supervisión externa de Osinergmin confirma la existencia de averías y deficiencias de mantenimiento, aunque estas hayan sido subsanadas posteriormente.

En conjunto, estos resultados permiten identificar que el sistema presenta un funcionamiento operativamente aceptable, pero técnicamente inestable, debido a la dependencia de acciones correctivas para mantener su operatividad.

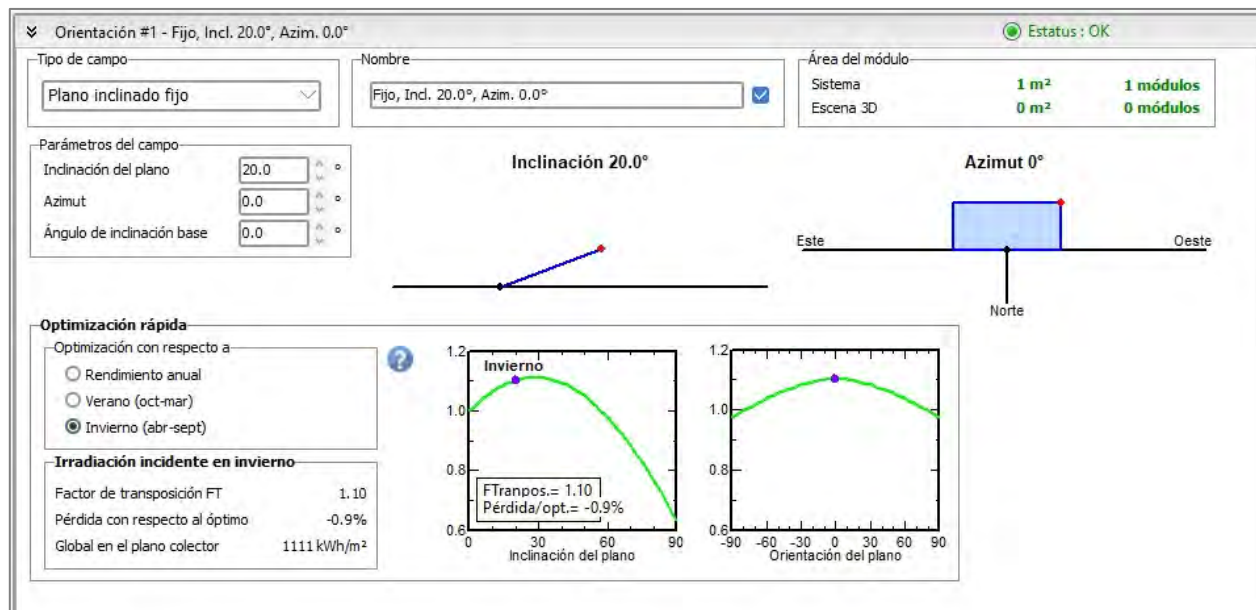
4.3. Instalación y condiciones técnicas del sistema

4.3.1. Orientación del panel fotovoltaico

En el contexto de sistemas ubicados en el hemisferio sur, la orientación óptima del panel fotovoltaico corresponde hacia el norte geográfico.

Figura 92

Orientación del Panel Fotovoltaico en la zona de Requena - Loreto



Nota. Resultados obtenidos a partir de simulación en el programa PVSYST

En el programa “PVsyst” para la orientación de los SFVD indica que para la configuración del sistema fotovoltaico se considera un plano inclinado fijo de 20° y azimut 0°,

orientado hacia el norte, optimizado para maximizar la captación de irradiación durante el periodo de invierno, obteniendo una pérdida mínima respecto al valor óptimo (-0.9%).

Así mismo para el análisis de este aspecto se sustenta en la información obtenida mediante fichas técnicas de inspección en campo, las cuales registran las acciones de verificación y ajuste realizadas durante la evaluación de los sistemas.

Figura 93

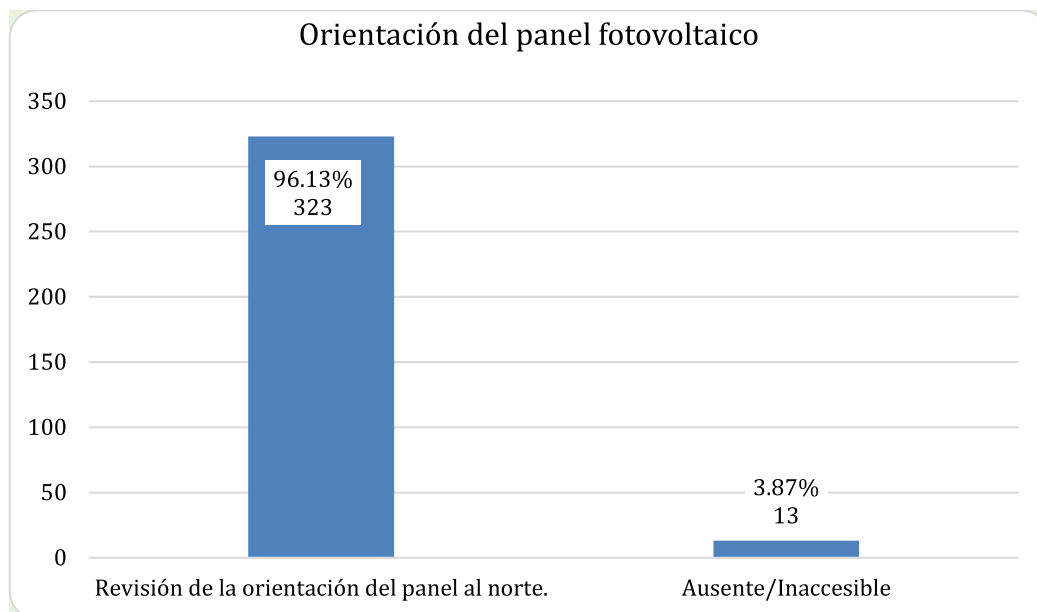
Mantenimiento preventivo - orientación del panel fotovoltaico tipo SFD



Nota. Fuente: Tomada de Aplicativo Gescom Dynamics administrada por ELOR SA

Figura 94

Orientación del panel fotovoltaico registrada en la Fichas Técnicas de inspección



Nota. Datos obtenidos a partir de fichas técnicas de inspección en campo. La categoría “revisión” corresponde a la verificación y/o ajuste de la orientación del panel durante la intervención técnica.

Los resultados muestran que en el 96.13% de los sistemas se realizó la verificación de la orientación del panel fotovoltaico, lo cual evidencia que este parámetro es considerado dentro de las actividades de mantenimiento técnico.

Sin embargo, es importante precisar que esta información no representa directamente la condición original de instalación del sistema, sino la ejecución de acciones de control durante la inspección. En este sentido, la alta frecuencia de revisión no necesariamente implica que la orientación haya sido adecuada desde su instalación inicial.

La necesidad de verificación en la mayoría de los sistemas fotovoltaicos sugiere que la orientación del panel:

- puede haber presentado desviaciones respecto a su posición óptima,
- requiere ajustes periódicos para mantener su eficiencia, o

- ha sido modificada a lo largo del tiempo por factores externos.

Estos resultados evidencian que la orientación del panel no constituye una condición estática, sino un parámetro susceptible a variaciones que pueden afectar el desempeño energético del sistema.

La orientación del panel fotovoltaico se vincula directamente con los resultados obtenidos en los apartados anteriores:

- En 4.1 (dimensionamiento), se identificó una capacidad de generación limitada.
- En 4.2 (componentes), se evidenció que el panel presenta buen estado operativo.

En este contexto, una orientación inadecuada podría generar una reducción en la captación de energía solar, afectando la eficiencia del sistema incluso cuando el panel se encuentra en buen estado físico.

4.3.2. Inclinación del panel fotovoltaico

En sistemas fotovoltaicos aislados ubicados en zonas cercanas al ecuador, como la región Loreto y las provincias de Maynas y Requena, se emplean ángulos de inclinación reducidos (alrededor de 10° a 15°), con el fin de optimizar la captación energética y facilitar el drenaje de agua y acumulación de suciedad.

A continuación, se muestra intervención en SFV, verticalidad de pedestal de módulo solar en campo, del contrato 131002684:

Figura 95

Mantenimiento de Sistema Fotovoltaico Verticalidad de pedestal de Panel Solar ($\pm 15^\circ$)

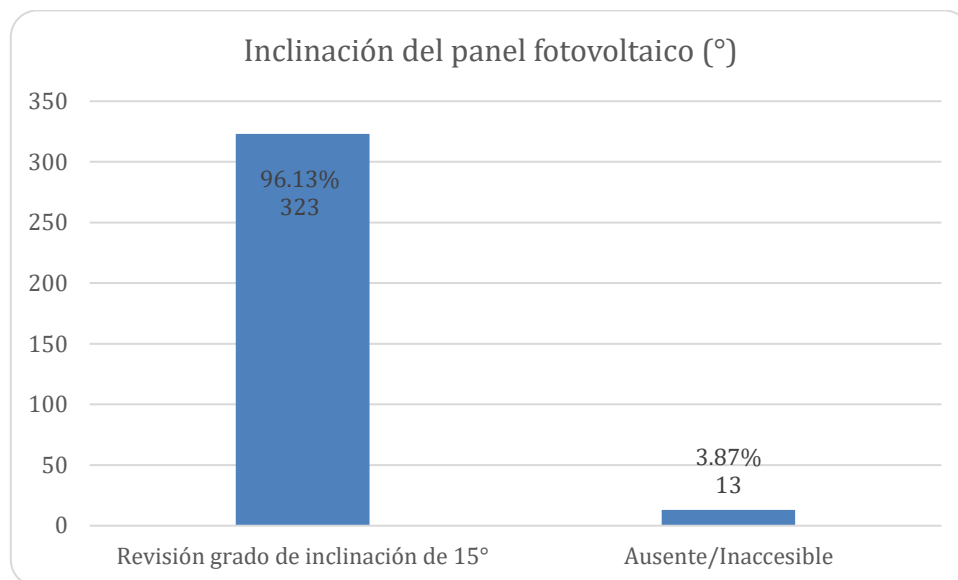


Nota. Fuente: Tomada de Aplicativo Gescom Dynamics administrada por ELOR SA

El análisis de este parámetro se sustenta en la información obtenida mediante fichas técnicas de inspección en campo, las cuales registran las acciones de verificación y ajuste realizadas durante la evaluación de los sistemas.

Figura 96

Verificación de la inclinación del panel fotovoltaico durante la inspección



Nota. Datos obtenidos a partir de fichas técnicas de inspección en campo. La categoría “revisión” corresponde a la verificación y/o ajuste del ángulo de inclinación del panel durante la intervención técnica.

Los resultados evidencian que en el 96.13% de los sistemas se realizó la verificación del ángulo de inclinación del panel fotovoltaico, específicamente en torno a los 15°, lo cual indica la aplicación de un criterio técnico estandarizado durante las actividades de mantenimiento.

No obstante, al igual que en el caso de la orientación, esta información no refleja necesariamente la condición original del sistema, sino la ejecución de acciones correctivas o de control durante la inspección técnica.

Desde una perspectiva técnica, la alta frecuencia de verificación de la inclinación sugiere que este parámetro:

- requiere ajustes periódicos para mantener condiciones óptimas de captación solar,

- puede verse afectado por factores físicos como asentamiento de estructuras, manipulación o condiciones ambientales,
- no se mantiene necesariamente constante a lo largo del tiempo.

En este sentido, la inclinación del panel debe entenderse como un elemento dinámico dentro del sistema, cuya variación puede afectar su eficiencia energética.

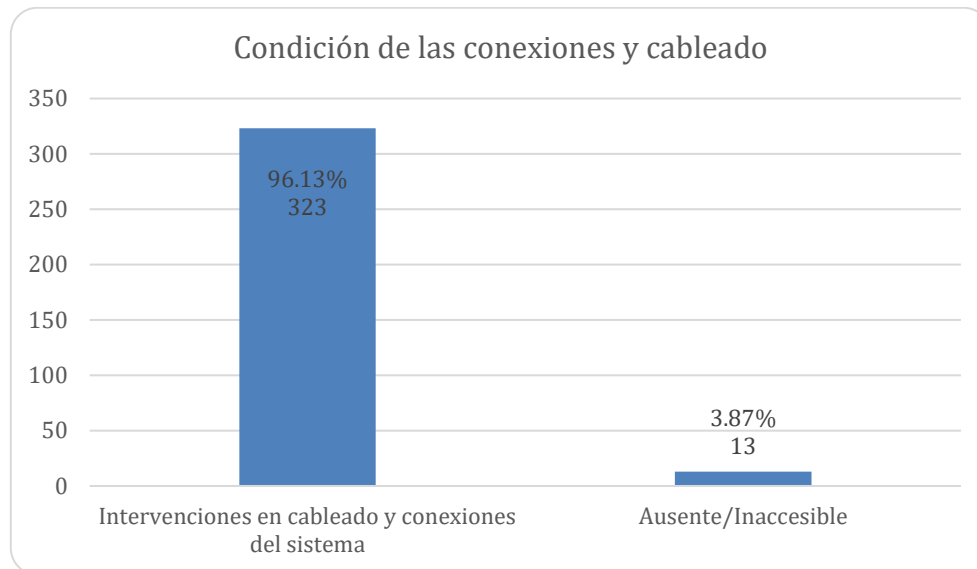
4.3.3. Condiciones del cableado y conexiones

Las condiciones del cableado y las conexiones eléctricas garantizan la correcta transmisión de energía entre los componentes del sistema, así como la seguridad eléctrica de la instalación.

El análisis de este componente se sustenta en la información obtenida mediante fichas técnicas de inspección en campo, las cuales registran las acciones de verificación e intervención realizadas sobre el sistema eléctrico durante el proceso de evaluación.

Figura 97

Intervenciones en cableado y conexiones del sistema registrada en la Fichas Técnicas de inspección



Nota. Datos obtenidos a partir de fichas técnicas de campo aplicadas a sistemas fotovoltaicos domiciliarios en las provincias de Maynas y Requena.

Los resultados muestran que en el 96.13% de los sistemas se realizaron intervenciones sobre el cableado y las conexiones eléctricas, que consistieron en:

- Control de conexiones y cableado del panel fotovoltaico
- Limpieza de los contactos de la bornera del panel fotovoltaico
- Ajuste de los cables de entrada y salida del controlador.
- Ajuste de los cables terminales de la batería

Esto evidencia que este componente requiere intervención técnica en la gran mayoría de los sistemas fotovoltaicos evaluados.

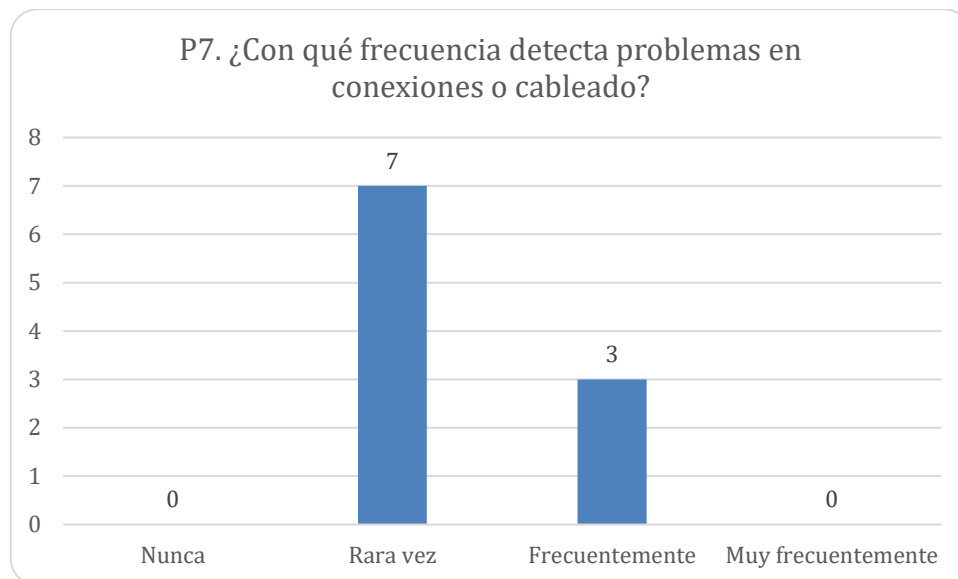
Es importante precisar que esta información no representa directamente el estado inicial del cableado, sino la ejecución de acciones de mantenimiento durante la inspección. En este sentido, la alta frecuencia de intervención sugiere que:

- existen condiciones que requieren corrección o ajuste,
- el sistema eléctrico no se mantiene en condiciones óptimas de forma permanente,
- el cableado constituye un elemento sensible dentro del sistema.

Por otro lado, se analizó la información obtenida mediante las entrevistas aplicadas a los técnicos, en las que se obtuvo el siguiente resultado.

Figura 98

Frecuencia de problemas en conexiones o cableado percibida por el personal técnico.



Nota. Resultados obtenidos a partir de entrevistas al personal técnico responsable del mantenimiento de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Podemos apreciar que las fichas técnicas evidencian una alta necesidad de intervención en el sistema eléctrico y la percepción técnica indica que los problemas ocurren de manera recurrente, aunque no permanente.

En particular, el hecho de que el 30% de los técnicos reporte fallas frecuentes y el 70% indique ocurrencia ocasional confirma que los problemas en el cableado no son aislados, sino parte del comportamiento operativo del sistema.

Las deficiencias en el cableado y las conexiones se relacionan directamente con los problemas identificados en otros componentes:

- contribuyen al deterioro del sistema de almacenamiento (baterías),
- afectan la regulación del controlador de carga,
- generan ineficiencias en la transferencia de energía.

En consecuencia, el cableado y las conexiones constituyen un componente crítico en el desempeño del sistema fotovoltaico, con impacto directo en la eficiencia energética, la seguridad eléctrica y la continuidad del servicio.

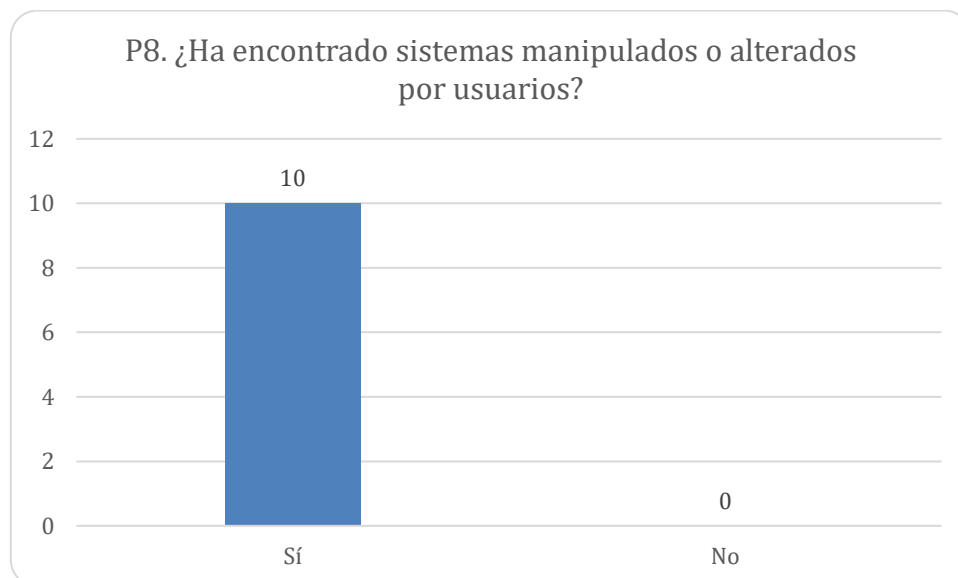
4.3.4. Manipulación o vulneración del sistema

La manipulación o vulneración del sistema fotovoltaico domiciliario por parte de los usuarios incide directamente en el desempeño técnico y la estabilidad operativa del sistema. Estas intervenciones implican modificaciones en la configuración original del sistema, generalmente asociadas a la ampliación del uso energético más allá de las condiciones de diseño.

El análisis de este aspecto se sustenta en la información obtenida mediante entrevistas al personal técnico, quienes, a partir de su experiencia en campo, reportan la ocurrencia y frecuencia de este tipo de prácticas.

Figura 99

Presencia de manipulación o alteración del sistema fotovoltaico por parte de los usuarios

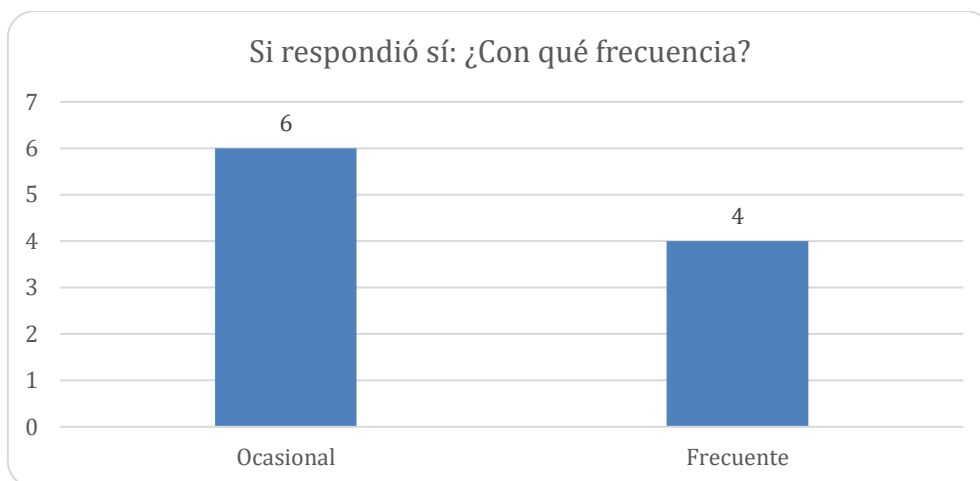


Nota. Resultados obtenidos a partir de entrevistas al personal técnico responsable del mantenimiento de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Los resultados evidencian que el 100% del personal técnico ha identificado sistemas manipulados o alterados por los usuarios, lo cual indica que esta práctica es generalizada en el contexto de estudio. Adicionalmente, se les preguntó por la frecuencia en las que encontraba sistemas manipulados o alterados por el usuario.

Figura 100

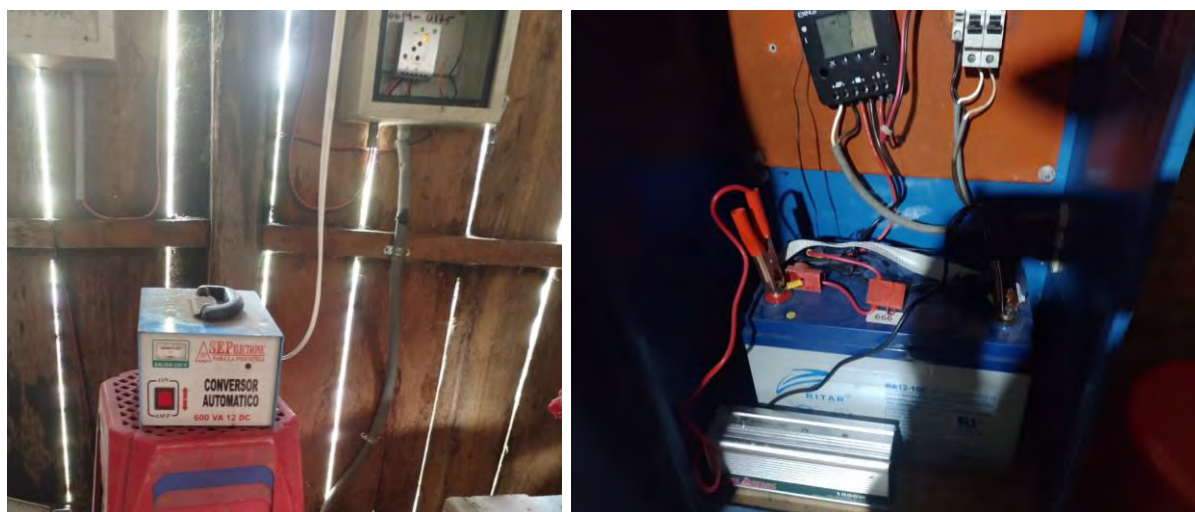
Frecuencia de manipulación del sistema fotovoltaico



Nota. Resultados obtenidos a partir de entrevistas al personal técnico responsable del mantenimiento de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Figura 101

Manipulación del SFV, instalación de Inversor en módulo de 100 Wp



Nota. Fuente: Fotografía propia tomada en campo

Los resultados muestran que la manipulación del sistema no solo es generalizada, sino también recurrente, con un 40% de los técnicos reportando ocurrencia frecuente y un 60% señalando que ocurre de manera ocasional.

Estas prácticas generan condiciones de operación fuera de los parámetros técnicos establecidos, afectando la estabilidad y seguridad del sistema.

La manipulación del sistema permite explicar de manera integrada los resultados obtenidos en los apartados anteriores:

- En 4.1.4, se identificó la sobrecarga del sistema por uso de equipos adicionales.
- En 4.1.2, se evidenció el deterioro del sistema de almacenamiento (baterías).
- En 4.2.3, se identificaron fallas en el controlador de carga.
- En 4.3.3, se observó la necesidad constante de intervención en el cableado y conexiones.

En este contexto, la manipulación del sistema actúa como un factor transversal que contribuye a la generación de estas deficiencias.

En consecuencia, las condiciones de instalación y funcionamiento del sistema no dependen únicamente de su diseño técnico, sino también de la interacción constante con el usuario, lo cual introduce un nivel adicional de complejidad en su operación y mantenimiento.

Los resultados obtenidos en relación con la manipulación y condiciones de uso del sistema son consistentes con la evidencia reportada por Osinergmin (2025) en el Cuadro N.º 9: Indicador de mantenimiento.

Tabla 25*Indicador de mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos evaluados*

N.º	Parámetro	Condición evaluada	N.º de SFV que no cumplen	Porcentaje (%)
1	Módulo fotovoltaico	Libre de signos de deterioro	0	0
2	Orientación del módulo fotovoltaico	Orientación al norte	0	0
3	Inclinación del módulo SFV	Ángulo de inclinación entre 15° y 20°	0	0
4	Ubicación del módulo SFV	Libre de sombras durante el periodo de irradiancia	4	3.1
5	Pedestal	Verticalidad $\pm 5^\circ$	8	6.2
6	Controlador de carga	Libre de signos de deterioro	4	3.1
7	Nivel de tensión en el punto de entrega	Mayor a 11 V (CC) y 220 V (CA)	1	0.78
8	Batería	Libre de signos de deterioro	2	1.55
9	Cables módulo–controlador	Con protección UV	0	0
10	Cables de conexión	Instalados en tubería, adosados o empotrados	0	0

Indicador de mantenimiento (Im): 0.015

Nota. Adaptado del Cuadro N.º 9 del “Informe de Fiscalización N.º 506-2025-OS-GSE-DSE/USGE”, elaborado por OSINERGMIN (2025). El indicador de mantenimiento (Im) se determina en función del número de sistemas fotovoltaicos (SFV) que no cumplen con los parámetros técnicos establecidos en el procedimiento de supervisión.

En dicho informe se identifican incumplimientos en parámetros específicos de instalación y mantenimiento, tales como:

- ubicación del módulo fotovoltaico con presencia de sombras (3.10%),
- desviaciones en la verticalidad del pedestal (6.20%),

- deficiencias en el controlador de carga (3.10%),
- problemas en el nivel de tensión en el punto de entrega (0.78%),
- condiciones inadecuadas en baterías (1.55%).

Si bien otros parámetros como la orientación, inclinación y cableado no presentan incumplimientos registrados, el conjunto de observaciones genera un indicador de mantenimiento ($I_m = 0.015$) que, según el propio informe, no cumple con lo establecido en el procedimiento de fiscalización.

Este resultado es particularmente relevante, ya que evidencia que la calidad del sistema no depende únicamente del cumplimiento individual de ciertos parámetros, sino del desempeño integral del sistema en condiciones reales de operación.

En este contexto, las deficiencias identificadas en campo, así como la manipulación del sistema fotovoltaico por parte de los usuarios, constituyen factores que contribuyen a la degradación progresiva de las condiciones técnicas del sistema.

4.4. Gestión y mantenimiento

En contextos de electrificación rural aislada, donde la continuidad del servicio depende en gran medida de la capacidad operativa para prevenir, detectar y corregir fallas, el mantenimiento no solo cumple una función técnica, sino también estratégica, al garantizar la vida útil de los componentes, la estabilidad del suministro eléctrico y la calidad del servicio percibido por los usuarios. En este sentido, la gestión del mantenimiento debe ser entendida como un proceso integral que articula la planificación de intervenciones, la ejecución en campo y la capacidad de respuesta frente a fallas operativas.

El análisis de esta dimensión se desarrolla mediante la triangulación de información proveniente de entrevistas al personal técnico, datos de campo y evidencia de supervisión

externa, particularmente los resultados del informe de fiscalización emitido por Osinergmin. Este enfoque permite evaluar no solo el cumplimiento formal del mantenimiento, sino también su eficacia real en condiciones operativas.

A partir de ello, se analizan aspectos clave como el cumplimiento del mantenimiento programado, la predominancia del enfoque preventivo o correctivo, la eficacia de las intervenciones, las limitaciones operativas y la frecuencia de mantenimiento percibida por los usuarios, con el fin de comprender el rol del mantenimiento en las deficiencias técnicas y operativas del sistema.

Figura 102

Mantenimiento Preventivo y correctivo de SFV ejecutado en campo

MANTENIMIENTO PREVENTIVO	
Inspección minuciosa del Panel Fotovoltaico	Limpieza e Inspección visual del Panel Fotovoltaico
	
Inspección Minuciosa del Controlador de Carga	Medición de Parámetros Eléctricos de la batería



Medición de Parámetros Eléctricos del panel Fotovoltaico



Medición de Parámetros Eléctricos de la salida - carga



Inspección Minuciosa de la Batería



Inspección Minuciosa del Controlador DC



Nota. Fuente: Fotografía propia

4.4.1. Cumplimiento del mantenimiento programado

El mantenimiento preventivo programado constituye el principal mecanismo de gestión técnica para asegurar la operatividad de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios. En el caso de la región Loreto, la empresa Electro Oriente S.A. es responsable de realizar el mantenimiento preventivo y correctivo de los SFV instalados en las provincias de nuestro estudio: Maynas y Requena, tomando en cuenta lo dispuesto en el Procedimiento 051-2021-OS/CD de OSINERGMIN, que regula las actividades de fiscalización de sistemas fotovoltaicos no conectados a red. Dicho procedimiento establece la periodicidad, los estándares de operación, la documentación técnica y las medidas correctivas aplicables a los sistemas fotovoltaicos.

Para los usuarios acogidos a la tarifa BT8, este mantenimiento se encuentra estructurado bajo una periodicidad semestral, orientada a prevenir fallas, verificar el estado de los componentes y garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

Tabla 26

Ilustración – Programación de Mantenimiento Mensual – Contratista Operaciones Andes EIRL

TÉCNICO PERSONAL MANTENIMIENTO			Ago-25																												
ITM	LOCALIDAD - PUINAHUA, REQUENA	CANTIDAD SUMINISTROS	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29						
	SALIDA IQUITOS - SAN JUAN DE PAUCAR			V	V																										
1	PUINAHUA-07 DE JUNIO	24				X																									
2	PUINAHUA-SAN JOSE	3				X																									
3	PUINAHUA-SAN JUAN DE PAUCAR	13				X																									
4	PUINAHUA-JORGE CHAVEZ-ATUN POZA	13					X																								
5	PUINAHUA-JORGE CHAVEZ-SECTOR SAN PEDRO II ZONA	16					X																								
6	PUINAHUA-JORGE CHAVEZ-SECTOR SAN PEDRO I ZONA	3						X																							
7	PUINAHUA-JORGE CHAVEZ	38						X																							
8	PUINAHUA-NUEVO KUWAIT	6						X																							
9	PUINAHUA-URARINAS	37							X																						
10	PUINAHUA-28 DE JULIO	1							X																						
11	REQUENA-NUEVO TARMA	9								X																					
12	REQUENA-NUEVO CARAHUAYTILLO -SECTOR YURACOA	10								X																					
13	REQUENA-ARICA VIEJO	47									X																				
14	REQUENA-ARICA VIEJO-HUARMÍ ISLA	14										X																			
15	REQUENA-NUEVO PUCATE	13										X																			
16	JENARO HERRERA-NUEVO PROGRESO-SAN JUAN	8										X																			
17	JENARO HERRERA-NUEVO PROGRESO	19											X																		
18	JENARO HERRERA-PADRE GINER-NUEVA YORK	18											X																		
19	JENARO HERRERA-PADRE GINER	2											X																		
20	JENARO HERRERA-PADRE GINER-CEDRO ISLA	51												X	X																
21	JENARO HERRERA-IRICAHUA-CASA GRANDE	49													X	X															
22	JENARO HERRERA-IRICAHUA	13															X														
23	SAQUENA-TIBI PLAYA II ZONA-SECTOR HUACARAYCO	10															X														
24	SAQUENA-TIBI PLAYA II ZONA-SECTOR CHINGANA	46																X	X												
25	SAQUENA-TIBI PLAYA II ZONA	12																	X												
26	SAQUENA-EL SOL	42																		X											
27	SAQUENA-EL SOL-28 DE JULIO	9																			X										
28	SAQUENA-EL SOL-SECTOR YUCURUCHI	29																			X	X									
29	SAQUENA-SAN JOSE DE PARANAPURA	16																				X									
RETORNO SAN JOSÉ DE PARANAPURA - IQUITOS																							V	V	V						
TOTAL		571																													

Nota. Fuente: Elaborada a partir de Informe de Valorización N° 08 Contratista Operaciones Andes, Contrato: G-23-2025, Servicio de Gestión Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos en la Sede Loreto de Electro Oriente SA.

Mantenimiento preventivo de los sistemas fotovoltaicos en Maynas y Requena

El mantenimiento preventivo se ejecuta **dos veces al año** en cada sistema fotovoltaico. Su planificación considera las condiciones ambientales y el nivel de exposición de los equipos, así como la ubicación geográfica de las localidades.

Durante las visitas semestrales, el personal técnico de Electro Oriente S.A. realiza una revisión completa del sistema fotovoltaico domiciliario (panel, controlador, batería y

conexiones), registrando cada actividad mediante un formato físico en el que se marcan las labores realizadas con un “check”.

El mantenimiento del panel fotovoltaico realizado durante las visitas incluye:

- Retiro de maleza y obstáculos que impiden la incidencia directa de los rayos solares sobre el panel.
- Inspección visual de posibles degradaciones o pérdida de estanqueidad del encapsulado del módulo.
- Limpieza de hongos y residuos adheridos a la superficie del vidrio protector, empleando paños húmedos y evitando presión excesiva.
- Ajuste de pernos y soporte estructural, garantizando la estabilidad mecánica del módulo.
- Verificación de conexiones y cableado, asegurando un contacto firme y sin oxidación.
- Revisión de la orientación e inclinación (aproximadamente 15° hacia el norte geográfico), ajustando el ángulo si fuera necesario.

Estas tareas son esenciales para asegurar la captación solar óptima y minimizar pérdidas por sombreadamiento o suciedad. En condiciones de selva húmeda, incluso una delgada capa de polvo o materia orgánica puede reducir entre 5 % y 10 % la eficiencia del panel, razón por la cual la limpieza regular es considerada una labor prioritaria.

En el controlador de carga se realizan acciones de revisión y limpieza para garantizar el correcto flujo de energía entre el panel y la batería:

- Limpieza del polvo acumulado en la superficie del equipo, utilizando brochas o paños secos para evitar humedad.
- Verificación de indicadores luminosos y parámetros eléctricos, que informan sobre el estado de carga de la batería y la estabilidad del sistema.
- Ajuste de cables de entrada y salida, asegurando que las conexiones estén firmes y sin falsos contactos.
- Control de temperatura del controlador, que suele aumentar en ambientes de alta radiación solar.
- Descarga de parámetros de memoria, en los modelos que lo permiten, para verificar el historial de funcionamiento y detectar anomalías recurrentes.

Estas actividades permiten anticipar fallas de sobrecarga o subcarga, que son las principales causas de deterioro de las baterías en sistemas fotovoltaicos aislados.

En el caso de las baterías se realizan inspecciones orientadas a preservar la capacidad energética del sistema y prevenir daños estructurales:

- Limpieza y retiro del óxido de los bornes, aplicando productos dieléctricos para evitar corrosión.
- Ajuste de los cables terminales, garantizando una conexión firme y segura.
- Verificación del estado físico de la caja y su soporte, descartando filtraciones, grietas o deformaciones.
- Medición de la tensión de la batería, para confirmar que mantiene un valor operativo superior a 11 V, de acuerdo con los parámetros técnicos establecidos.

Estas tareas aseguran que la batería mantenga su conductividad y capacidad de almacenamiento, evitando pérdidas de energía y riesgos de cortocircuito o fuga de electrolito.

En la práctica, todas las actividades se ejecutan en los sistemas accesibles, y solo quedan sin registro aquellos casos donde no fue posible acceder físicamente al equipo.

Los resultados consolidados de las **fichas técnicas** evidencian un alto nivel de cobertura de mantenimiento en los tres componentes principales:

Tabla 27

Cobertura de inspección de Componentes Durante los Mantenimientos Preventivos.

Componente del sistema	Inspección realizada	Sin acceso	% de cobertura de inspección
Panel fotovoltaico	323	13	96,1 %
Controlador de carga	311	25	92,6 %
Batería	320	16	95,2 %

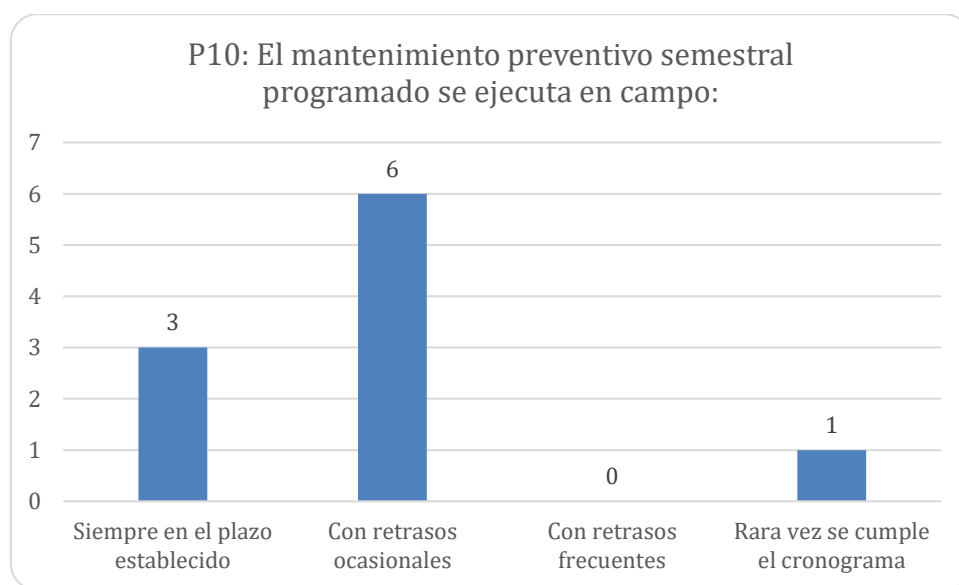
Total, de sistemas evaluados: 336

Nota. Fuente: Fichas técnicas de campo, 2025. Elaboración propia

Con la finalidad de evaluar el grado de cumplimiento del mantenimiento preventivo programado, se recogió información a partir de entrevistas al personal técnico responsable de la atención de los sistemas fotovoltaicos en campo. Este enfoque permite aproximarse a la ejecución real de las actividades programadas, más allá de lo establecido en los procedimientos formales. En particular, se indagó sobre la frecuencia con la que el mantenimiento preventivo semestral es realizado dentro de los plazos establecidos, considerando posibles retrasos o incumplimientos en su ejecución. A continuación, se presentan los resultados obtenidos.

Figura 103

Cumplimiento del mantenimiento preventivo programado según técnicos



Nota. Resultados obtenidos a partir de entrevistas al personal técnico responsable del mantenimiento de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Los resultados de las entrevistas evidencian que, si bien existe una planificación formal de las actividades de mantenimiento cada seis meses, su ejecución en campo no se realiza de manera estrictamente oportuna. La mayoría de los técnicos (60%) señala que el mantenimiento se ejecuta con retrasos ocasionales, mientras que solo un 30% indica que se cumple siempre dentro del plazo establecido. Asimismo, un 10% manifiesta que el cronograma rara vez se cumple, lo que sugiere la existencia de situaciones más críticas en determinados contextos operativos.

Sin embargo, estos resultados deben analizarse considerando que el mantenimiento se ejecuta mediante rutas de intervención que permiten atender la totalidad de los sistemas durante cada semestre. En este contexto, los retrasos reportados por los técnicos no necesariamente representan incumplimientos del mantenimiento semestral, sino variaciones en la programación de las visitas, ocasionadas principalmente por dificultades de acceso, condiciones climáticas adversas o la ausencia temporal de los usuarios.

De este modo, los resultados sugieren que **el mantenimiento preventivo tiende a cumplirse en términos generales dentro del ciclo semestral previsto**, aunque su ejecución en campo presenta ajustes operativos que generan retrasos puntuales en la programación mensual.

Estos resultados pueden contrastarse con la evidencia reportada por Osinergmin (2025), donde se señala que, si bien la empresa cumple con el envío de registros de mantenimiento, existen incumplimientos en los indicadores de funcionamiento y mantenimiento en campo, así como la presencia de sistemas inoperativos. Esta situación evidencia que, aunque existe una planificación estructurada del mantenimiento, su implementación no garantiza de manera consistente el adecuado estado operativo de los sistemas fotovoltaicos.

Actividades para el Mantenimiento Correctivo de los Sistemas Fotovoltaicos en Maynas y Requena

· Reemplazo del Panel Solar de 85 Wp, por falla o defectos de funcionamiento.
· Reemplazo del Panel Solar de 85 a 170 Wp, por falla o defectos de funcionamiento.
· Reemplazo del Panel Solar de 170 a 255 Wp, por falla o defectos de funcionamiento.
· Reemplazo del Panel Solar de 255 a 340 Wp, por falla o defectos de funcionamiento.
· Desbloqueo del controlador de carga.
· Reemplazo de Controlador de 10 A, por falla o defecto de funcionamiento.
· Reemplazo de Controlador de 20 A, por falla o defecto de funcionamiento.
· Reemplazo de Controlador de 40 A, por falla o defecto de funcionamiento.
· Reemplazo de Batería de 90 - 100 Ah, por falla o defecto de funcionamiento.
· Reactivación de batería mediante carga lenta.
· Retiro de Sistema Fotovoltaico de 85 Wp.
· Retiro de Sistema Fotovoltaico de 340 Wp.
· Cambio de fusibles de inversor DC/AC.
· Reemplazo de inversor DC/AC de 300-500 W por falla o defecto de funcionamiento.

4.4.2. Predominancia del mantenimiento preventivo vs correctivo

Además del mantenimiento preventivo programado, las fichas técnicas de inspección evidencian la ejecución de acciones correctivas orientadas a la reparación o sustitución de componentes con fallas. Estas intervenciones se originan tanto a partir de deficiencias detectadas durante la inspección en campo como de reportes de los usuarios ante interrupciones del servicio, reflejando la necesidad de restablecer la operatividad de los sistemas fotovoltaicos.

En este contexto, la Tabla 28 presenta una integración de las intervenciones correctivas ejecutadas y de aquellas requeridas en función de la condición técnica de los componentes evaluados. A diferencia de un enfoque limitado únicamente a los mantenimientos realizados, este análisis incorpora también los casos en los que los equipos fueron clasificados en estado “malo”, lo que implica un requerimiento técnico de intervención, aun cuando esta no se haya ejecutado durante la inspección.

Tabla 28

Actividades Correctivas Registradas en Campo Según Fichas Técnicas, 2025

Tipo de intervención correctiva	Ejecutadas (n)	Req. por condición “malo” (n)	Total, de casos (n)	Porcentaje (%)	Interpretación técnica
Instalación o reposición de accesorios	64	—	64	19.0	Ajustes y reparaciones menores para restablecer continuidad eléctrica y seguridad.
Cambio de controlador de carga	15	35	50	14.9	Fallas en regulación de carga; incluye equipos reemplazados y aquellos con deterioro que requieren sustitución.
Cambio de batería	15	36	51	15.2	Pérdida de capacidad, fallas internas o deterioro que compromete el almacenamiento de energía.
Cambio de panel fotovoltaico	—	4	4	1.2	Daños físicos o pérdida de eficiencia que afectan la generación eléctrica.
Total, de intervenciones correctivas potenciales	94	75	169	50.3	Aproximadamente la mitad de los sistemas presentan o han presentado requerimientos de intervención correctiva.
Total, de sistemas evaluados			336	100%	

Nota. Fuente: Fichas técnicas de campo, 2025. Elaboración propia.

Los resultados muestran que se registraron 94 intervenciones correctivas ejecutadas, equivalentes al 27.98% del total de sistemas evaluados (336). Estas se concentran principalmente en la instalación o reposición de accesorios (19.0%), lo que evidencia la recurrencia de fallas menores asociadas a conexiones, cableado y elementos complementarios del sistema. Asimismo, se identificaron reemplazos de componentes críticos como controladores y baterías (4.5% cada uno), vinculados a fallas que afectan directamente la regulación y el almacenamiento de energía.

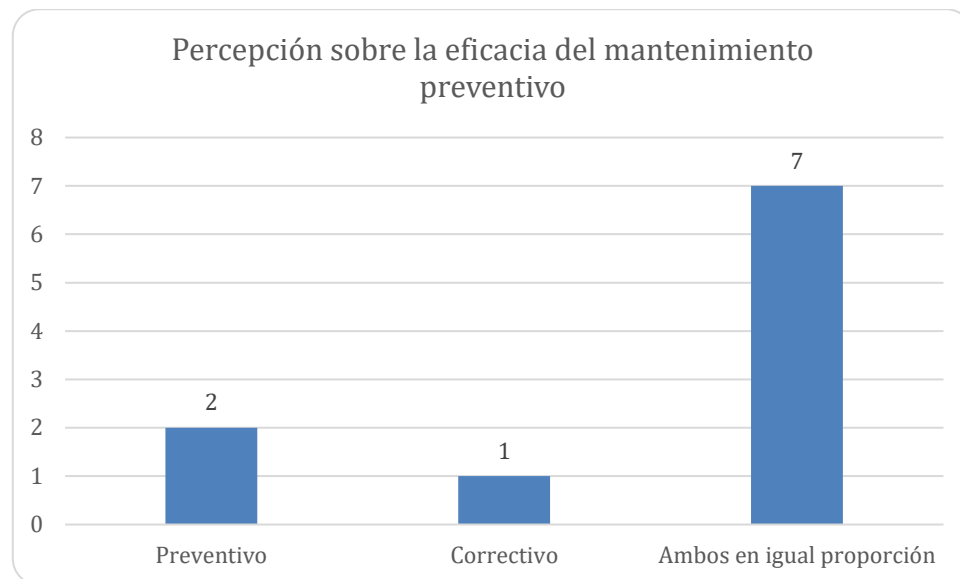
Sin embargo, al incorporar los componentes clasificados en condición “malo”, el análisis revela una situación más crítica. Se identificaron 35 controladores, 36 baterías y 4 paneles fotovoltaicos que requieren intervención correctiva, elevando el total de casos potenciales a 169, lo que representa el 50.30% de los sistemas evaluados. Este resultado indica que aproximadamente uno de cada dos sistemas presenta fallas o condiciones que demandan acciones correctivas, evidenciando una alta incidencia de deficiencias técnicas no prevenidas oportunamente.

Adicionalmente, se observó que en algunos casos componentes clasificados como “buenos” fueron reemplazados durante la inspección (15 baterías y 15 controladores), lo cual sugiere la existencia de intervenciones de carácter preventivo-correctivo o decisiones operativas basadas en criterios no plenamente reflejados en la evaluación final del estado del equipo. Este hallazgo pone en evidencia posibles limitaciones en los criterios de clasificación o en la oportunidad de las acciones de mantenimiento.

Con el propósito de complementar este análisis desde la perspectiva operativa, se consultó al personal técnico sobre el tipo de mantenimiento que predomina en la práctica.

Figura 104

Tipo de mantenimiento predominante en la práctica operativa



Nota. Resultados obtenidos a partir de entrevistas al personal técnico responsable del mantenimiento de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Los resultados muestran que el 70% de los encuestados considera que el mantenimiento preventivo y correctivo se aplican en igual proporción, mientras que un 20% percibe predominancia del mantenimiento preventivo y un 10% del correctivo. Esto sugiere que, a nivel operativo, la gestión del mantenimiento no se orienta exclusivamente hacia la prevención, sino que responde de manera simultánea a la programación y a la ocurrencia de fallas.

No obstante, al contrastar esta percepción con la evidencia empírica obtenida en campo, se observa que el mantenimiento correctivo tiene un peso más significativo en la operación real del servicio. En efecto, la elevada proporción de sistemas que presentan o han presentado requerimientos de intervención correctiva evidencia una dependencia importante de acciones reactivas, lo cual sugiere deficiencias en la planificación, cobertura o efectividad del mantenimiento preventivo.

En conjunto, la evidencia analizada permite concluir que, si bien el mantenimiento es percibido como mixto desde el punto de vista operativo, en la práctica **existe una predominancia funcional del mantenimiento correctivo**, reflejada en la frecuencia de fallas y en la necesidad recurrente de intervenciones para restablecer el servicio.

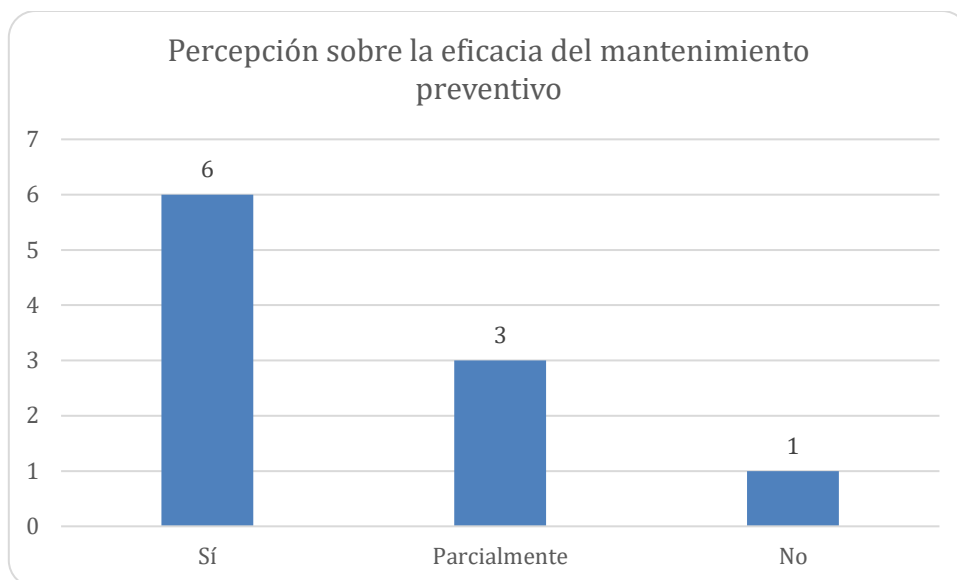
4.4.3. Eficacia del mantenimiento preventivo

La evaluación de la eficacia del mantenimiento preventivo permite determinar en qué medida las actividades programadas contribuyen a reducir la ocurrencia de fallas y garantizar la continuidad del servicio eléctrico en los sistemas fotovoltaicos domiciliarios. En contextos de electrificación rural, donde los sistemas operan de manera aislada y con limitada capacidad de respuesta ante fallas, la efectividad de estas acciones resulta fundamental para asegurar su funcionamiento sostenido en el tiempo.

Con el propósito de analizar esta dimensión, se consultó al personal técnico responsable sobre la suficiencia del mantenimiento preventivo actual para reducir fallas y garantizar la continuidad del servicio.

Figura 105

Eficacia del mantenimiento preventivo según percepción técnica



Nota. Resultados obtenidos a partir de entrevistas al personal técnico responsable del mantenimiento de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Los resultados evidencian que el 60% de los técnicos considera que el mantenimiento preventivo es suficiente para cumplir con dichos objetivos, mientras que un 30% señala que su eficacia es sólo parcial y un 10% indica que no es suficiente. Si bien predomina una valoración positiva, el hecho de que un 40% de los encuestados perciba limitaciones en su efectividad pone en evidencia que el mantenimiento preventivo no logra cumplir plenamente su función en todos los casos.

Esta situación resulta coherente con los hallazgos desarrollados en los apartados anteriores. En particular, se ha evidenciado que aproximadamente el 50.30% de los sistemas presenta o ha presentado requerimientos de mantenimiento correctivo, lo que refleja una recurrencia significativa de fallas que no han sido prevenidas oportunamente.

La percepción favorable del mantenimiento preventivo debe interpretarse con cautela, ya que podría estar asociada al cumplimiento de las actividades programadas más que a su efectividad para reducir fallas. Esto evidencia una brecha entre la ejecución del mantenimiento y los resultados obtenidos en el desempeño del sistema fotovoltaico.

Esta situación coincide con los hallazgos de la supervisión realizada por Osinergmin a Electro Oriente S.A., donde se identificaron incumplimientos en los indicadores de funcionamiento y mantenimiento, así como 619 averías en controladores de carga y 627 averías en baterías (Osinergmin, 2025 – Formato IV).

En consecuencia, aunque el mantenimiento preventivo se ejecuta de manera regular, su eficacia resulta limitada, al no reducir de forma consistente las fallas ni la necesidad de intervenciones correctivas. Ello afecta la continuidad del servicio y constituye un factor relevante en las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios en las provincias de Maynas y Requena.

4.4.4. Limitaciones operativas

A continuación, se presentan las principales limitaciones operativas relacionadas con la movilidad, acceso fluvial y condiciones geográficas para el ingreso a las localidades donde se encuentran instalados los sistemas fotovoltaicos.

Figura 106

Principales limitaciones para la ejecución del mantenimiento técnico



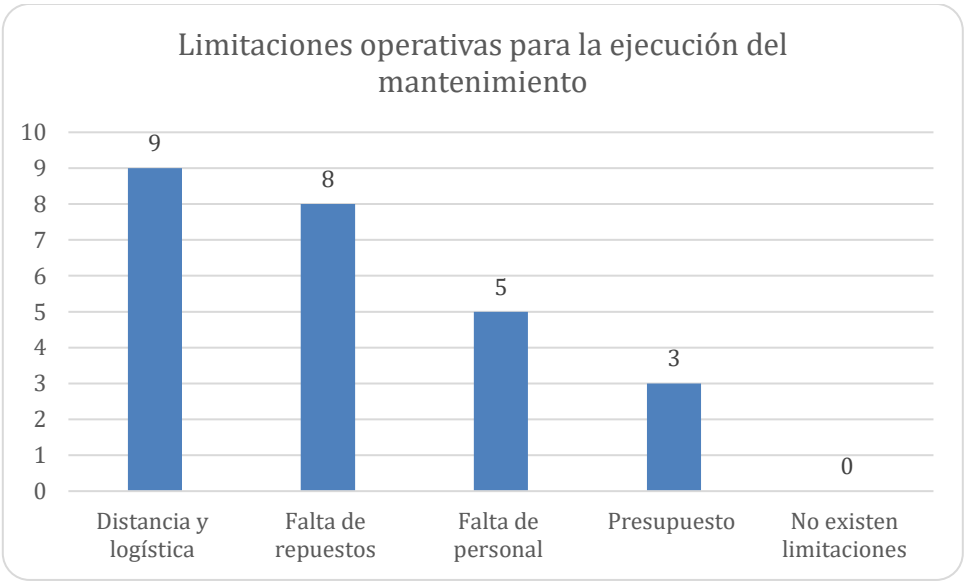
Nota. Fuente: Fotografía propia tomada en el acceso a la localidad de Urarinas

El análisis de las limitaciones operativas permite identificar los factores que condicionan la ejecución oportuna y efectiva del mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos en zonas rurales aisladas. Estas limitaciones resultan particularmente relevantes en contextos de electrificación rural, donde las condiciones geográficas, logísticas y organizativas influyen directamente en la gestión técnica de los sistemas.

Con el propósito de evaluar esta dimensión, se consultó a los técnicos responsables sobre las principales limitaciones que enfrentan para realizar el mantenimiento oportuno. Los resultados obtenidos se presentan en la Figura 107.

Figura 107

Principales limitaciones para la ejecución del mantenimiento técnico



Nota. Resultados obtenidos a partir de entrevistas al personal técnico responsable del mantenimiento de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Tabla 29*Stock de almacén de Electro Oriente SA, a septiembre 2025*

ITEM	NOMBRE DE MATERIAL	MES	
		CODIGO	STOCK SETIEMBRE
1	BATERIA GELIFICADO	300389	20
2	PANEL SOLAR	302289	32
3	INVERSOR 500VA OSM	317539	12
4	CONTROLADOR DE CARGA 10 A	302944	34
5	CONTROLADOR DE CARGA 40 A	310334	78
6	TERMINAL TIPO PIN 12-10 AWG	303202	3,364
7	TERMINAL PRE-AISLADO	300387	725
8	CABLE NLT 2X14(100 MTS POR ROLLO)	300564	0
9	TABLERERO PVC 4P + RIEL DIN/IP 54 + ACC	300405	24
10	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 2X10 A - 220	312842	89
11	BORNERA DPVC 15A P - EMPALME	300440	565
12	TOMACORRIENTE DOBLE UNIVERSAL 2X15 APT-T	300448	0
13	INTERRUPTOR 1P10 A 250V IP 54 + ACC	300446	2,400
14	TOMA ELECTRICA 12 V(TIPO CIGARRERA)	300450	0
15	CAJA ESTANCA IP54 100*100*60MM	300409	0
16	SOQUET VAKELITA E27 10A 250V+ACC	300436	0
17	CAJA DE PASO OCTOGONAL PVC	300613	3,070
18	PRENSA ESTOPAS CONDUIT	317092	12,185
19	TAPA CIEGA CIRCULAR	316012	1,298
20	TORNILLO AUTORROSCANTE 3/16" 3/4" A INOX	300449	20,936
21	GRAPAS DE PVC 10MM + CLAVO DE ACERO	300410	37,488
22	FORMATO A	905826	83
23	FORMATO B	905894	83

Nota. Fuente: Elaboración Propia en base a información proporcionada por Electro Oriente SA

La información mostrados en la tabla contrastan con los resultados obtenidos a partir de entrevistas al personal técnico responsable del mantenimiento de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Los resultados evidencian que las limitaciones operativas están ampliamente presentes en la gestión del mantenimiento, destacando principalmente los factores relacionados con la distancia y la logística (9 menciones), así como la falta de repuestos (8 menciones). En menor medida, se identifican limitaciones asociadas a la disponibilidad de personal técnico (5 menciones) y restricciones presupuestarias (3 menciones). Ningún técnico considera que no existan limitaciones, lo que confirma que estas forman parte estructural del contexto operativo.

Desde una perspectiva interpretativa, la predominancia de las limitaciones logísticas refleja la complejidad territorial en la que se desarrollan las actividades de mantenimiento.

Por otro lado, la alta frecuencia de menciones relacionadas con la falta de repuestos sugiere la existencia de limitaciones en la cadena de suministro y en la disponibilidad oportuna de componentes para la atención de fallas. Esta situación puede contribuir a la prolongación de tiempos de reparación y a la necesidad de realizar intervenciones correctivas en lugar de preventivas, lo cual se relaciona con la predominancia de un enfoque mixto de mantenimiento identificada previamente.

Asimismo, las limitaciones vinculadas a la disponibilidad de personal técnico indican que la capacidad operativa puede resultar insuficiente frente al número de sistemas a atender y su dispersión territorial. Esto implica que la cobertura del mantenimiento depende no solo de la planificación, sino también de la disponibilidad efectiva de recursos humanos para ejecutar las actividades programadas.

Estas condiciones operativas pueden ser vinculadas con los hallazgos de la supervisión realizada por el Osinergmin (2025), donde se evidencian deficiencias en el funcionamiento y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos evaluados.

4.5. Integración de resultados de las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos

El análisis integral de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios evidencia que las deficiencias identificadas no responden a fallas aisladas, sino a un desbalance estructural entre diseño, uso real y condiciones operativas, el cual se manifiesta progresivamente en el tiempo.

Más que un sistema “deficiente”, se trata de un sistema técnicamente funcional pero operativamente tensionado.

a) Primer hallazgo: desajuste estructural entre oferta y demanda

El punto crítico que articula las deficiencias es el siguiente:

Sistemas diseñados para consumo básico (≈ 290 Wh/día)

Usuarios con consumo real muy superior (≈ 774 Wh/día)

Esto genera un déficit energético permanente.

Tabla 30

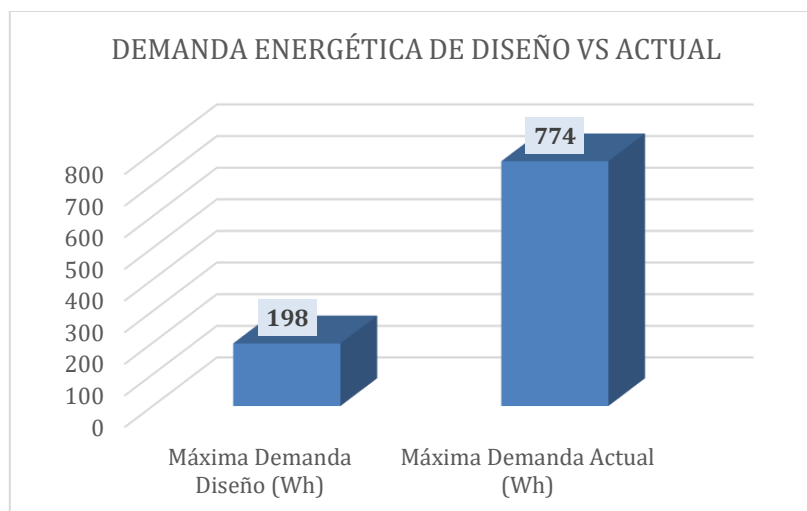
Balance energético del sistema fotovoltaico: comparación entre diseño original y uso real

Aspecto	Diseño original	Uso real
Energía diaria disponible	290 Wh	—
Demanda diaria	≈ 198 Wh	≈ 774 Wh
Resultado	Equilibrado	Déficit crítico

Nota. Elaboración propia a partir de la integración de datos de diseño del sistema fotovoltaico (OSINERGMIN, 2022) y demanda energética real obtenida mediante encuestas a usuarios de la tarifa BT8 en las provincias de Maynas y Requena.

Figura 108

Frecuencia de mantenimiento percibida por los usuarios



Nota. Resultados obtenidos a partir de encuestas aplicadas a usuarios de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Interpretación: ***El sistema fue correctamente diseñado para un contexto que ya no existe.***

b) Segundo hallazgo: Deficiencias en el diseño (estandarización vs realidad)

La alta concentración de sistemas de 85 W (82.81%) evidencia un modelo de electrificación basado en cobertura, no en adecuación.

Implicancias:

- No hay adaptación al usuario
- No se considera crecimiento del consumo
- Se fija un “techo energético” rígido

Esto convierte al sistema en estructuralmente limitado.

c) Tercer hallazgo: El almacenamiento energético como cuello de botella

Aunque el panel funciona bien (94.6% en buen estado), el problema central está en:

- Baterías con degradación
- Autonomía limitada (6–8 horas)
- Alta exposición a descargas profundas

Tabla 31

Rol de los componentes del sistema fotovoltaico en las deficiencias técnicas y operativas

Componente	Estado	Rol en la deficiencia
Panel solar	Bueno (94.6%)	No es el problema principal
Batería	Deficiencias $\approx$ 15%	● Crítico
Controlador	Deficiencias $\approx$ 15%	● Crítico
Cableado	Intervención frecuente	● Relevante

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de fichas técnicas de inspección en campo y entrevistas al personal técnico. Se sintetiza el estado operativo de los principales componentes y su contribución al desempeño global del sistema.

Interpretación: ***El sistema sí genera energía, pero no logra gestionarla ni almacenarla eficientemente.***

d) Cuarto hallazgo: Sobrecarga

El 100% de técnicos reporta sobrecargas (ocasionales o frecuentes).

Principales causas:

- Uso de inversores (90%)
- Televisores y equipos de sonido
- Nuevas cargas como refrigeradoras

La sobrecarga no es un problema aislado, sino la consecuencia directa del desbalance entre diseño y uso real.

e) Sexto hallazgo: Dependencia del mantenimiento correctivo

Aunque los indicadores formales muestran cumplimiento, el análisis revela:

- Reemplazo frecuente de baterías y controladores
- Intervenciones constantes en cableado

- Ajustes recurrentes en paneles

El sistema funciona porque se corrige constantemente.

Tabla 32

Tipo de operación del sistema fotovoltaico según enfoque de mantenimiento

Tipo de operación	Evidencia
Preventiva	Limitada
Correctiva	Predominante
Resultado	Operatividad dependiente de intervención

Nota. Elaboración propia con base en la triangulación de información proveniente de fichas técnicas de campo, entrevistas al personal técnico y evidencia de supervisión regulatoria (OSINERGMIN, 2025).

f) Séptimo hallazgo: Factor usuario como variable crítica del sistema

El 100% de técnicos reporta manipulación de sistemas en diferentes formas de intervención:

- Conexión de equipos no previstos
- Uso de inversores
- Modificación de cableado

El usuario realmente no es el problema, sino la evidencia de que el sistema no responde a sus necesidades

g) Síntesis interpretativa

Las deficiencias técnicas y operativas no son fallas puntuales, sino el resultado de:

- Diseño estandarizado
- Evolución del consumo

- Limitaciones de almacenamiento
- Uso no previsto del sistema
- Mantenimiento correctivo predominante

Tabla 33

Síntesis de las deficiencias técnicas y operativas en sistemas fotovoltaicos domiciliarios BT8

Hallazgo clave	Evidencia principal	Causa estructural	Implicancia en el sistema
Desajuste oferta–demanda	Diseño: ~200 Wh/día vs Uso real: ~774 Wh/día	Sistema diseñado para un contexto de bajo consumo	Déficit energético permanente
Estandarización del diseño	82.81% sistemas de 85 W	Enfoque de cobertura, no de adecuación al usuario	Limitación estructural del sistema
Limitaciones en almacenamiento	Baterías degradadas, autonomía 6–8 h	Alta exposición a descargas profundas	● Cuello de botella del sistema
Sobrecarga del sistema	100% técnicos reportan sobrecargas	Uso de inversores y equipos no previstos	Fallas recurrentes y reducción de vida útil
Ciclo de degradación	Mayor demanda → descarga profunda → menor capacidad	Interacción entre uso y limitaciones técnicas	Deterioro progresivo del sistema
Mantenimiento correctivo predominante	Reemplazos frecuentes y ajustes constantes	Falta de enfoque preventivo basado en datos	Operación dependiente de intervención
Factor usuario	Manipulación y uso no previsto del	Desajuste entre sistema y	Impacto en desempeño del sistema fotovoltaico

Hallazgo clave	Evidencia principal	Causa estructural	Implicancia en el sistema
	sistema	necesidades reales	

Nota. Elaboración propia a partir de la integración de resultados del análisis técnico del sistema, encuestas a usuarios de la tarifa BT8 en las provincias de Maynas y Requena, fichas de inspección en campo y entrevistas al personal técnico. La tabla 34 resume los principales hallazgos estructurales identificados en relación con el diseño, uso y operación del sistema.

Tabla 34

Interpretación integrada del desempeño del sistema fotovoltaico domiciliario BT8

Condición del sistema	Interpretación
Generación (panel)	Adecuada (no es el problema principal)
Gestión y almacenamiento	Deficiente
Uso del sistema	Excede capacidad de diseño
Operación	Reactiva
Estado global	Operativamente funcional, pero estructuralmente limitado

Nota. Elaboración propia en base al análisis integral de los componentes del sistema, condiciones de uso y dinámicas operativas del servicio. Se presenta una síntesis del estado funcional del sistema y su comportamiento global, destacando las principales limitaciones estructurales que afectan su desempeño.

En conjunto, el sistema presenta:

Funcionamiento operativo aceptable, pero técnicamente inestable y estructuralmente limitado. En este sentido, se acepta la hipótesis específica “a” (Los sistemas fotovoltaicos en las provincias de Maynas y Requena presentan deficiencias técnicas y operativas que afectan su funcionamiento).

CAPÍTULO V

5. PERCEPCIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN USUARIOS BT8

El análisis de la percepción del servicio eléctrico en usuarios BT8 evidencia que los niveles de satisfacción reportados no necesariamente reflejan un adecuado desempeño técnico, sino que pueden estar influenciados por expectativas limitadas y procesos de adaptación al servicio disponible. Esta situación sugiere la existencia de una brecha entre la calidad técnica del suministro y su valoración por parte de los usuarios.

En el caso de los usuarios acogidos a la tarifa BT8, cuya provisión eléctrica depende de sistemas fotovoltaicos no conectados a red, la percepción del servicio se encuentra directamente influenciada por las condiciones técnicas y operativas del sistema fotovoltaico.

El presente apartado analiza la percepción del servicio eléctrico considerando dimensiones relevantes como **la continuidad del suministro, la cobertura de necesidades energéticas, la atención de reclamos y el nivel de satisfacción del usuario**. El objetivo es comprender en qué medida las condiciones técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos se reflejan en la experiencia del usuario, y cómo estas influyen en la valoración del servicio recibido. A continuación, se muestran los instrumentos utilizados:

Tabla 35

Instrumentos aplicados para determinar la percepción del servicio eléctrico en usuarios BT8

Percepción del servicio eléctrico en usuarios BT8	Continuidad del servicio	Horas diarias de suministro eléctrico	Encuesta	E7
		Frecuencia de interrupciones del servicio	Encuesta	E2
		Tiempo de respuesta ante fallas del servicio	Encuesta	E5, E6
	Cobertura energética	Suficiencia energética percibida	Encuesta	E9
		Restricciones en el uso de equipos eléctricos	Encuesta	E10
		Necesidades energéticas no cubiertas	Encuesta	E11
	Satisfacción del usuario	Cumplimiento de expectativas del servicio	Encuesta	E12
		Nivel de satisfacción general	Encuesta	E13
		Expectativas de mejora del servicio	Encuesta	E14

Nota. Elaboración propia

Figura 109

Instrumento 1: Encuesta estructurada mixta

ENCUESTA DIRIGIDA A USUARIOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS – TARIFA BT8	
Identificación del usuario	
• Nombre: _____	• Nro. Suministro: _____
• Comunidad: _____	• Fecha: _____
1. ¿Cuántos años de funcionamiento tiene el Sistema Fotovoltaico? ☐ Menos de 3 años ☐ Entre 3 y 5 años ☐ Más de 5 años ☐ No sabe 2. En el último año, ¿con qué frecuencia ha presentado fallas técnicas su sistema? ☐ Nunca ☐ Una vez ☐ Más de una vez ☐ No recuerda 3. ¿Con qué frecuencia se realiza mantenimiento a su sistema? ☐ Cada mes ☐ Cada 3 meses ☐ Una vez al año ☐ Nunca 4. ¿Quién realiza el mantenimiento en su comunidad? ☐ Personal de Electro Oriente ☐ Otro técnico local ☐ No se realiza mantenimiento 5. ¿Cómo reporta una falla del sistema? _____ 6. Aproximadamente, ¿cuántos días demoran en atender su reclamo? _____ días 7. ¿Cuántas horas al día tiene energía eléctrica con el sistema? ☐ Menos de 4 horas ☐ Entre 4 y 8 horas ☐ Más de 8 horas 8. Cuando hace uso de la energía, ¿la energía es estable o a veces se baja/apaga? ☐ Siempre es estable ☐ A veces se baja ☐ Se baja con mucha frecuencia 9. ¿La energía del sistema fotovoltaico cubre todas sus necesidades? ☐ Sí ☐ No 10. ¿Para qué usos le alcanza la energía que recibe? ☐ Iluminación ☐ Cargar celular ☐ Ver televisión ☐ Otros: _____ ☐ No tiene energía 11. ¿Qué aparatos o necesidades no puede cubrir con la energía que recibe? _____ 12. En una escala del 1 al 5, ¿está conforme con la energía que recibe en su casa? (1 = Muy inconforme, 5 = Muy conforme) _____ 13. ¿Qué tan satisfecho(a) está con el servicio eléctrico que recibe? ☐ Muy satisfecho ☐ Satisfecho ☐ Insatisfecho 14. ¿Qué acciones considera que podrían mejorar el servicio eléctrico que recibe? _____ 15. ¿Usted o alguien de su casa realiza algún tipo de mantenimiento al sistema fotovoltaico (ej. limpieza de paneles, revisión de baterías, etc.)? ☐ Sí, ¿Cuál? _____ ☐ No 16. ¿Ha recibido usted o su comunidad alguna capacitación por parte de la empresa eléctrica sobre el cuidado o mantenimiento del sistema fotovoltaico? ☐ Sí ☐ No ☐ No recuerda	

Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.1. Continuidad del servicio

En sistemas fotovoltaicos, la continuidad no solo está asociada a la disponibilidad permanente de energía, sino también a la estabilidad del suministro en función de la capacidad de generación, almacenamiento y gestión.

Desde la perspectiva del usuario, la continuidad del servicio se manifiesta en aspectos concretos como el número de horas diarias en las que dispone de energía eléctrica, la frecuencia con la que se presentan interrupciones y el tiempo que toma restablecer el servicio ante la ocurrencia de fallas. Estos elementos configuran la experiencia cotidiana del usuario y determinan su percepción respecto a la confiabilidad del sistema.

En este sentido, las deficiencias técnicas y operativas identificadas en el apartado 4.1, tales como limitaciones en la capacidad de almacenamiento, fallas en componentes, condiciones de instalación inadecuadas y restricciones en la gestión del mantenimiento, pueden incidir directamente en la continuidad del servicio, generando interrupciones, reducción de horas de suministro y demoras en la atención de fallas.

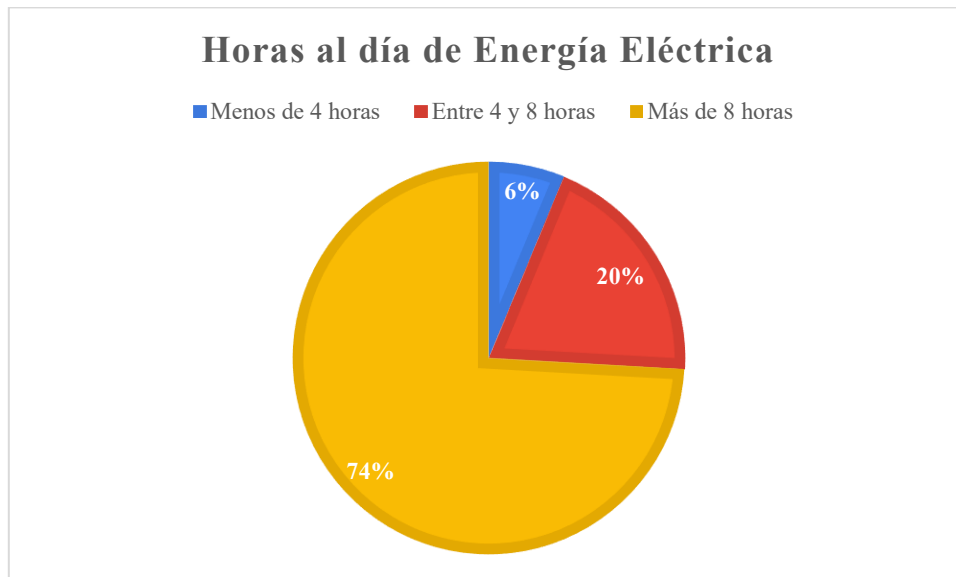
5.1.1. Horas diarias de suministro eléctrico

Este indicador refleja la capacidad del sistema para suministrar energía de manera sostenida a lo largo del día. En sistemas aislados, esta continuidad depende principalmente de la interacción entre la generación fotovoltaica, la capacidad de almacenamiento energético y las condiciones operativas del sistema.

Con el propósito de evaluar esta dimensión, se consultó a los usuarios sobre el número de horas diarias en que disponen de energía eléctrica. Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente figura 111.

Figura 110

Horas diarias de suministro de energía eléctrica en usuarios con sistema fotovoltaico



Nota. Datos obtenidos de la encuesta aplicada a usuarios de la tarifa BT8 en Maynas y Requena.

Los resultados muestran que el 74.11 % de los usuarios dispone de energía eléctrica por más de 8 horas al día, lo que indica un nivel de continuidad aceptable para la cobertura de necesidades básicas en zonas rurales. Sin embargo, un 25.89 % de los usuarios presenta disponibilidades inferiores a 8 horas diarias, lo que evidencia limitaciones en la continuidad del servicio en una proporción significativa de los sistemas evaluados.

Desde un enfoque técnico, la continuidad del servicio en sistemas fotovoltaicos domiciliarios está directamente asociada a la capacidad de almacenamiento energético, principalmente determinada por el estado y desempeño de las baterías. En condiciones óptimas, estos sistemas deberían garantizar un suministro continuo durante el periodo nocturno y en condiciones de baja radiación solar. En este sentido, valores inferiores a 8 horas diarias sugieren posibles deficiencias en la capacidad de almacenamiento o en la gestión de la energía generada.

Desde una perspectiva cuantitativa, los resultados indican que **aproximadamente 1 de cada 4 usuarios no alcanza un nivel de continuidad** considerado mínimo para un servicio energético básico, lo cual refleja un desempeño heterogéneo de los sistemas en campo. Esta variabilidad evidencia que, aunque el diseño del sistema puede ser adecuado, su desempeño real depende de las condiciones de operación y mantenimiento.

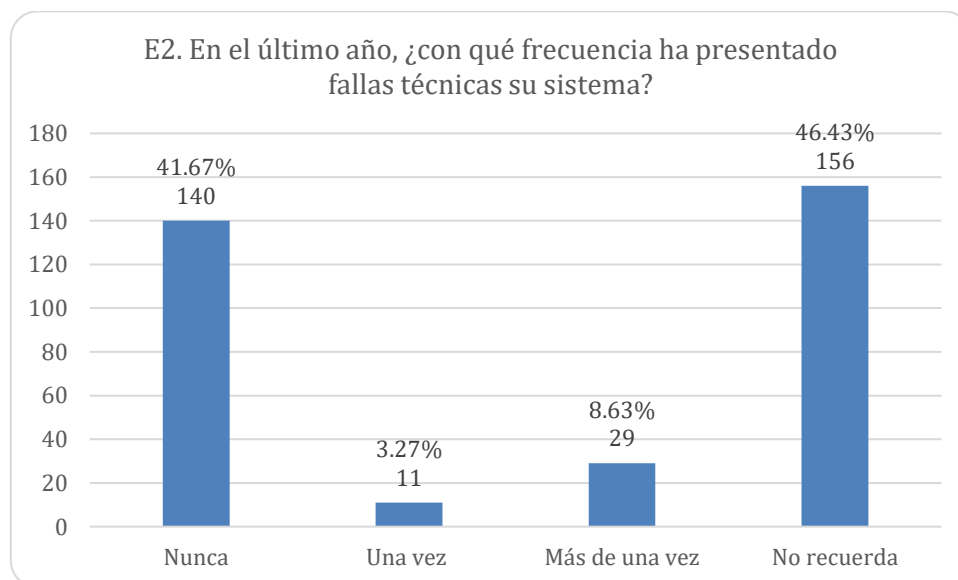
5.1.2. Frecuencia de interrupciones del servicio

La frecuencia de interrupciones permite evaluar la recurrencia de fallas técnicas que afectan la continuidad del suministro eléctrico. En sistemas aislados, estas interrupciones pueden estar asociadas a fallas en componentes críticos, variaciones en los niveles de tensión o limitaciones en el almacenamiento energético.

Con el propósito de analizar esta dimensión, se consultó a los usuarios sobre la frecuencia con la que su sistema ha presentado fallas técnicas durante el último año.

Figura 111

Frecuencia de fallas técnicas del sistema fotovoltaico en el último año



Nota. Datos obtenidos de la encuesta aplicada a usuarios de la tarifa BT8 en Maynas y Requena.

Los resultados muestran que el 41.7 % de los usuarios indica no haber experimentado fallas técnicas en el último año, lo que sugiere la existencia de un grupo de sistemas con un desempeño aparentemente estable. No obstante, un 11.9 % de los usuarios reporta haber experimentado al menos una falla, lo cual evidencia la presencia de interrupciones del servicio en una proporción de los sistemas evaluados.

Sin embargo, un aspecto crítico del análisis es que el 46.4 % de los usuarios señala no recordar la frecuencia de fallas. Este resultado sugiere un bajo nivel de registro o conocimiento sobre la operación del sistema, situación frecuente en contextos de electrificación rural, donde los usuarios no siempre cuentan con capacitación técnica suficiente para identificar y reportar eventos asociados al funcionamiento del sistema.

Desde un enfoque técnico, este alto porcentaje de “no recuerda” no debe interpretarse únicamente como ausencia de fallas, sino como una limitación en la percepción del usuario. En efecto, el bajo nivel de comprensión técnica y la falta de familiaridad con conceptos eléctricos pueden influir en que los usuarios no identifiquen fallas menores —como caídas de tensión, variaciones en la iluminación o reducción de la autonomía— y las perciban como comportamientos normales del sistema.

Esta interpretación se ve reforzada por la información cualitativa obtenida en las entrevistas a técnicos, quienes señalaron que, aunque muchos sistemas continúan generando energía, presentan fluctuaciones en la estabilidad del suministro debido al envejecimiento de las baterías y al deterioro de las conexiones. Estas condiciones afectan la calidad del servicio sin necesariamente generar interrupciones totales, lo que explica por qué algunos usuarios perciben un funcionamiento continuo a pesar de la existencia de deficiencias técnicas.

En este sentido, la coexistencia de usuarios que reportan ausencia de fallas y un alto porcentaje que no recuerda su ocurrencia evidencia una brecha entre la confiabilidad técnica real del sistema y la confiabilidad percibida por el usuario. Esta diferencia sugiere que la evaluación de la continuidad del servicio no puede basarse únicamente en la percepción del usuario, sino que debe ser complementada con información técnica, como la obtenida en el análisis de las deficiencias del sistema.

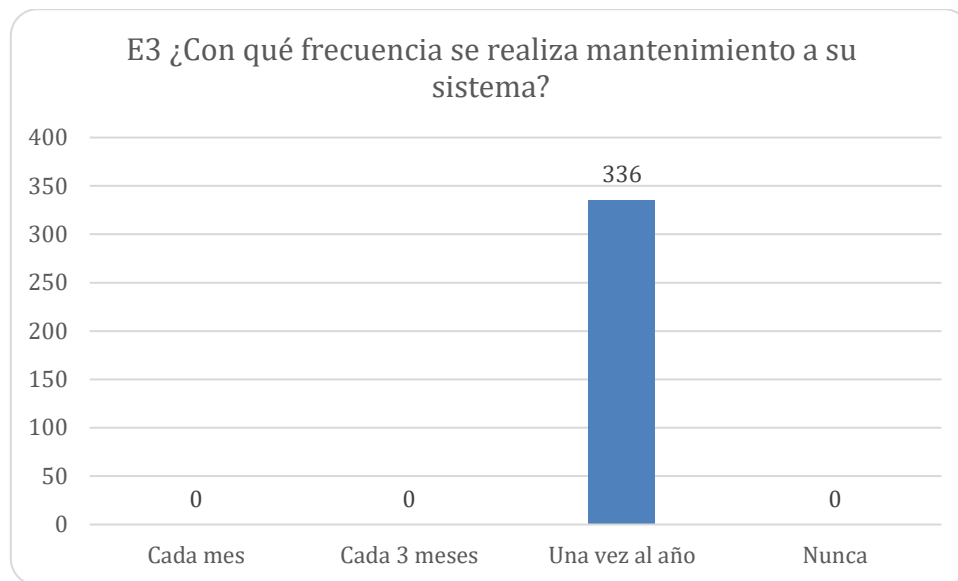
5.1.3. Frecuencia de mantenimiento percibida

La frecuencia de mantenimiento percibida por los usuarios constituye un indicador relevante para evaluar la visibilidad y regularidad de las intervenciones técnicas realizadas sobre los sistemas fotovoltaicos domiciliarios. Esta dimensión permite contrastar la programación del mantenimiento establecida a nivel técnico con la experiencia directa del usuario en campo.

Para analizar la frecuencia con la que los usuarios perciben la realización del mantenimiento en sus sistemas fotovoltaicos, se les consultó directamente sobre este aspecto en la encuesta aplicada. Las respuestas obtenidas se presentan en la Figura 108.

Figura 112

Frecuencia de mantenimiento percibida por los usuarios



Nota. Resultados obtenidos a partir de encuestas aplicadas a usuarios de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Los resultados evidencian que el 100% de los usuarios percibe una frecuencia anual de mantenimiento, lo cual contrasta con la programación técnica establecida, que contempla intervenciones semestrales. No obstante, esta aparente discrepancia debe interpretarse considerando una limitación en el diseño del instrumento de recolección de datos, ya que no se incluyó la alternativa correspondiente a una frecuencia semestral (dos veces al año). En consecuencia, el que la opción “una vez al año” haya sido seleccionada por los usuarios se interpreta como la alternativa más cercana a su percepción real.

A pesar de esta limitación, los resultados permiten identificar una tendencia clara: desde la perspectiva del usuario, el mantenimiento es percibido como poco frecuente. Esta percepción resulta consistente con los hallazgos presentados en apartados anteriores, donde se evidenciaron retrasos en la ejecución del mantenimiento programado y diversas limitaciones

operativas (como dificultades logísticas, condiciones climáticas adversas y ausencia del usuario al momento de la intervención) que afectan su cumplimiento oportuno.

En este contexto, la diferencia entre la frecuencia programada y la percibida evidencia una brecha entre la ejecución del mantenimiento y la experiencia del usuario, lo cual puede incidir negativamente en la percepción de la calidad del servicio eléctrico. En particular, una menor visibilidad y frecuencia percibida de las intervenciones puede generar en el usuario la sensación de una atención insuficiente, aun cuando se realicen actividades técnicas de manera periódica.

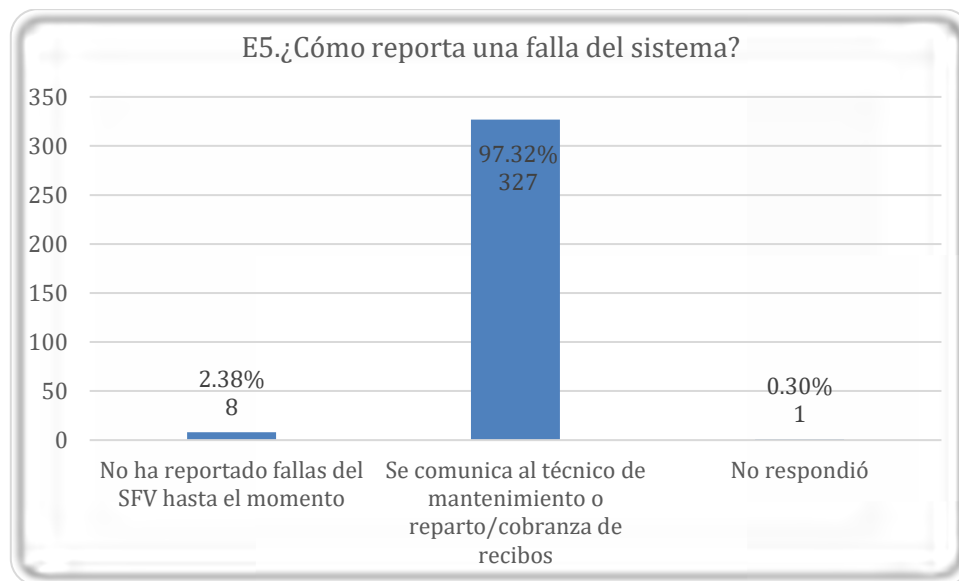
5.1.4. Tiempo de respuesta ante fallas del servicio

El tiempo de respuesta ante fallas refleja la capacidad del sistema de gestión para restablecer el suministro en caso de interrupciones. En sistemas fotovoltaicos domiciliarios aislados, este indicador resulta especialmente crítico, debido a que la falta de atención oportuna puede prolongar la indisponibilidad del servicio y afectar directamente las condiciones de vida de los usuarios.

Con el propósito de comprender el proceso de atención desde su etapa inicial, se analizó el mecanismo mediante el cual los usuarios reportan fallas en sus sistemas fotovoltaicos. Los resultados obtenidos se presentan en la Figura 113.

Figura 113

Forma de reporte de fallas del sistema fotovoltaico por parte de los usuarios



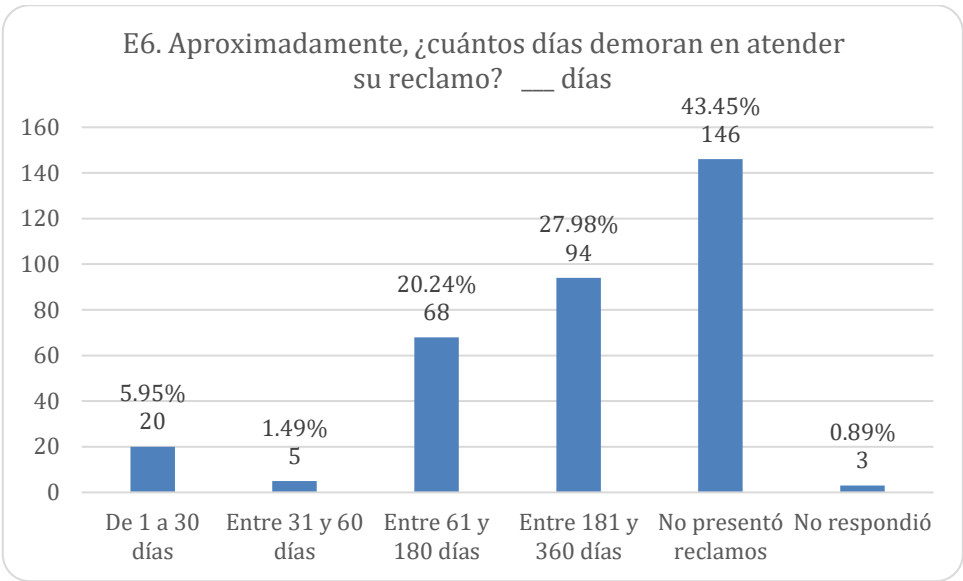
Nota. Datos obtenidos de la encuesta aplicada a usuarios de la tarifa BT8 en Maynas y Requena.

Los resultados evidencian que el 97.32% de los usuarios reporta las fallas mediante contacto directo con el técnico de mantenimiento o personal de cobranza, lo que indica que la gestión de reclamos se sustenta principalmente en canales informales. Este tipo de comunicación, si bien puede facilitar el acceso inmediato, también puede generar limitaciones en el seguimiento, registro y priorización de los reclamos, afectando potencialmente los tiempos de atención.

A partir de este contexto, se analizó el tiempo que transcurre entre el reporte de la falla y su atención efectiva. Los resultados se presentan en la Figura 114.

Figura 114

Tiempo de atención de reclamos del sistema fotovoltaico reportado por los usuarios



Casos sin atención al momento de la encuesta: 153 usuarios (45.54%)

Nota. Resultados obtenidos a partir de encuestas aplicadas a usuarios de sistemas fotovoltaicos domiciliarios. Los casos sin atención corresponden a reclamos que no habían sido resueltos al momento de la recolección de datos.

Los resultados muestran una alta variabilidad en los tiempos de atención. Solo un 5.95% de los usuarios reporta tiempos de respuesta entre 1 y 30 días, y un 1.49% entre 31 y 60 días. En contraste, una proporción considerable de usuarios experimenta demoras prolongadas: el 20.24% reporta tiempos de atención entre 61 y 180 días, mientras que el 27.98% indica esperas entre 181 y 360 días.

Sin embargo, el aspecto más crítico se evidencia al considerar que 153 casos no han sido atendidos, lo que refleja una acumulación significativa de reclamos pendientes. Este resultado, en conjunto con la alta proporción de usuarios que no ha presentado reclamos (43.45%), sugiere la existencia de limitaciones estructurales en la gestión del servicio, ya sea

en la capacidad de respuesta operativa o en los mecanismos de atención disponibles para los usuarios.

En este sentido, la relación entre ambos aspectos permite identificar una problemática integral: si bien los usuarios cuentan con un canal directo para reportar fallas, la ausencia de un sistema formal de gestión de reclamos podría estar incidiendo en la falta de seguimiento y en los prolongados tiempos de atención. Esto se traduce en una respuesta operativa lenta e inconsistente, que no garantiza la resolución oportuna de las fallas reportadas.

En conjunto, los resultados evidencian que el tiempo de respuesta ante fallas es deficiente, caracterizado por demoras prolongadas y un número significativo de casos no atendidos. Esta situación tiene implicancias directas en la continuidad del servicio eléctrico y en la percepción del usuario, quien puede interpretar estas deficiencias como una falta de capacidad de respuesta por parte del operador del sistema.

5.2. Cobertura energética

En el contexto de la electrificación rural mediante sistemas autónomos, esta cobertura no depende únicamente de la disponibilidad de energía, sino también de la adecuación entre la capacidad instalada del sistema y los patrones reales de consumo de los usuarios.

Desde la perspectiva del usuario, la cobertura energética se manifiesta en la posibilidad de utilizar de manera continua los equipos eléctricos esenciales, así como en la capacidad del sistema para responder a nuevas demandas energéticas que surgen con el tiempo. En este sentido, la cobertura no solo implica acceso a la energía, sino también suficiencia, confiabilidad y flexibilidad en el uso del servicio eléctrico.

5.2.1. Suficiencia energética percibida

La suficiencia energética percibida se refiere al grado en que la energía generada y almacenada por el sistema fotovoltaico es capaz de satisfacer la demanda energética del usuario en condiciones reales de operación. Este indicador permite evaluar la relación entre la capacidad instalada del sistema y las necesidades de consumo, desde la perspectiva del usuario final.

A continuación, se muestra los consumos mensuales facturados por Electro Oriente SA a cliente de la Tarifa BT8 suministro 131002711:

Figura 115

Percepción de suficiencia energética en usuarios de sistemas fotovoltaicos

Suministro	Mes	Nroserie	TipoCons	Factor	Lect.Anterior	Lec.Actual	CodLect	Consumo	Descuento	Facturado	Importe	AFavorAnterior	AFavorActual	Promedio
	202410	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	11.357943	0.0000	0.0000	9.0000
	202411	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	11.357943	0.0000	0.0000	9.0000
	202412	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	11.352765	0.0000	0.0000	9.0000
	202501	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	11.351902	0.0000	0.0000	9.0000
	202502	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	11.351902	0.0000	0.0000	9.0000
	202503	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	11.314793	0.0000	0.0000	9.0000
	202504	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	11.310478	0.0000	0.0000	9.0000
	202505	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	11.310478	0.0000	0.0000	9.0000
	202506	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	11.241438	0.0000	0.0000	9.0000
	202507	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	11.233671	0.0000	0.0000	9.0000
	202508	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	11.060208	0.0000	0.0000	9.0000
	202509	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	11.030866	0.0000	0.0000	9.0000
	202510	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	11.030003	0.0000	0.0000	9.0000
	202511	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	10.848773	0.0000	0.0000	9.0000
	202512	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	10.696885	0.0000	0.0000	9.0000
	202601	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	10.682214	0.0000	0.0000	9.0000
	202602	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	10.682214	0.0000	0.0000	9.0000
	202603	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	10.634749	0.0000	0.0000	9.0000
	202604	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	10.628708	0.0000	0.0000	9.0000
	202605	0000000000	EA	1.0000	0.0000	0.0000		8.6300	0.00	8.6300	10.985990	0.0000	0.0000	9.0000

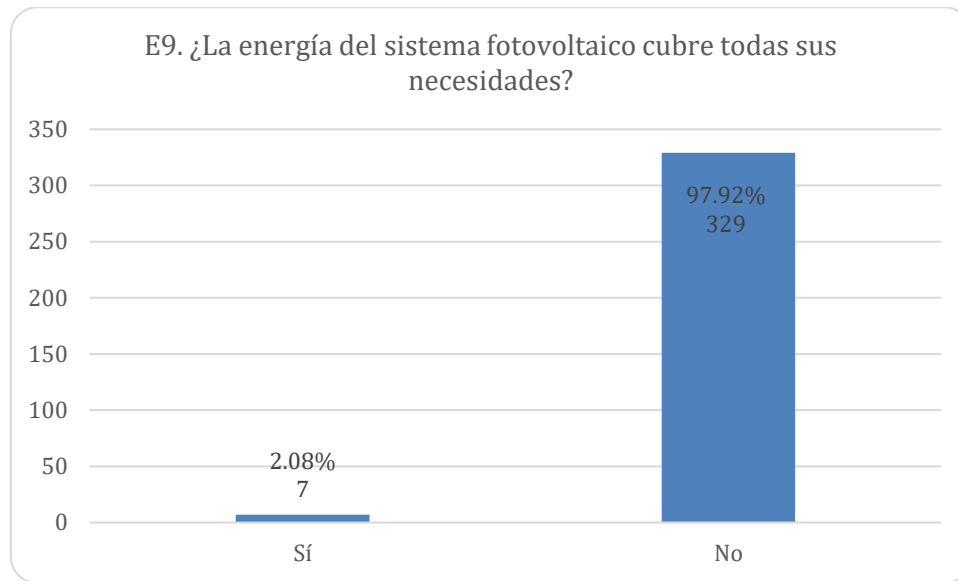
Nota. Datos obtenidos de la encuesta aplicada a usuarios de la tarifa BT8 en Maynas y Requena.

Esta información nos permite reafirmar que Electro Oriente SA brinda un servicio energético promedio de 8.6 kW/mes en base a los dispuesto en la Tarifa BT8.

Con el propósito de analizar esta dimensión, se consultó a los usuarios si la energía proporcionada por el sistema fotovoltaico cubre todas sus necesidades. Los resultados se presentan en la Figura 116.

Figura 116

Percepción de suficiencia energética en usuarios de sistemas fotovoltaicos



Nota. Datos obtenidos de la encuesta aplicada a usuarios de la tarifa BT8 en Maynas y Requena.

Los resultados muestran que el 97.92% de los usuarios considera que la energía proporcionada no cubre todas sus necesidades, evidenciando una percepción generalizada de insuficiencia energética. Solo el 2.08% indica que el sistema satisface completamente sus requerimientos.

Desde un enfoque técnico, este resultado puede explicarse a partir de las características del tipo de sistema fotovoltaico instalado en Maynas y Requena. En promedio, los sistemas evaluados cuentan con un panel de 85 Wp (vatios pico) y una batería de 12 V con capacidad de 90 Ah. Bajo condiciones ideales, la energía almacenada en la batería puede estimarse como:

$$\text{Energía nominal} = 12 \text{ V} \times 90 \text{ Ah} = 1080 \text{ Wh (1.08 kWh)}$$

Sin embargo, debido a restricciones operativas propias de este tipo de sistemas —como la profundidad de descarga recomendada para baterías de plomo-ácido ($\approx 50\%$)—, la energía útil disponible se reduce aproximadamente a:

$$\text{Energía útil} \approx 540 \text{ Wh/día}$$

Por otro lado, la generación diaria del panel depende de la radiación solar disponible. Considerando un promedio de 4 a 5 horas solares pico en la zona, la producción diaria estimada sería:

$$\text{Generación diaria} \approx 85 \text{ W} \times 4.5 \text{ h} \approx 380 \text{ Wh/día}$$

Esto implica que el sistema está diseñado para cubrir consumos básicos de baja potencia. Por ejemplo:

Tabla 36

Estimación del consumo energético diario de equipos básicos en sistemas fotovoltaicos domiciliarios

Equipo	Potencia (W)	Uso diario (h)	Consumo (Wh/día)
3 focos LED	$9 \times 3 = 27$	5	135
Radio	10	4	40
Televisor pequeño	60	3	180
Total, estimado			355 Wh/día

Nota. Valores referenciales de consumo energético diario calculados en función de potencias típicas de equipos de uso doméstico y tiempos promedio de utilización en zonas rurales. La estimación se utiliza con fines ilustrativos para contrastar la demanda energética con la capacidad de generación y almacenamiento de sistemas fotovoltaicos de 85 Wp y baterías de 12 V – 90 Ah.

Este consumo ya se aproxima al límite de generación diaria del sistema, sin considerar pérdidas ni variaciones climáticas. En este contexto, el uso de equipos adicionales

(refrigeradoras, licuadoras, cargadores múltiples, etc.) supera rápidamente la capacidad del sistema, generando restricciones en el suministro.

En consecuencia, la percepción generalizada de insuficiencia energética no solo responde a factores subjetivos, sino que tiene un sustento técnico claro: la capacidad del sistema es limitada frente a las demandas energéticas actuales de los usuarios. Esta situación se ve agravada por las deficiencias identificadas en componentes como baterías y controladores de carga, así como por las limitaciones en el mantenimiento, lo que reduce aún más la capacidad efectiva de generación y almacenamiento.

5.2.2. Restricciones en el uso de equipos eléctricos

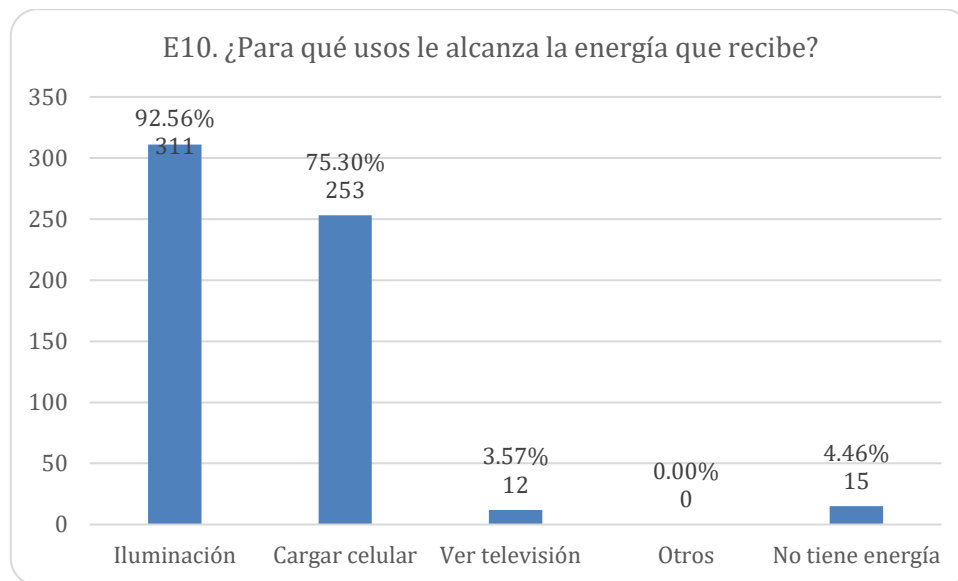
Las restricciones en el uso de equipos eléctricos reflejan la forma en que los usuarios ajustan su consumo en función de la disponibilidad energética del sistema fotovoltaico. Este indicador permite evidenciar, en condiciones reales de operación, las limitaciones prácticas del sistema para abastecer distintos tipos de carga, así como la manera en que los usuarios priorizan el uso de la energía disponible.

En coherencia con el análisis del apartado anterior, donde se evidenció una percepción generalizada de insuficiencia energética sustentada en la limitada capacidad de generación (≈ 380 Wh/día) y almacenamiento útil (≈ 540 Wh/día) de los sistemas fotovoltaicos evaluados, resulta necesario analizar cómo esta restricción se traduce en el uso efectivo de los equipos eléctricos.

Con este propósito, se consultó a los usuarios sobre los usos para los cuales les alcanza la energía que reciben. Los resultados se presentan en la Figura 117.

Figura 117

Usos cubiertos por la energía del sistema fotovoltaico



Nota. Datos obtenidos de la encuesta aplicada a usuarios de la tarifa BT8. Pregunta de respuesta múltiple, por lo que la suma de frecuencias y porcentajes puede exceder el total de encuestados. Elaboración propia.

Los resultados muestran que el uso principal cubierto por los sistemas fotovoltaicos es la iluminación (92.56%), seguido de la carga de celulares (75.30%), mientras que el acceso a servicios de mayor demanda energética, como la televisión, es significativamente limitado (3.57%). Asimismo, un 4.46% de los usuarios indica no disponer de energía para ningún uso.

Este patrón de consumo es consistente con la capacidad energética estimada del sistema. La iluminación mediante focos LED (≈ 9 W por unidad) y la carga de teléfonos móviles representan consumos relativamente bajos, que pueden ser cubiertos dentro del rango de generación diaria disponible. En contraste, equipos como televisores (≈ 50 – 80 W) requieren una mayor demanda de potencia y energía acumulada, lo que limita su uso en sistemas con

capacidad reducida, especialmente cuando existen pérdidas, variabilidad en la radiación solar o degradación de componentes.

En este contexto, las restricciones observadas no responden únicamente a decisiones de consumo de los usuarios, sino que reflejan una limitación estructural del sistema fotovoltaico, particularmente en términos de potencia instalada y capacidad de almacenamiento. Esto se traduce en una priorización de cargas básicas y en la exclusión progresiva de equipos de mayor consumo, incluso cuando estos forman parte de las necesidades actuales del usuario.

En conjunto, la predominancia de usos básicos y la limitada presencia de cargas de mayor demanda evidencian que los sistemas fotovoltaicos evaluados operan en un nivel de servicio mínimo, orientado principalmente a cubrir necesidades esenciales como iluminación y comunicación básica, sin capacidad suficiente para sostener un uso más amplio de energía eléctrica. Esta situación tiene implicancias directas en la calidad del servicio percibido y en las condiciones de vida de los usuarios, al restringir el acceso a servicios energéticos más completos.

5.2.3. Necesidades energéticas no cubiertas

Las necesidades energéticas no cubiertas representan la brecha entre la demanda del usuario y la capacidad real del sistema fotovoltaico para satisfacerla. A diferencia del análisis de restricciones de uso, que describe los consumos efectivamente cubiertos, este apartado permite identificar aquellas demandas que permanecen insatisfechas y que reflejan el nivel real de acceso al servicio eléctrico.

En este contexto, y en continuidad con los resultados anteriores que evidencian un uso limitado a cargas básicas, se consultó a los usuarios sobre los equipos o necesidades que no pueden cubrir con la energía disponible. Los resultados se presentan en la Tabla 37.

Tabla 37*Necesidades energéticas no cubiertas por el sistema fotovoltaico*

E11. ¿Qué aparatos o necesidades no puede cubrir con la energía que recibe?	Frecuencia	Porcentaje
Entretenimiento básico (Televisor + radio + equipo de sonido)	230	68.45%
Refrigeración (refrigeradora / congelador)	68	20.24%
Iluminación (focos / iluminación insuficiente)	12	3.57%
Carga de celular / equipos pequeños	10	2.98%
Otros equipos (ventilador, licuadora, Starlink, etc.)	8	2.38%
No tiene limitaciones (cubre todo)	2	0.60%
Sistema no funciona / está guardado	3	0.89%
No respondió	2	0.60%

Nota. Datos obtenidos de la encuesta aplicada a usuarios de la tarifa BT8 en Maynas y

Requena.

Los resultados muestran que las principales necesidades no cubiertas corresponden al entretenimiento básico (68.45%) y a la refrigeración (20.24%), lo que evidencia que los usuarios no pueden acceder a servicios eléctricos de mayor valor funcional. En menor proporción, se reportan limitaciones incluso en servicios esenciales, como iluminación y carga de dispositivos, lo cual indica la existencia de sistemas con condiciones de operación deficientes.

A diferencia de las restricciones de uso —donde se observa una adaptación del consumo a la energía disponible—, las necesidades no cubiertas reflejan una demanda insatisfecha, es decir, servicios que los usuarios requieren, pero no pueden utilizar debido a las limitaciones del sistema fotovoltaico.

Asimismo, la alta frecuencia de necesidades no cubiertas evidencia que los sistemas no solo limitan el consumo, sino que también restringen la posibilidad de mejorar las condiciones de uso de la energía en el hogar. Esto confirma que el servicio eléctrico proporcionado se mantiene en un nivel básico y orientado a cubrir necesidades mínimas.

En conjunto, estos resultados refuerzan la existencia de una brecha estructural entre la oferta energética del sistema y las necesidades reales de los usuarios, la cual no solo se manifiesta en el uso restringido de equipos, sino también en la imposibilidad de acceder a servicios energéticos que mejoren sus condiciones de vida.

5.3. Satisfacción del usuario

La satisfacción del usuario constituye un indicador integral de la calidad del servicio eléctrico, ya que refleja la valoración global que los usuarios realizan sobre su experiencia con el suministro de energía. En los sistemas fotovoltaicos domiciliarios de zonas rurales aisladas, esta satisfacción depende no solo del acceso al servicio, sino también del cumplimiento de sus necesidades y expectativas.

Este indicador integra aspectos como la disponibilidad de energía, la confiabilidad del sistema, la atención ante fallas y la capacidad de uso de equipos eléctricos. Asimismo, los resultados obtenidos en el apartado 4.1 evidenciaron diversas deficiencias técnicas y operativas, entre ellas fallas de componentes, limitaciones de almacenamiento, sobrecarga del sistema, manipulación inadecuada y restricciones de mantenimiento, las cuales pueden influir directamente en la percepción y satisfacción de los usuarios.

En este contexto, el presente apartado evalúa la satisfacción de los usuarios considerando su percepción general del servicio, el grado de cumplimiento de sus expectativas

y la valoración de la calidad del suministro eléctrico, con el fin de determinar cómo las condiciones técnicas y operativas del sistema impactan en la experiencia del usuario.

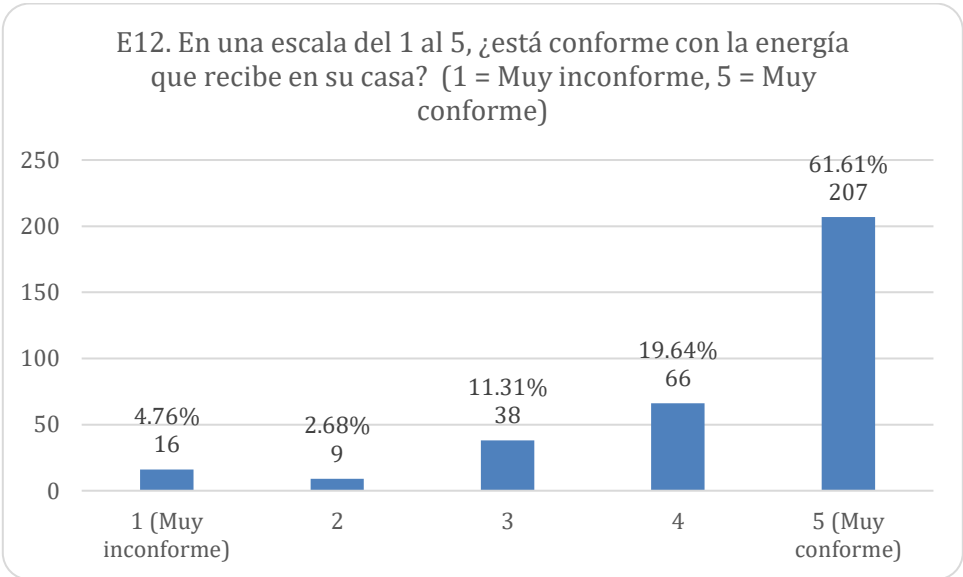
5.3.1. Cumplimiento de expectativas del servicio

El cumplimiento de expectativas del servicio hace referencia al grado en que la energía proporcionada por el sistema fotovoltaico coincide con lo que el usuario esperaba recibir en términos de disponibilidad, continuidad y utilidad en su vida cotidiana.

Con el propósito de evaluar esta dimensión, se solicitó a los usuarios calificar su nivel de conformidad con la energía recibida en una escala de 1 a 5, donde 1 representa “muy inconforme” y 5 “muy conforme”. Los resultados se presentan en la Figura 118.

Figura 118

Nivel de conformidad con la energía recibida



Nota. Datos obtenidos de la encuesta aplicada a usuarios de la tarifa BT8 en Maynas y Requena.

Los resultados muestran que el 81.25% de los usuarios presenta niveles altos de conformidad (valores 4 y 5), destacando un 61.61% que se declara muy conforme con la

energía recibida. En contraste, solo un 7.44% manifiesta niveles bajos de conformidad, mientras que un 11.31% mantiene una percepción intermedia.

A primera vista, estos resultados podrían interpretarse como un adecuado cumplimiento de expectativas del servicio. Sin embargo, al contrastarlos con los hallazgos de los apartados anteriores —donde se evidenció una insuficiencia energética generalizada, restricciones en el uso de equipos y una alta proporción de necesidades no cubiertas—, se configura una aparente contradicción entre el desempeño técnico del sistema y la valoración del usuario.

Desde un enfoque analítico, esta situación puede explicarse por el ajuste de expectativas del usuario a un nivel básico de servicio. En contextos de electrificación rural, donde el acceso previo a la energía es limitado o inexistente, los usuarios tienden a valorar positivamente la disponibilidad de servicios mínimos, como iluminación y carga de dispositivos móviles, aun cuando el sistema no cubre demandas energéticas más amplias.

Asimismo, la percepción favorable se encuentra influenciada por el patrón de uso observado, el cual se concentra en cargas de baja potencia que sí son cubiertas por el sistema en la mayoría de los casos. Esto genera una experiencia de uso funcional para necesidades básicas, lo que contribuye a sostener niveles altos de satisfacción, pese a las limitaciones estructurales del sistema.

En conjunto, los resultados evidencian que el cumplimiento de expectativas del servicio no está determinado únicamente por la capacidad técnica del sistema, sino también por el nivel de referencia del usuario y por factores contextuales asociados al acceso a la energía. Esta situación revela una brecha entre la calidad técnica del servicio y su valoración percibida, lo cual constituye un elemento central para la interpretación integral de los resultados de la investigación.

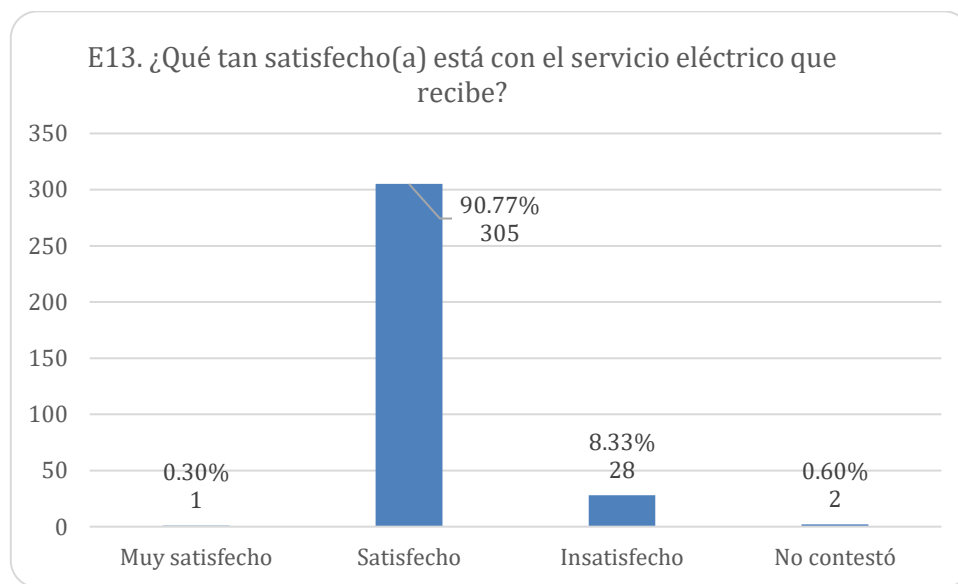
5.3.2. Nivel de satisfacción general

El nivel de satisfacción general constituye un indicador integral que refleja la valoración global del servicio eléctrico por parte del usuario, incorporando no solo la disponibilidad de energía, sino también aspectos como la continuidad del suministro, la atención ante fallas y la utilidad del servicio en la vida cotidiana.

Con el propósito de evaluar esta dimensión, se consultó a los usuarios sobre su nivel de satisfacción con el servicio eléctrico que reciben. Los resultados se presentan en la Figura 119.

Figura 119

Nivel de satisfacción de los usuarios respecto al servicio eléctrico recibido



Nota. Datos obtenidos de la encuesta aplicada a usuarios de la tarifa BT8 en Maynas y Requena.

Los resultados muestran que el 90.77% de los usuarios se declara satisfecho, mientras que solo un 0.30% se considera muy satisfecho y un 8.33% manifiesta insatisfacción. Estos valores evidencian una valoración global predominantemente positiva del servicio eléctrico.

No obstante, al contrastar estos resultados con los hallazgos técnicos y de cobertura energética —donde se identificaron limitaciones en la capacidad del sistema, restricciones en el uso de equipos y una alta proporción de necesidades no cubiertas—, se observa una disociación entre la satisfacción del usuario y el desempeño técnico del sistema.

A diferencia del cumplimiento de expectativas, que se relaciona con la adecuación entre lo esperado y lo recibido, la satisfacción general incorpora una valoración más amplia del servicio, influenciada por factores contextuales. En este sentido, la alta satisfacción observada puede explicarse por el acceso efectivo a servicios básicos de energía en un contexto donde previamente existían limitaciones o ausencia total de suministro eléctrico.

Asimismo, la baja proporción de usuarios que se consideran “muy satisfechos” sugiere que, si bien el servicio cumple una función básica valorada por los usuarios, no alcanza niveles altos de calidad percibida. Esto indica que la satisfacción se encuentra en un nivel funcional, más que en un nivel óptimo de servicio.

Adicionalmente, factores socioculturales pueden influir en la valoración del servicio, como la limitada familiaridad con criterios técnicos de evaluación o la tendencia a valorar positivamente la continuidad del servicio por encima de su calidad o capacidad. En este contexto, la satisfacción no necesariamente refleja una evaluación técnica del desempeño, sino una apreciación general basada en la utilidad percibida.

En conjunto, los resultados evidencian que la satisfacción del usuario se sustenta principalmente en el acceso a servicios energéticos básicos, más que en la calidad o suficiencia

del sistema. Esto confirma que la valoración del servicio se encuentra condicionada por un nivel de referencia adaptado a un esquema de electrificación básica, lo que explica la coexistencia de altos niveles de satisfacción con las deficiencias técnicas y operativas previamente identificadas.

5.3.3. Expectativas de mejora del servicio

Las expectativas de mejora del servicio reflejan la percepción del usuario respecto a las acciones necesarias para optimizar el desempeño del sistema fotovoltaico. Este indicador permite identificar, desde la experiencia directa, las principales brechas del servicio y contrastarlas con los hallazgos técnicos y operativos previamente analizados.

Con el propósito de evaluar esta dimensión, se consultó a los usuarios sobre las acciones que consideran necesarias para mejorar el servicio eléctrico que reciben. Los resultados se presentan en la Tabla 38.

Tabla 38

Acciones propuestas por los usuarios para mejorar el servicio eléctrico

E14. ¿Qué acciones considera que podrían mejorar el servicio eléctrico que recibe?	Frecuencia	Porcentaje
Mantenimiento correctivo (cambio de componentes, cables y accesorios)	152	45.24%
Mejorar capacidad/potencia del SFV (incluye aumento a 220V)	146	43.45%
Disponibilidad de materiales para mantenimiento	28	8.33%
Mejorar gestión del servicio (mantenimiento, atención, rapidez)	14	4.17%
Otros (subsidio, reubicación, instalaciones específicas)	6	1.79%
Ninguno / Ninguna / No sabe	18	5.36%

No respondió	1	0.30%
--------------	---	-------

Nota. Datos obtenidos de la encuesta aplicada a usuarios de la tarifa BT8 en Maynas y Requena.

Los resultados muestran que las principales acciones de mejora identificadas por los usuarios se concentran en el mantenimiento correctivo (45.24%) y en el incremento de la capacidad o potencia del sistema (43.45%), seguidas por la disponibilidad de materiales para mantenimiento (8.33%) y la mejora en la gestión del servicio (4.17%).

Desde un enfoque analítico, estas respuestas permiten distinguir dos tipos de demandas claramente diferenciadas. Por un lado, las acciones vinculadas al mantenimiento correctivo y a la disponibilidad de materiales reflejan problemas asociados a la operación y sostenibilidad del sistema, tales como fallas recurrentes, reposición de componentes y limitaciones logísticas. Por otro lado, la necesidad de incrementar la capacidad del sistema evidencia una limitación estructural en el diseño, relacionada con la insuficiencia energética para cubrir las necesidades actuales de los usuarios.

Lo relevante de estos resultados es que las prioridades señaladas por los usuarios coinciden con los principales hallazgos de la investigación. La demanda de mayor capacidad se alinea con la insuficiencia energética y las restricciones de uso identificadas, mientras que la necesidad de mantenimiento correctivo y mejora en la gestión del servicio guarda relación con las deficiencias en el estado de los componentes, los retrasos en la atención y la acumulación de fallas no resueltas.

En este sentido, las expectativas de mejora no solo reflejan percepciones subjetivas, sino que constituyen una validación empírica desde el usuario de las deficiencias técnicas y operativas del sistema. Esta convergencia entre evidencia técnica y percepción fortalece la

consistencia interna de los resultados y confirma la existencia de problemas tanto en la capacidad del sistema como en su gestión.

Finalmente, el reducido porcentaje de usuarios que no identifica acciones de mejora indica que la mayoría reconoce limitaciones en el servicio, lo cual resulta coherente con la existencia de necesidades energéticas no cubiertas. Esto refuerza la idea de que, aun cuando los niveles de satisfacción general sean elevados, los usuarios son conscientes de las restricciones del sistema y demandan mejoras concretas en su funcionamiento.

5.4. Integración de resultados y síntesis de la percepción del servicio

La percepción del servicio eléctrico no puede explicarse únicamente desde indicadores técnicos. Los resultados evidencian una relación compleja entre desempeño real del sistema y expectativas del usuario.

a) Primer hallazgo: La “aparente suficiencia” del servicio

El 60% de técnicos considera que el SFV es “suficiente”. Sin embargo, esto coexiste con:

- Sobrecargas frecuentes
- Déficit energético
- Limitaciones operativas

Esto revela un concepto clave: La suficiencia es relativa, no absoluta

b) Segundo hallazgo: Brecha entre servicio esperado y servicio recibido

Tabla 39

Comparación entre características del sistema fotovoltaico y comportamiento del usuario

Dimensión	Sistema	Usuario
Capacidad	Limitada	Creciente
Diseño	Estático	Dinámico

Uso	Básico	Ampliado
Resultado	Restricción	Insatisfacción progresiva

Nota. Elaboración propia a partir del análisis integrado del diseño del sistema y la evolución de los patrones de consumo de los usuarios, identificados mediante entrevistas y encuestas aplicadas en campo.

c) Tercer hallazgo: Percepción condicionada por el nivel de acceso

Los usuarios evalúan el servicio en función de:

- Tener o no electricidad
- No necesariamente su calidad

Por ello, el servicio puede percibirse como “aceptable” aun cuando técnicamente es deficiente.

d) Cuarto hallazgo: Percepción del sistema “funciona, pero no satisface”

El sistema cumple con:

- Iluminación básica
- Carga de dispositivos

Pero no cumple con:

- Necesidades actuales (TV, refrigeración, etc.)
- Continuidad energética
- Estabilidad del servicio

Resultado: Percepción de servicio limitado, insuficiente para el desarrollo del usuario

e) Síntesis interpretativa

La percepción del servicio eléctrico en usuarios BT8 no responde únicamente a la calidad técnica del sistema, sino a una interacción de factores:

- Limitaciones estructurales del diseño
- Evolución del consumo energético
- Condiciones operativas reales
- Interacción del usuario con el sistema

Tabla 40

Síntesis de la percepción del servicio eléctrico en usuarios BT8

Hallazgo clave	Evidencia principal	Interpretación	Implicancia en la percepción
Aparente suficiencia del servicio	60% de técnicos considera el sistema “suficiente”, pese a sobrecargas y déficit energético	La suficiencia es relativa, no refleja el desempeño real del sistema	Percepción de conformidad parcial
Brecha entre servicio esperado y recibido	Sistema limitado vs usuario con consumo creciente	Desajuste entre diseño estático y uso dinámico	Insatisfacción progresiva
Percepción condicionada por acceso	Evaluación basada en “tener o no electricidad”	Se prioriza el acceso sobre la calidad del servicio	Aceptación de servicios técnicamente deficientes
Sistema “funciona, pero no satisface”	Cumple iluminación básica, pero no cubre necesidades actuales	El sistema responde a usos mínimos, no a demandas reales	Percepción de servicio limitado e insuficiente

Nota. Elaboración propia a partir de encuestas a usuarios BT8, entrevistas a personal técnico y análisis integrado del desempeño del sistema fotovoltaico en las provincias de Maynas y Requena.

Tabla 41

Síntesis de los resultados de las encuestas aplicadas a usuarios de la tarifa BT8

Percepción del servicio eléctrico en	Continuidad del servicio	E7. ¿Cuántas horas al día tiene energía eléctrica con el sistema?	Menos de 04 horas: 21 (6%) Entre 4 y 8 horas: 66 (20%) Más de 8 horas: 249 (74%)
--------------------------------------	--------------------------	---	--

usuarios BT8		E2. En el último año, ¿con qué frecuencia ha presentado fallas técnicas su sistema?	Nunca 140 (41.67%) Una vez 11 (3.27%) Más de una vez 29 (8.63%) No recuerda 156 (46.43%)
		E5. ¿Cómo reporta una falla del sistema?	Comunica al personal Técnico 327 (97.32%) No reporta 8 (2.38%) No respondió 1 (0.30%)
	Cobertura energética	E6. Aproximadamente, ¿cuántos días demoran en atender su reclamo?	De 1 a 30 días: 20 (5.95%) Entre 31 y 60 días: 5 (1.49%) Entre 61 y 180 días: 68 (20.24%) Entre 181 y 360 días: 94 (27.98%) Sin reclamos: 146 (43.45%) No respondió: 3 (0.89%)
		E9. ¿La energía del sistema fotovoltaico cubre todas sus necesidades?	Si: 7 (2.08%) No: 329 (97.92%)
		E10. ¿Para qué usos le alcanza la energía que recibe?	Iluminación: 311 (92.56%) Cargar celular: 253 (75.30%) Ver TV: 12 (3.57%) No tiene energía: 15 (4.46%)
	Satisfacción del usuario	E12. En una escala del 1 al 5, ¿está conforme con la energía que recibe en su casa? (1 = Muy inconforme, 5 = Muy conforme)	1 (Muy inconforme): 16 (4.76%) 2: 9 (2.68%) 3: 38 (11.31%) 4: 66 (19.64%) 5 (Muy conforme): 207 (61.61%)
		E13. ¿Qué tan satisfecho(a) está con el servicio eléctrico que recibe?	Muy satisfecho: 1 (0.30%) Satisfecho: 305 (90.77%) Insatisfecho: 28 (8.33%) No contestó: 2 (0.60%)

Nota. Elaboración propia a partir de encuestas a usuarios BT8, análisis del desempeño del sistema fotovoltaico en las provincias de Maynas y Requena.

Tabla 42

Lectura integrada de la percepción del servicio

Factor determinante	Condición observada	Efecto en la percepción del usuario
Diseño del sistema	Capacidad limitada y estática	Restricción del servicio
Uso del usuario	Demanda creciente	Desajuste con el sistema
Operación del servicio	Limitaciones técnicas y	Interrupciones y variabilidad

	logísticas	
Nivel de acceso	Electrificación básica	Valoración centrada en disponibilidad

Nota. Elaboración propia en base a la síntesis de factores técnicos, operativos y de uso que condicionan la percepción del servicio eléctrico en sistemas fotovoltaicos rurales.

En conjunto, se concluye que:

El servicio es percibido como funcional pero insuficiente, evidenciando una desconexión entre el modelo de electrificación implementado y las necesidades reales del usuario rural. En consecuencia, se acepta la hipótesis específica “b”, con carácter condicionado (La percepción del servicio eléctrico en usuarios de la tarifa BT8 se ve afectada por la calidad del funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos).

CAPÍTULO VI

6. IMPACTO DE LAS DEFICIENCIAS TÉCNICAS Y OPERATIVAS EN LA PERCEPCIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN USUARIOS DE LA TARIFA BT8

El presente apartado tiene como propósito establecer la relación entre la variable independiente —deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios— y la variable dependiente —percepción del servicio eléctrico en usuarios de la tarifa BT8—, a partir del análisis integrado de sus respectivas dimensiones.

Para ello, la relación se estructura considerando la correspondencia directa entre dimensiones, tal como se muestra a continuación:

Figura 120

Relación entre dimensiones: variable independiente/dependiente

Variable independiente		Variable dependiente
Diseño y dimensionamiento del sistema	→	Cobertura energética
Estado y calidad de los componentes		Cobertura energética / Continuidad
Instalación y condiciones técnicas		Continuidad del servicio
Gestión y ejecución del mantenimiento		Continuidad / Satisfacción

Nota. Elaboración propia a partir del análisis de la matriz de operacionalización de variables y los resultados obtenidos en campo.

En este marco, el análisis desarrollado busca responder a la siguiente lógica:

- ¿Cómo las deficiencias técnicas del sistema afectan la capacidad de suministro de energía?
- ¿De qué manera estas limitaciones se traducen en restricciones de uso y fallas en el servicio?

- ¿Por qué, a pesar de estas deficiencias, los usuarios mantienen niveles relativamente altos de satisfacción?

A partir de estas preguntas, se desarrolla un análisis por dimensiones que permite evidenciar que la relación entre ambas variables no es lineal, sino que se encuentra mediada por factores contextuales, particularmente el ajuste de expectativas del usuario.

En consecuencia, este apartado no solo describe la relación entre variables, sino que permite explicar la existencia de una brecha entre la calidad técnica del servicio y su valoración percibida, la cual constituye el eje central de la presente investigación.

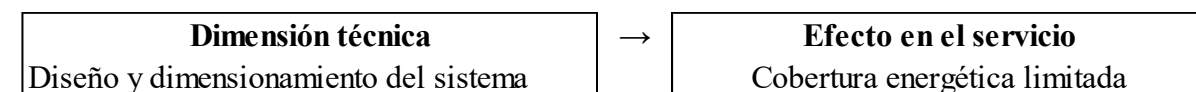
6.1. Diseño y dimensionamiento del sistema vs cobertura energética

En los sistemas evaluados, la potencia instalada y la capacidad de almacenamiento condicionan directamente el nivel de cobertura energética que puede ofrecerse al usuario.

Los resultados evidenciaron una alta concentración de sistemas con una potencia nominal de 85 W (82.81%), seguida por un grupo menor con 80 W (13.47%). Esta distribución refleja un esquema de diseño altamente estandarizado.

Figura 121

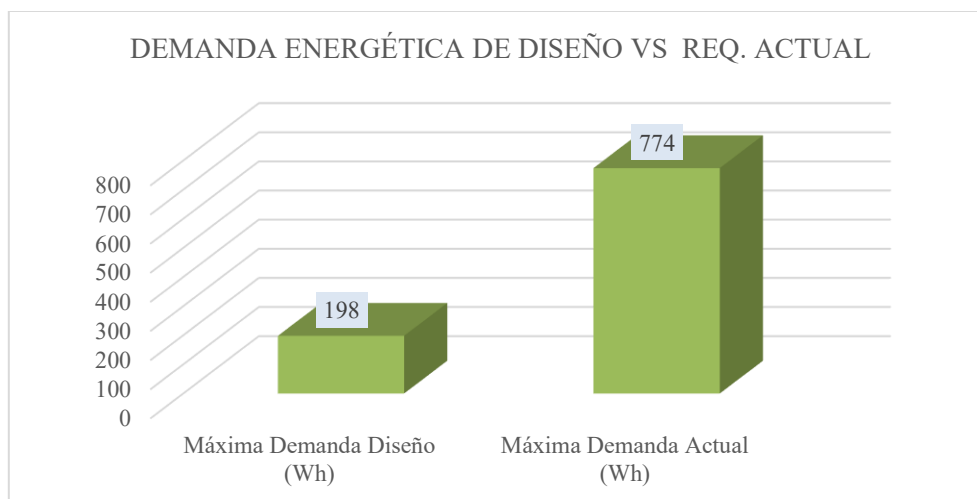
Relación entre el diseño y dimensionamiento y la cobertura energética del servicio



Fuente. Elaboración Propia

Figura 122

Comparativa de la demanda energética de diseño vs requerimiento actual



Nota. Elaboración propia, extraída del capítulo IV

- **Evidencias del análisis**

- Cargas consideradas, conforme diseño de proyecto:

Tabla 43

Cargas consideradas en el diseño del proyecto inicial:

Descripción de la carga	N° Equipos	Potencia Instalada (W)	Potencia Total (W)	Horas día (h)	Energía (Wh/día)
Lámparas Led	3	7	21	4	84
Radio	1	3	3	6	18
TV bajo consumo	1	12	12	3	36
Cargador de celular	1	5	5	4	20
Otros Consumos	1	40	40	1	40
TOTAL	7		81		198

Nota. Tomada de Fijación Tarifaria 2022-2026 para Sistemas Fotovoltaicos Osinergmin

- **Interpretación técnica**

Estas capacidades limitadas descritas, generan:

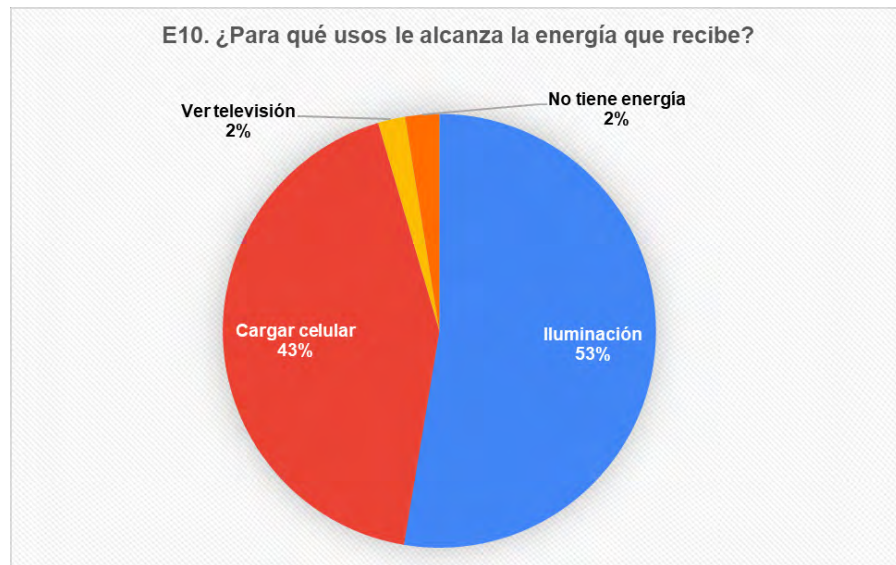
- Restricción a cargas de mayor potencia
- Imposibilidad de cubrir demanda energética diversificada

- **Implicancia en la percepción**

- 97.92% de usuarios indica que la energía no cubre todas sus necesidades, evidenciando una percepción generalizada de insuficiencia energética. Solo el 2.08% indica que el sistema satisface completamente sus requerimientos.
- Utilidad de la energía suministrada por SFV BT8-100, entrevista a usuarios:

Figura 123

Comparativa de la demanda energética de diseño vs requerimiento actual



Nota. Elaboración propia, extraída del capítulo IV

Los usuarios experimentan:

- Limitaciones en el uso de equipos eléctricos
- Necesidad de priorizar consumos básicos

Se configura una:

Percepción de insuficiencia energética.

En síntesis, el diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico inciden directamente en la cobertura energética del servicio. La limitada capacidad instalada restringe

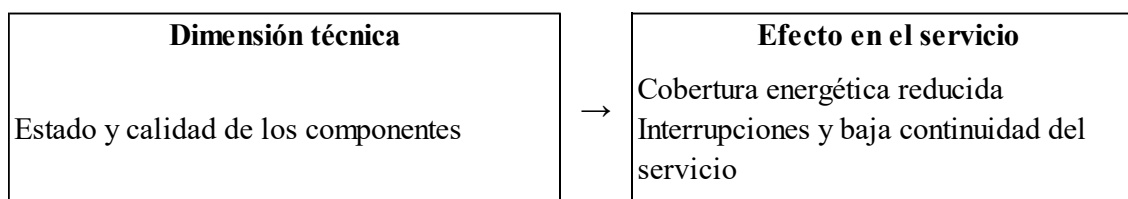
el uso de la energía a aplicaciones básicas, generando una brecha entre la oferta energética del sistema y la demanda real del usuario.

6.2. Estado y calidad de los componentes vs cobertura energética y continuidad del servicio

El estado y la calidad de los componentes del sistema fotovoltaico —principalmente baterías, controladores y, en menor medida, paneles— influyen de manera directa en la disponibilidad de energía y en la estabilidad del suministro eléctrico.

Figura 124

Relación entre el estado de los componentes del sistema fotovoltaico y la cobertura energética y continuidad del servicio



Nota. Elaboración propia a partir del análisis de fichas técnicas de inspección en campo y resultados de encuestas a usuarios.

- **Evidencia del análisis**
 - Baterías y Controladores en condición inoperativa y/o operativa”

Tabla 44

Contraste de Hallazgos de operatividad de baterías y controladores de carga

Presencia de:	Inoperativas	Porcentaje	Ausentes/ Inaccesibles	Porcentaje	Operativas	Porcentaje
Baterías en condición “malo”	51	15.18%	16	4.76%	269	80.06%
Controladores defectuosos o reemplazados	50	14.88%	22	6.55%	264	78.57%

Nota. Fuente. Elaboración propia en base a la información del capítulo IV.

- Componentes del Sistema Fotovoltaico con bajo rendimiento energético:

Tabla 45

Descripción de los componentes del sistema fotovoltaico

DESCRIPCIÓN SFV BT8-100 Wp	CAPACIDAD	CANTIDAD
Potencia del Módulo Solar	80-85 W	1
Capacidad de Almacenamiento	90-100 Ah	1
Capacidad de Controlador de Carga 12 VDC	10 A	1

Nota. Fuente. Elaboración propia en base a la información del capítulo IV.

- Intervenciones correctivas, se ha verificado en las fichas técnicas cambios por deterioro de: 15 baterías de 100 Ah y 15 controladores de carga de 10 A.
- Las baterías deterioradas generan:
- Reducción de la capacidad de almacenamiento (< 90-100 Ah)
- Menor autonomía del sistema fotovoltaico (< 8 horas)

Los controladores defectuosos ocasionan:

- Problemas en la regulación de carga (Intensidad punto Máx. de Potencia < a 4.0 A).
- Riesgo de sobrecarga o descarga profunda (Tensión nominal de la batería menor a 10.5 Vcc o mayor a 15.5 Vcc).

- **Interpretación Técnica**

- Disminución de la energía disponible diaria (<198 Wh-día)
- Funcionamiento inestable del sistema fotovoltaico (Variación de la tensión de servicio).

- **Implicancia en el servicio**

Se afectan simultáneamente dos dimensiones:

- Cobertura energética
- Continuidad del servicio:

Los resultados muestran que el 25.89 % de los usuarios presenta disponibilidades inferiores a 8 horas diarias, lo que evidencia limitaciones en la continuidad del servicio en una proporción significativa de los sistemas evaluados.

Los resultados muestran que el 11.9 % de los usuarios reporta haber experimentado al menos una falla, lo cual evidencia la presencia de interrupciones del servicio en una proporción de los sistemas evaluados. Sin embargo, un aspecto crítico del análisis es que el 46.4 % de los usuarios señala no recordar la frecuencia de fallas.

En síntesis, el estado y calidad de los componentes constituyen un factor crítico en el desempeño del sistema fotovoltaico. Su deterioro reduce tanto la cobertura energética como la continuidad del servicio, evidenciando que, incluso cuando el sistema está instalado, su funcionamiento depende de la condición operativa de sus componentes.

6.3. Instalación y condiciones técnicas del sistema vs continuidad del servicio

Las condiciones de instalación del sistema fotovoltaico y el cumplimiento de criterios técnicos básicos influyen directamente en la confiabilidad operativa y, por tanto, en la continuidad del servicio eléctrico.

Figura 125

Relación entre las condiciones de instalación del sistema fotovoltaico y la continuidad del servicio eléctrico

Dimensión técnica	→	Efecto en el servicio
Instalación y condiciones técnicas del sistema		Disminución de la continuidad del servicio

Nota. Elaboración propia a partir del análisis de fichas técnicas de inspección en campo y registros de condiciones de instalación.

- **Evidencia del análisis**

Del análisis de las Fichas Técnicas se muestra que el 96.13% (323 SFV) de los sistemas se realizaron intervenciones sobre el cableado y las conexiones eléctricas, que consistieron en:

- Control de conexiones y cableado del panel fotovoltaico
- Limpieza de los contactos de la bornera del panel fotovoltaico
- Ajuste de los cables de entrada y salida del controlador.
- Ajuste de los cables terminales de la batería

Registros de:

- Equipos que no operan correctamente
- Limitaciones en la intervención técnica

De la encuesta al personal técnico P7. ¿Con qué frecuencia detecta problemas en conexiones o cableado? El 30% (3 técnicos) de los técnicos reportó fallas frecuentes y el 70% (7 técnicos) indicó ocurrencia ocasional esto confirma que los problemas en el cableado no son aislados, sino parte del comportamiento operativo del sistema.

- **Interpretación técnica**

Las condiciones deficientes de instalación generan:

- Mayor probabilidad de fallas eléctricas
- Incremento de pérdidas por conexiones inadecuadas
- Dificultades en la operación y mantenimiento del sistema

Asimismo:

- La inaccesibilidad a los componentes de los sistemas fotovoltaicos (panel, batería, controlador y conexiones expuestos en el capítulo V) limita la detección y corrección oportuna de fallas.

- **Implicancia en el servicio**

Se afecta directamente la continuidad del servicio, a través de:

- Interrupciones en el suministro

Los resultados muestran que el 25.89 % de los usuarios presenta disponibilidades inferiores a 8 horas diarias, lo que evidencia limitaciones en la continuidad del servicio en una proporción significativa de los sistemas evaluados.

- Funcionamiento irregular del sistema
- Mayor tiempo de inoperatividad ante fallas

En síntesis, las condiciones de instalación del sistema fotovoltaico constituyen un factor determinante en la continuidad del servicio eléctrico. Deficiencias en la disposición, accesibilidad y configuración de los componentes incrementan la probabilidad de fallas y dificultan su atención, afectando la confiabilidad del sistema en operación.

6.4. Gestión y ejecución del mantenimiento técnico vs continuidad y percepción del servicio

La gestión y ejecución del mantenimiento técnico constituyen un factor clave en el desempeño operativo de los sistemas fotovoltaicos, al incidir directamente en la continuidad del servicio y en la percepción del usuario respecto a la calidad del mismo.

Figura 126

Relación entre la gestión del mantenimiento técnico y la continuidad y percepción del servicio eléctrico

Dimensión técnica	→	Efecto en el servicio
Gestión y ejecución del mantenimiento técnico		Disminución de la continuidad del servicio
		Influencia en la percepción del usuario

Nota. Elaboración propia a partir de entrevistas a personal técnico, encuestas a usuarios y análisis de intervenciones registradas en campo.

- **Evidencia del análisis**

Ejecución del mantenimiento preventivo con:

Retrasos ocasionales y limitaciones operativas, identificado en P10. ¿El mantenimiento preventivo semestral programado se ejecuta en campo? Los resultados muestran que el 60% de los técnicos reporta retrasos ocasionales en la ejecución del mantenimiento, mientras que el 30% indica que se cumple siempre dentro del plazo establecido y el 10% señala que rara vez se cumple. Esto evidencia que, aunque existe una planificación semestral, su ejecución en campo presenta dificultades operativas que afectan la oportunidad de las intervenciones.

Presencia significativa de:

- Mantenimiento correctivo (en el periodo 2025 se registró 619 averías en controladores y 627 averías en baterías conforme Formato IV remitido por Electro Oriente SA a Osinergmin).

En relación con la atención de fallas:

Tiempos prolongados de respuesta, en base a E6. Aproximadamente, ¿Cuántos días demoran en atender su reclamo? Los resultados muestran una alta variabilidad en los tiempos de atención. Solo un 5.95% de los usuarios reporta tiempos de respuesta entre 1 y 30 días, y un 1.49% entre 31 y 60 días. En contraste, una proporción considerable de usuarios experimenta demoras prolongadas: el 20.24% reporta tiempos de atención entre 61 y 180 días, mientras que el 27.98% indica esperas entre 181 y 360 días.

Sin embargo, el aspecto más crítico se evidencia al considerar que 153 casos no han sido atendidos, lo que refleja una acumulación significativa de reclamos pendientes.

- **Interpretación técnica y operativa**

La baja eficacia del mantenimiento preventivo genera:

- Fallas no prevenidas oportunamente.
- Mayor dependencia del mantenimiento correctivo.

Las limitaciones en la gestión (logística, acceso, recursos) producen:

- Demoras en la atención de reclamos y/o fallas en componentes de los SFV
- Acumulación de fallas en distintas localidades de la zona de concesión

En consecuencia:

- El sistema opera bajo un enfoque correctivo más que preventivo

- **Implicancia en el usuario**

En la percepción del usuario:

- Experiencia de atención tardía.
- Sensación de baja capacidad de respuesta.
- Valoración condicionada por la disponibilidad del servicio.

En síntesis, la gestión del mantenimiento técnico influye directamente en la continuidad del servicio eléctrico y, de manera indirecta, en la percepción del usuario. Las deficiencias en su ejecución generan fallas recurrentes y tiempos prolongados de atención, evidenciando una operación con predominio correctivo que limita la confiabilidad del sistema.

6.5. Relación global con la satisfacción del usuario

El análisis de las dimensiones técnicas y operativas del sistema fotovoltaico, en contraste con la percepción del servicio, permite establecer que la relación entre ambas variables no es directa ni proporcional, especialmente en lo que respecta a la satisfacción del usuario.

Figura 127

Relación global entre las deficiencias técnicas del sistema y la satisfacción del usuario

Condición técnica del sistema	→	Respuesta del usuario
Limitaciones en diseño y capacidad	→	Restricción en el uso de la energía
Deficiencias en componentes	→	Fallas y bajo rendimiento del sistema
Problemas en mantenimiento	→	Demoras en atención de fallas
Conjunto de deficiencias técnicas	→	Satisfacción moderada a alta

Nota. Elaboración propia a partir del análisis integrado de resultados técnicos, encuestas a usuarios y entrevistas a personal técnico.

- **Evidencia del análisis**

Tabla 46

Hallazgos y evidencias de la evaluación de las deficiencias técnicas y operativas de los SFV

Hallazgo clave	Evidencia principal	Causa estructural	Implicancia en el sistema
Desajuste oferta–demanda	Diseño: ~200 Wh/día vs Uso real: ~774 Wh/día	Sistema diseñado para un contexto de bajo consumo	Déficit energético permanente
Estandarización del diseño	82.81% sistemas de 85 W	Enfoque de cobertura, no de adecuación al usuario	Limitación estructural del sistema
Limitaciones en almacenamiento	Baterías degradadas, autonomía 6–8 h	Alta exposición a descargas profundas	● Cuello de botella del sistema
Sobrecarga del sistema	100% técnicos reportan sobrecargas	Uso de inversores y equipos no previstos	Fallas recurrentes y reducción de vida útil
Ciclo de degradación	Mayor demanda → descarga profunda → menor capacidad	Interacción entre uso y limitaciones técnicas	Deterioro progresivo del sistema
Mantenimiento correctivo predominante	Reemplazos frecuentes y ajustes constantes	Falta de enfoque preventivo basado en datos	Operación dependiente de intervención
Factor usuario	Manipulación y uso no previsto del sistema	Desajuste entre sistema y necesidades reales	Impacto en desempeño y percepción del servicio

Nota. Fuente. Elaboración propia en base a la información del capítulo IV.

Tabla 47

Hallazgos y evidencias de la evaluación de la percepción del servicio eléctrico en clientes BT8

Hallazgo clave	Evidencia principal	Interpretación	Implicancia en la percepción
Aparente suficiencia del servicio	60% de técnicos considera el sistema “suficiente”, pese a sobrecargas y déficit energético	La suficiencia es relativa, no refleja el desempeño real del sistema	Percepción de conformidad parcial
Brecha entre servicio esperado y recibido	Sistema limitado vs usuario con consumo creciente	Desajuste entre diseño estático y uso dinámico	Insatisfacción progresiva
Percepción condicionada por acceso	Evaluación basada en “tener o no electricidad”	Se prioriza el acceso sobre la calidad del servicio	Aceptación de servicios técnicamente deficientes
Sistema “funciona, pero no satisface”	Cumple iluminación básica, pero no cubre necesidades actuales	El sistema responde a usos mínimos, no a demandas reales	Percepción de servicio limitado e insuficiente

Nota. Elaboración propia a partir de encuestas a usuarios BT8, entrevistas a personal técnico y análisis integrado del desempeño del SFV en las provincias de Maynas y Requena.

CONCLUSIÓN GENERAL

Para el objetivo general se tiene:

Correlaciones	Def. técnicas	Percepción
Def. técnicas	1.000	-.814
Sig.	.	.000
Percepción	-.814	1.000
Sig.	.000	.
N	324	324

La correlación es significativa al nivel 0.01 (bilateral). El análisis de correlación evidencia un coeficiente Rho de Spearman ($\rho = -0.814$), el cual indica una relación negativa muy alta entre las deficiencias técnicas y operativas y la percepción del servicio eléctrico. Asimismo, el valor de significancia ($p = 0.000$) confirma que dicha relación es estadísticamente significativa. En consecuencia, a medida que aumentan las deficiencias

técnicas de los sistemas, disminuye significativamente la percepción favorable del servicio eléctrico por parte de los usuarios.

No obstante, la percepción del servicio por parte de los usuarios se mantiene mayoritariamente favorable, aunque no plenamente satisfactoria, considerando que el 90.77% se declara satisfecho, pero solo un 0.30% muy satisfecho. Este resultado demuestra que la valoración positiva del servicio responde a un nivel básico de conformidad.

Para la Hipótesis General se tiene:

Tabla 48

Impacto de las deficiencias técnicas y operativas en la percepción del servicio en usuarios BT8

Modelo	R	R²	R² Ajust.	Error
1	0.823	0.677	0.676	0.431

ANOVA	SC	gl	MC	F	Sig.
Regresión	123.845	1	123.845	675.431	0.000
Residuo	58.997	322	0.183		

Variable	B	EE	Beta	t	Sig.
Constante	5.214	0.183		28.492	0.000
Def. técnicas	-0.781	0.030	-0.823	-25.989	0.000

Nota. Elaboración propia

El modelo de regresión lineal presentó un adecuado nivel de ajuste ($R = 0.823$) y un coeficiente de determinación de $R^2 = 0.677$, lo que indica que las deficiencias técnicas y operativas explican el 67.7% de la variabilidad de la percepción del servicio eléctrico. Además, el valor de $F = 675.431$ con $p = 0.000$ confirma que el modelo es estadísticamente significativo. Finalmente, el coeficiente $\beta = -0.823$ evidencia una influencia negativa de elevada magnitud, demostrando que el incremento de las deficiencias técnicas ocasiona una disminución significativa en la percepción favorable del servicio eléctrico. En consecuencia, se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis de investigación.

CAPÍTULO VII

7. PROPUESTA DE MEJORAS PARA OPTIMIZAR EL SERVICIO ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO

El análisis de los capítulos anteriores evidenció que las deficiencias de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios no son aisladas, sino que responden a la interacción de factores técnicos, operativos y de uso, vinculados al diseño del sistema, el estado de los componentes, las condiciones de instalación, la gestión del mantenimiento y el comportamiento del usuario.

Desde el enfoque técnico, el desempeño del sistema depende de su adecuado dimensionamiento y de la calidad de sus componentes. El diseño en sistemas aislados es crítico, ya que determina su capacidad de respuesta ante la demanda y condiciones de operación (Kalogirou, 2014; Perpiñán Lamigueiro, 2011). Asimismo, el deterioro de componentes —especialmente baterías— reduce la continuidad y confiabilidad del suministro (IRENA, 2015).

En el ámbito operativo, la sostenibilidad del servicio está condicionada por la eficiencia del mantenimiento. La falta de seguimiento sistemático y la limitada estandarización de las intervenciones reducen la capacidad de respuesta ante fallas, afectando la continuidad del servicio (Domenech Léga, 2013; Montaña Pisfil, 2021).

Desde la perspectiva del usuario, la percepción del servicio está influenciada por la experiencia de uso y el nivel de información disponible. La falta de capacitación puede generar patrones de consumo inadecuados que afectan el desempeño del sistema (Agencia Estatal de Evaluación de las Políticas Públicas y la Calidad de los Servicios, 2009).

- **Enfoque de la propuesta**

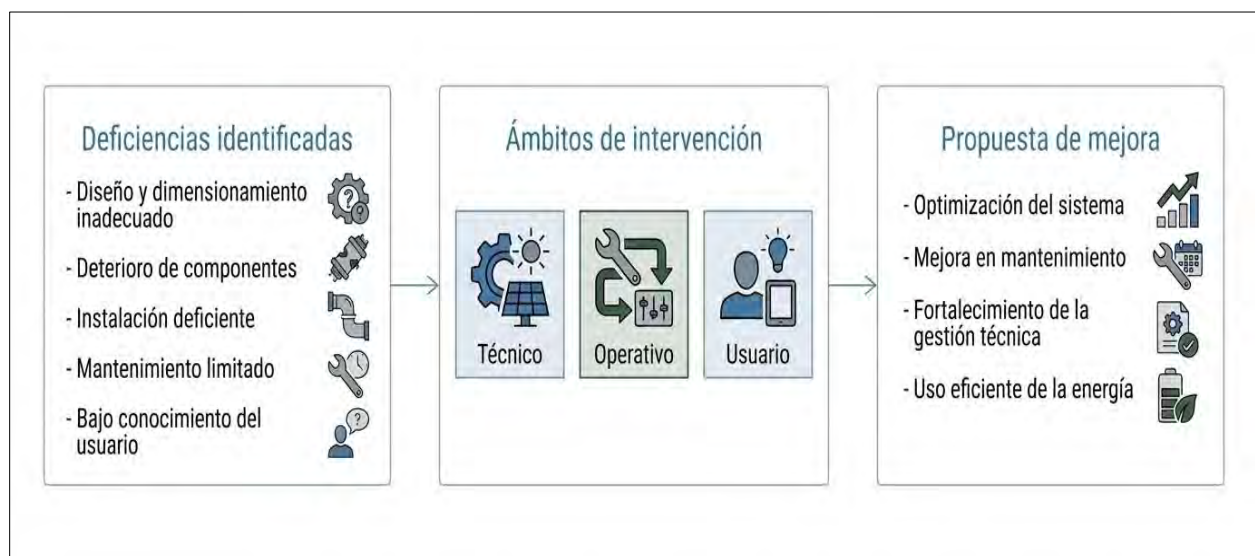
La intervención se plantea como una mejora integral basada en tres ejes: **Técnico, Operativo y Usuario.**

Este enfoque se alinea con los principios de sostenibilidad en electrificación rural, que integran componentes tecnológicos, organizativos y sociales para garantizar la calidad del servicio (Masters, 2013; IRENA, 2015).

En consecuencia, la propuesta busca no solo corregir deficiencias, sino mejorar de forma sostenible el desempeño del servicio eléctrico en condiciones reales de uso.

Figura 128

Enfoque de la propuesta de mejora de los sistemas fotovoltaicos



Nota. Fuente: Elaboración propia.

7.1. Contexto institucional y operativo de la intervención

7.1.1. Rol del Estado en la electrificación rural con sistemas fotovoltaicos

En el Perú, la electrificación rural mediante sistemas fotovoltaicos forma parte de una política pública orientada a cerrar brechas de acceso al servicio eléctrico en zonas aisladas, donde la extensión de redes convencionales no es viable. En este proceso, el Estado —a través

del Ministerio de Energía y Minas (MINEM)— cumple funciones clave que influyen directamente en la calidad del servicio que perciben los usuarios de la tarifa BT8.

Desde un enfoque funcional, su intervención se organiza en tres dimensiones principales:

- Planificación del servicio, mediante el Plan Nacional de Electrificación Rural, donde se definen metas de cobertura y criterios de priorización basados en pobreza, dispersión poblacional y viabilidad técnica.
- Implementación de infraestructura, a través de programas como el Programa Masivo Fotovoltaico, que ha permitido la instalación de sistemas en viviendas y servicios públicos en regiones como Loreto (Ministerio de Energía y Minas, 2013).
- Regulación y sostenibilidad, mediante marcos normativos para sistemas aislados y esquemas tarifarios como el BT8, junto con mecanismos de subsidio que buscan viabilizar el servicio (Osinergmin, 2010, 2012; Osinergmin, 2018).

En términos técnicos, estos sistemas permiten el suministro eléctrico autónomo en zonas no interconectadas, aprovechando energía solar como fuente renovable, en línea con los objetivos de sostenibilidad energética (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2015; Ministerio de Energía y Minas, 2021).

Sin embargo, desde la perspectiva del presente estudio, este marco de intervención no garantiza por sí mismo la calidad del servicio percibido. Persisten **limitaciones vinculadas a la operación, mantenimiento y continuidad del suministro, que influyen directamente en la percepción de los usuarios de la Tarifa BT8**, especialmente en contextos rurales como

Loreto. A ello se suman debilidades de articulación institucional y monitoreo de resultados, que afectan la sostenibilidad del servicio en el tiempo.

Figura 129

Rol del Estado en la electrificación rural con sistemas fotovoltaicos



Nota. La figura muestra las principales funciones del Estado en el proceso de electrificación rural, incluyendo la planificación, implementación, regulación y sostenibilidad del servicio eléctrico en sistemas fotovoltaicos aislados. Elaboración propia.

7.1.2. Responsabilidad de la empresa operadora (Electro Oriente)

En el esquema de electrificación rural del Perú, la operación de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios es responsabilidad de empresas concesionarias como Electro Oriente S.A., encargada del servicio en la región Loreto. Este modelo separa la implementación (Estado) de la operación y mantenimiento.

Electro Oriente debe garantizar la continuidad y calidad del servicio mediante mantenimiento preventivo y correctivo, reposición de componentes y supervisión operativa, conforme a la normativa vigente (Osinerghmin, 2012, 2018) y la Norma DGE Especificación Técnica del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural.

Figura 130

Responsabilidad de la empresa operadora en sistemas fotovoltaicos rurales



Nota. La figura presenta las principales funciones de la empresa operadora en la gestión de sistemas fotovoltaicos domiciliarios, incluyendo la operación del servicio, el mantenimiento, la gestión técnica y la interacción con el usuario. Elaboración propia.

7.1.3. Estructura y lógica de funcionamiento de la tarifa BT8

La tarifa BT8 corresponde a un esquema regulado aplicado a usuarios de sistemas eléctricos aislados, especialmente en sistemas fotovoltaicos domiciliarios en zonas rurales. A diferencia de las tarifas del sistema interconectado, no se basa en consumo medido en tiempo

real, sino en un cargo fijo mensual asociado a una canasta de energía estimada según la potencia nominal del sistema fotovoltaico.

Este esquema se sustenta en perfiles de consumo estándar para sistemas fotovoltaicos de pequeña escala, donde la energía disponible depende del dimensionamiento (paneles, baterías e inversores) y de la irradiación solar (Osinergmin, 2018).

Tabla 49

Cálculo Tarifario para zona Selva, con Inversión 100% Estado

Cálculo Tarifario para Selva, con Inversión Inicial 100% del Estado						
Tipo de Sistema Fotovoltaico		BT8-070	BT8-100	BT8-160	BT8-240	BT8-320
Inversión (VNR_{SFV})	US\$/año	886.18	935.83	1,162.11	1,399.09	1,847.07
Anualidad de la Reposición ($bVNR_{SFV}$)	US\$/año	39.86	42.09	52.27	62.92	83.07
Costo Anual de Explotación ($aOMyC_{SFV}$)	US\$/año	110.04	115.95	153.04	166.94	233.7
Total, Costo Anual	US\$/año	149.90	158.04	205.31	229.86	316.77
Mensualidad de la Reposición ($bVNR_{SFV}$)	US\$/mes	3.31	3.49	4.33	5.22	6.89
Costo Mensual de Explotación ($mOMyC_{SFV}$)	US\$/mes	9.17	9.66	12.75	13.91	19.48
Total, Costo Mensual	US\$/mes	12.48	13.15	17.08	19.13	26.37
Energía Promedio Estimada Disponible	kWh.mes	6.46	8.63	14.09	21.13	28.17
Cargo por Energía Equivalente	ctm S/./kW.h	715.55	564.20	448.74	335.08	346.44
Cargo Fijo Mensual	S/./mes	46.19	48.67	63.21	70.80	97.60

Fuente: Elaborado a partir de la información de Osinergmin, Fijación Tarifaria periodo 2022 – 2026

Tabla 50

Estructura de la tarifa BT8 por región y capacidad del sistema fotovoltaico (sin IGV)

Vigente a partir del 04/May/2025

Inversiones	Región	Tipo de Módulo	Energía Promedio Mensual Disponible (kW.h)	Carga Fijo Equivalente por Energía Promedio (ctm.S/./kW.h)	
				Sin FOSE	Con FOSE
100% Estado	Costa	BT8-070	7,75	484,96	96,98
		BT8-100	10,36	411,98	82,38
		BT8-160	16,92	300,18	60,03
		BT8-240	25,37	251,41	50,27
		BT8-320	33,83	243,15	70,65
	Sierra	BT8-070	8,06	481,15	96,21
		BT8-100	10,77	407,89	81,56
		BT8-160	17,59	296,21	59,23
		BT8-240	26,39	246,79	49,35
		BT8-320	35,18	237,63	75,51
	Selva	BT8-070	6,46	705,43	141,06
		BT8-100	8,63	603,20	120,62
		BT8-160	14,09	434,80	86,95
		BT8-240	21,13	364,35	72,86
		BT8-320	28,17	372,84	74,56
	Amazonía (1)	BT8-070	6,46	753,75	150,73
		BT8-100	8,63	650,98	130,17
		BT8-160	14,09	473,36	94,66
		BT8-240	21,13	400,93	80,17
		BT8-320	28,17	412,32	82,45
100% Empresa	Costa	BT8-070	7,75	751,18	150,21
		BT8-100	10,36	634,13	126,81
		BT8-160	16,92	468,85	93,75
		BT8-240	25,37	396,04	79,20
		BT8-320	33,83	383,46	111,41
	Sierra	BT8-070	8,06	739,88	147,95
		BT8-100	10,77	623,18	124,62
		BT8-160	17,59	459,71	91,93
		BT8-240	26,39	387,01	77,39
		BT8-320	35,18	373,45	118,67
	Selva	BT8-070	6,46	1 033,68	206,70
		BT8-100	8,63	879,41	175,85
		BT8-160	14,09	642,81	128,54
		BT8-240	21,13	544,52	108,89
		BT8-320	28,17	548,13	109,61
	Amazonía (1)	BT8-070	6,46	1 118,19	223,60
		BT8-100	8,63	957,64	191,50
		BT8-160	14,09	706,61	141,30
		BT8-240	21,13	602,94	120,57
		BT8-320	28,17	608,59	121,70

(1) Aplicable en zonas de la amazonía bajo el ámbito de la Ley N° 27037

Cargos de Corte y Reconexión - S/.

(No incluye IGV)

Vigente a partir del 04/May/2025

Cargo	Costa	Sierra	Selva	Amazonía (1)
Corte	5,49	8,32	13,70	13,70
Reconexión	8,17	10,40	17,63	17,63

(1) Aplicable en zonas de la amazonía bajo el ámbito de la Ley N° 27037

Nota: Pliego tarifario BT8 vigente para mayo 2025 para sistemas fotovoltaicos domiciliarios en zonas rurales, aprobado por Osinergmin.

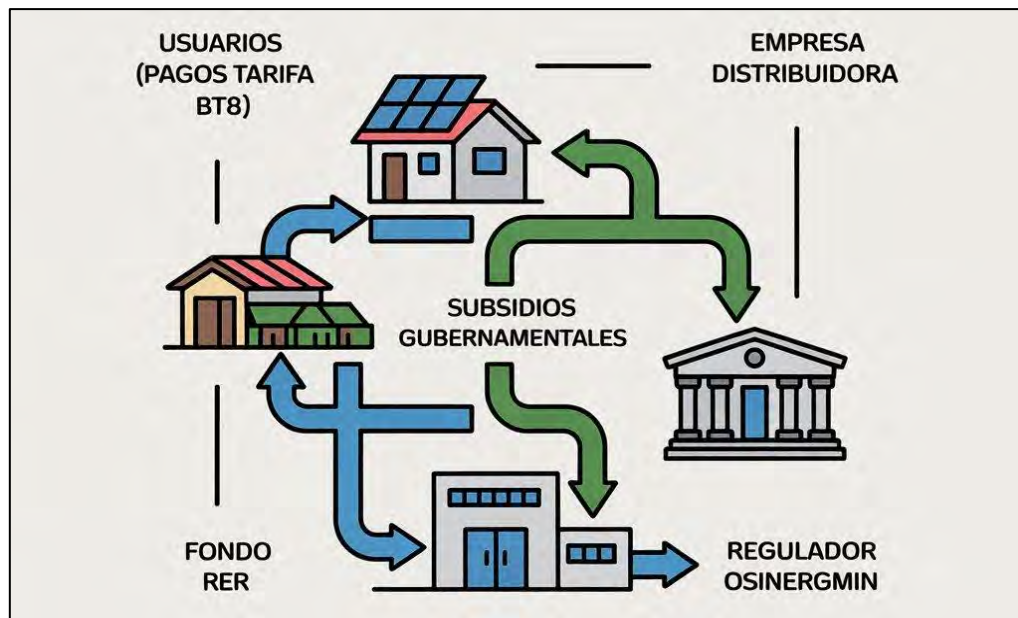
7.1.4. Implicancias del esquema tarifario BT8 en la sostenibilidad del servicio

Desde la perspectiva del presente estudio, este esquema tarifario tiene implicancias directas en la sostenibilidad del servicio, ya que condiciona los ingresos disponibles para la operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos. En combinación con las deficiencias técnicas identificadas en el capítulo anterior, esta limitación económica contribuye a restricciones en la reposición de componentes, tiempos de atención y mantenimiento preventivo, afectando la continuidad del servicio.

Esto se refleja finalmente en la percepción del usuario BT8, quien asocia la intermitencia del suministro, la baja capacidad operativa del sistema y la demora en la atención de fallas con un servicio de baja calidad, reforzando las brechas ya identificadas en la fase diagnóstica.

Figura 131

Flujo de financiamiento del servicio eléctrico en sistemas fotovoltaicos domiciliarios (Tarifa BT8)



Nota: Elaboración propia con base en la estructura del esquema tarifario BT8 y los mecanismos de compensación del servicio eléctrico en sistemas aislados.

7.2. Propuestas de mejora

7.2.1. Propuesta técnica

Los resultados del Capítulo 4 evidencian que una proporción importante de sistemas fotovoltaicos domiciliarios presenta condiciones de subdimensionamiento, lo que genera insuficiencia energética, operación frecuente en régimen crítico y reducción acelerada de la vida útil de componentes clave, especialmente del sistema de almacenamiento. Estas deficiencias técnicas se relacionan directamente con la percepción negativa del servicio identificada en los usuarios BT8.

7.2.2. Perfiles de demanda reales en el dimensionamiento

El dimensionamiento convencional de sistemas fotovoltaicos suele basarse en perfiles estandarizados; sin embargo, los resultados empíricos muestran una discrepancia significativa con el comportamiento real de los usuarios. En el caso analizado, se identificó una demanda promedio de aproximadamente 776 Wh/día.

Este desajuste entre oferta y demanda contribuye a:

- Descargas profundas recurrentes de baterías
- Reducción de autonomía del sistema
- Mayor frecuencia de fallas y mantenimiento correctivo
- Limitaciones en la continuidad del servicio percibido por el usuario

En consecuencia, el redimensionamiento del sistema en función de perfiles reales de consumo constituye una medida técnica clave para mejorar la eficiencia operativa y reducir las deficiencias que impactan en la calidad del servicio BT8.

En la Tabla 17 se evidencia que, en muchos casos, la demanda supera la capacidad energética disponible en sistemas fotovoltaicos de categorías BT8 de menor potencia, generando una brecha estructural entre oferta y consumo.

En este sentido, **se propone que el dimensionamiento incorpore perfiles de demanda ajustados al comportamiento real del usuario**, considerando:

- Tipo de cargas conectadas
- Horarios de uso
- Crecimiento progresivo de la demanda

Esta medida permite reducir condiciones de sobrecarga del sistema y mejorar la continuidad del servicio, así como la cobertura energética efectiva, lo cual impacta directamente en la percepción del servicio eléctrico en usuarios BT8.

7.2.3. Redimensionamiento del sistema fotovoltaico

En los sistemas fotovoltaicos donde se ha identificado una condición de subdimensionamiento, principalmente en aquellas configuraciones con módulos fotovoltaicos de potencia inferior a 200 Wp, se propone la migración progresiva hacia configuraciones con módulos de 320 Wp. Esta mejora contempla el incremento de la potencia fotovoltaica instalada, el aumento de la capacidad de almacenamiento energético, la incorporación de un inversor fotovoltaico y el suministro de energía en 220 Vac. Como resultado, se incrementa la capacidad instalada del sistema y la disponibilidad de energía diaria, permitiendo una mejor correspondencia entre la oferta energética del sistema fotovoltaico y la demanda real de los usuarios, contribuyendo así a mejorar la calidad y continuidad del servicio eléctrico. Esta propuesta de migración se realiza en base a la Fijación Tarifaria Rural para Sistemas Fotovoltaicos del periodo 17/08/2022 – 16/08/2026.

El análisis comparativo realizado evidencia que un sistema típico de configuración BT8-100 (actual), compuesto por un generador fotovoltaico de 85 Wp, una batería de 90 Ah y un controlador de 10 A, presenta limitaciones significativas en términos de energía disponible, alcanzando aproximadamente 198 Wh/día. Esta capacidad resulta insuficiente frente a los niveles de consumo identificados y los requerimientos reales de los usuarios (774 W/h) analizados en el Capítulo IV.

En este sentido, se propone la migración al Módulo BT8-320, el cual considera:

- 4 Paneles de 80 –85 Wp
- 3 baterías de 90 – 100 Ah
- Autonomía 1.5 días.
- Inversor de 500 VA
- Tensión de Servicio 220 Vac

Tabla 51

Condiciones y prestaciones del Módulo BT8-320 Wp establecidas por Osinergmin

Descripción de la Carga	Nº de Equipos	Potencia Instalada (W)	Potencia Total (W)	Horas día (h)	Energía (Wh/día)
Lámparas LED	4	7	28	5	140
Cargador de Celular	1	5	5	2	10
Laptop	2	30	60	3	180
Impresora	1	60	60	1	60
DVD	1	20	20	2	40
TV	1	12	12	2	24
Inversor	1	7.5	7.5	8	60
Otras cargas	1	40	40	8	320
TOTAL	12		232.5		834

Nota: Tomada del Informe Técnico de la Fijación de la Tarifa Rural para Sistemas Fotovoltaicos periodo 2022-2026.

Este redimensionamiento permite alcanzar una disponibilidad energética del orden de 834 Wh/día, lo que representa un incremento sustancial en la capacidad de suministro del sistema. Desde el punto de vista técnico, esta mejora implica:

- Incremento de la energía disponible diaria en más del 70%, permitiendo cubrir la demanda real del usuario
- Mayor estabilidad del sistema, al reducir la operación en condiciones de descarga profunda
- Mejor aprovechamiento de la generación fotovoltaica, al contar con una capacidad de almacenamiento acorde a las necesidades energéticas.

Asimismo, el redimensionamiento propuesto mantiene criterios adecuados de autonomía del sistema, garantizando continuidad del servicio ante condiciones de baja radiación solar.

Adicionalmente, la incorporación de configuraciones con salida en corriente alterna (220 VAC) permite ampliar la compatibilidad con equipos eléctricos convencionales, mejorando la cobertura energética y la funcionalidad del servicio.

Tabla 52

Comparación entre configuración actual BT8-100 y propuesta BT8-320

Parámetros	BT8-100 (actual)	BT8-320 (propuesto)	Mejora esperada
Potencia FV (Wp)	85 Wp	320 Wp	73.44% más de potencia instalada
Capacidad Batería (Ah)	90	270	+180 Ah de capacidad
Energía Disponible (Wh/día)	198	834	76.26% más de Energía diaria disponible

Días de autonomía	1.5	1.5	Se mantiene, pero con mayor capacidad
Tensión de Servicio	12 VDC	220 VAC	Permitirá utilizar cualquier artefacto en corriente alterna 220 VAC

Nota: Elaboración propia a partir de modelamiento de capacidad energética de sistemas fotovoltaicos domiciliarios bajo esquema tarifario BT8.

Este redimensionamiento permite reducir la brecha entre el diseño original del sistema fotovoltaico y las condiciones reales de consumo, constituyendo una intervención estructural que impacta directamente en la continuidad del servicio, la cobertura energética y la satisfacción del usuario.

7.2.4. Optimización del almacenamiento (baterías)

Uno de los principales factores de degradación identificados en los sistemas es la operación de las baterías en condiciones de descarga profunda. En este sentido, la mejora del sistema se propone desde un enfoque integral que combina selección tecnológica y control operativo del almacenamiento.

a) Sustitución progresiva de baterías de plomo-ácido por tecnología LiFePO₄

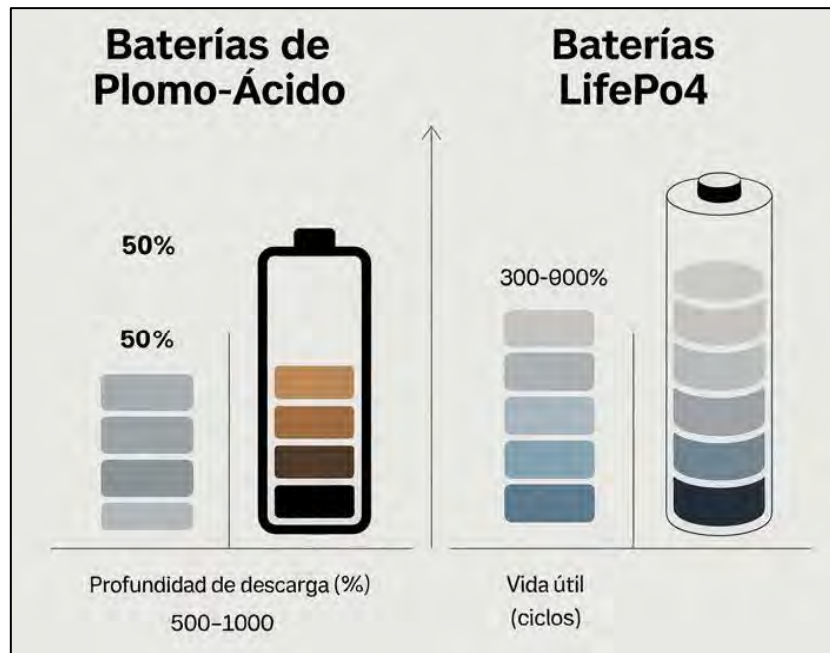
Una de las mejoras más relevantes a nivel técnico es la migración hacia baterías de ion-litio, particularmente del tipo fosfato de hierro y litio (LiFePO₄), las cuales presentan ventajas sustanciales frente a las baterías de plomo-ácido utilizadas tradicionalmente en sistemas rurales. Desde el punto de vista operativo:

- Las baterías de plomo-ácido operan típicamente con profundidades de descarga recomendadas del orden del 50%, con una vida útil aproximada de 500–1000 ciclos (ExpertCE, 2025).

- En contraste, las baterías LiFePO_4 permiten profundidades de descarga del 80–90%, con vidas útiles que pueden superar los 3000–6000 ciclos (ExpertCE, 2025).

Figura 132

Comparación de la profundidad de descarga y vida útil entre baterías de plomo-ácido y LiFePO_4



Nota. Adaptado de Lithium-ion vs lead-acid solar batteries, por ExpertCE (2025).

b) Dimensionamiento basado en energía útil disponible

Se propone utilizar como criterio de diseño la energía útil disponible, en lugar de la capacidad nominal, considerando:

- Profundidad de descarga
- Eficiencia del sistema

Este enfoque permite representar de manera más precisa la capacidad real del sistema para atender la demanda energética del usuario. En lugar de dimensionar la batería en función

de la capacidad nominal (Ah), se propone utilizar el concepto de energía útil disponible, definido como:

$$E_{\text{útil}} = C \times \text{DoD} \times \eta$$

Donde:

C: Capacidad nominal (Wh)

DoD: Profundidad de descarga

η : Eficiencia del sistema

Este enfoque es crítico, ya que dos sistemas con la misma capacidad nominal pueden entregar energías útiles muy distintas debido a diferencias en DoD y eficiencia (SolarVsGrid, s.f.).

Por ejemplo:

Caso 1: Sistema con batería de plomo-ácido (sin BMS)

Supuestos:

- Capacidad: 1000 Wh
- DoD recomendado: 50%
- Eficiencia: 80%

Cálculo:

$$E_{\text{útil}} = 1000 \times 0.5 \times 0.8 = 400 \text{ Wh}$$

Caso 2: Sistema con batería LiFePO₄ (con BMS)

Supuestos:

- Capacidad: 1000 Wh
- DoD permitido: 90%
- Eficiencia: 95%

Cálculo:

$$E_{\text{útil}} = 1000 \times 0.9 \times 0.95 = 855 \text{ Wh}$$

- Sistema plomo-ácido: 400 Wh útiles
- Sistema LiFePO₄: 855 Wh útiles

Esto quiere decir que, a pesar de contar con la misma capacidad nominal (1000 Wh), el sistema con batería LiFePO₄ entrega más del doble de energía útil (855 Wh) en comparación con el sistema de plomo-ácido (400 Wh). Esta diferencia se explica por la mayor profundidad de descarga permitida y la mayor eficiencia operativa, ambas facilitadas por la incorporación del sistema de gestión de baterías (BMS), el cual optimiza automáticamente las condiciones de operación y evita degradaciones prematuras.

También existe un impacto en la degradación:

Sin BMS (plomo-ácido):

- Si el usuario descarga al 80% (error común):
- Reduce drásticamente la vida útil (ej. de 800 → 300 ciclos)

Con BMS (LiFePO₄):

- El sistema limita automáticamente la descarga
- Mantiene operación dentro de rangos óptimos
- Puede alcanzar >3000 ciclos

Esto implica que, en muchos casos, la migración tecnológica puede ser más eficiente que el simple aumento de capacidad instalada.

En consecuencia, considerando además la evidencia técnica obtenida en los Capítulos IV y V de la presente investigación, se propone la siguiente batería LiFePO₄ y especificaciones técnicas como alternativa para la migración gradual en los sistemas fotovoltaicos domiciliarios:

Propuesta: **Baterías RT12-100 Ah:**

- Eficiencia energética

La batería RT12-100 presenta una capacidad utilizable superior a la de las tecnologías tradicionales, ya que permite aprovechar al 100% toda la energía disponible de recursos brindada por la naturaleza. En sistemas fotovoltaicos, esta característica favorece la optimización del suministro energético. Una batería de litio de 100 Ah puede entregar 85 Ah como mínimo de capacidad útil, mientras que una batería de plomo-ácido de la misma capacidad proporciona alrededor de 50 Ah.

- Ciclo de vida:

Diversos estudios indican que este modelo puede alcanzar entre 2 000 y 5 000 ciclos de carga y descarga, manteniendo un adecuado desempeño bajo condiciones normales de operación. En comparación, las baterías de plomo-ácido presentan un rango aproximado de 200 a 1 000 ciclos de vida útil, por lo que la RT12-100 ofrece una mayor durabilidad. Además, permite su conexión en series hasta 48 V.

- Resistencia climática:

Las baterías de litio representan una alternativa adecuada para entornos con condiciones ambientales exigentes. El modelo RT12-100 puede operar a temperaturas de hasta -20°C , conservando más del 80 % de su capacidad, mientras que las baterías convencionales mantienen aproximadamente el 30 % de su capacidad en las mismas condiciones.

- Mantenimiento mínimo:

La batería RT12-100 incorpora un sistema de gestión de baterías (BMS) que realiza de forma automática el monitoreo y equilibrio de las celdas. Asimismo, cuenta con un grado de protección IP67, que proporciona resistencia al polvo y al agua. Su diseño también destaca por

ser aproximadamente 60 % más liviano y 50 % más compacto que las baterías de plomo-ácido convencionales.

Especificaciones Técnicas:

Tabla 53

Especificaciones Técnicas Propuestas conforme a modelo RT12100G31 Pylontech

Modelo	RT12100G31
Voltaje nominal (V)	12.8
Capacidad nominal (Ah)	100
Rango de voltaje de trabajo (VDC)	10.8–14.4
Resistencia interna (mΩ)	<20
Voltaje de carga (VDC)	14–14.4
Corriente nominal de operación (A)	20
Corriente máxima continua (A)	100
Corriente pico (A)	200A@30sec
Conexión en serie	≤4 pcs
Conexión en paralelo	≤4 pcs
Dimensiones (mm)	325×173.5×226
Peso (kg)	13±0.2
Grado IP	IP67
Terminal	M8 bolt
Temperatura de carga (°C)	0~ 60
Temperatura de descarga (°C)	-20 ~ 60
Temperatura de trabajo (°C)	-40 ~ 60*
Altitud (m)	<4000
Humedad relativa	5–95% (sin condensación)
RS485	115200bps
CAN	500Kbps
Bluetooth	BLE5.0
Contacto seco	2 entradas & 2 salidas
Certificaciones	SAE J930, SAE J1455, UL1973, IEC62619, FCC, CE, Bluetooth SIG, UN38.3

Nota. Fuente. *Adaptado de Pylontech datesheet-PY21RT08-1*

7.2.5. Mejora en la selección de controladores de carga

En los sistemas fotovoltaicos domiciliarios correspondientes a la tarifa BT8 en las provincias de Maynas y Requena, el control del flujo energético entre el módulo fotovoltaico, la batería y la carga se realiza mediante controladores de carga tipo PWM (Pulse Width Modulation), específicamente el modelo Phocos CX-10 (12/24 V, 10 A). Este dispositivo constituye una solución robusta, confiable y de bajo costo, ampliamente utilizada en programas de electrificación rural debido a su simplicidad operativa y facilidad de mantenimiento.

No obstante, desde un enfoque de ingeniería, resulta necesario analizar las limitaciones inherentes a esta tecnología y contrastarlas con alternativas más avanzadas, como los controladores de tipo MPPT (Maximum Power Point Tracking), a fin de evaluar su impacto en el desempeño energético del sistema.

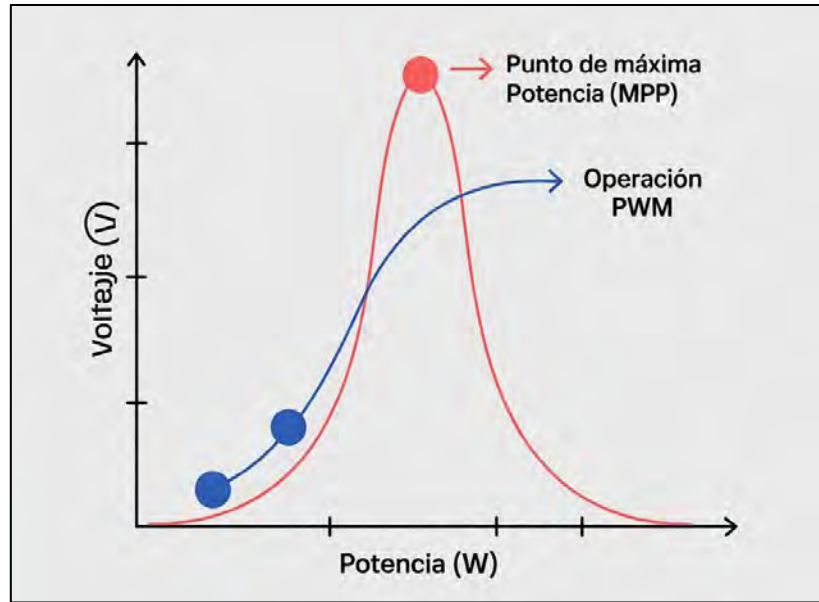
a) Operación de controladores PWM vs MPPT

Los controladores PWM operan mediante la modulación por ancho de pulso, conectando el módulo fotovoltaico directamente a la batería. En sistemas de 12 V, esto implica que el panel trabaja a un voltaje cercano al de la batería, lo que limita su operación fuera del punto de máxima potencia.

Por el contrario, los controladores MPPT incorporan algoritmos de seguimiento que permiten operar el módulo fotovoltaico en su punto óptimo de generación, ajustando dinámicamente la relación voltaje-corriente mediante convertidores DC-DC.

Figura 133

Curva potencia-voltaje y punto de operación en controladores PWM.



Nota: El controlador PWM no opera en el punto de máxima potencia, lo que genera pérdidas energéticas en el sistema. Elaboración propia con base en El-Khozondar et al. (2016).

Tabla 54

Comparación técnica entre controladores PWM y MPPT en sistemas fotovoltaicos domiciliarios

Parámetro	PWM (Phocos CX-10)	MPPT
Principio de operación	Modulación por pulsos	Seguimiento del punto de máxima potencia
Eficiencia energética	70% – 85%	95% – 98%
Aprovechamiento del panel	Parcial	Óptimo
Desempeño en baja irradiancia	Bajo	Alto
Complejidad	Baja	Media – Alta
Costo	Bajo	Medio – Alto
Compatibilidad con LiFePO ₄	Limitada	Alta

Nota. Elaboración propia con base en El-Khozondar et al. (2016).

b) Implicancias energéticas en sistemas fotovoltaicos BT8

En sistemas de 12 V y potencias entre 80 y 120 Wp, la generación diaria suele alcanzar entre 350 y 450 Wh/día; sin embargo, parte de esta energía se pierde durante los procesos de regulación y almacenamiento.

En los controladores PWM, como el Phocos CX-10, el panel opera a un voltaje inferior a su punto de máxima potencia (17–18 V), lo que genera pérdidas energéticas del orden de 15% a 25%. En cambio, los controladores MPPT permiten operar el panel en su punto óptimo, alcanzando eficiencias de 95% a 98% e incrementando la energía transferida a la batería.

Para un sistema BT8 representativo, la implementación de un controlador MPPT podría aumentar la energía útil disponible entre 50 y 70 Wh/día, una mejora significativa considerando la limitada capacidad instalada.

Tabla 55

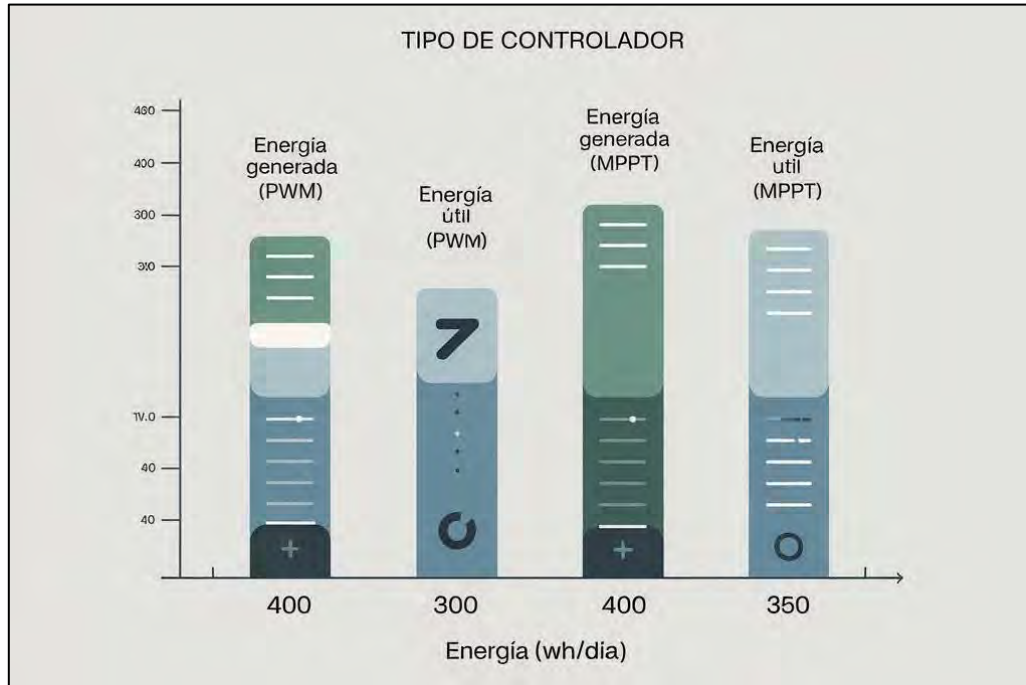
Comparación de energía aprovechada en sistemas fotovoltaicos de la Tarifa BT8

Parámetro	PWM	MPPT
Energía generada	400 Wh/día	400 Wh/día
Energía útil	300 Wh/día	360 Wh/día
Diferencia	—	+60 Wh/día
Ganancia anual	—	+21.9 kWh

Nota. Valores estimados para condiciones promedio de operación en sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Figura 134

Comparación de energía generada y energía útil en sistemas fotovoltaicos con controladores PWM y MPPT



Nota: Diferencia entre energía generada y energía útil representa pérdidas asociadas al tipo de controlador de carga. Elaboración propia.

Asimismo, en condiciones de baja irradiancia —frecuentes en zonas amazónicas debido a nubosidad—, los controladores MPPT presentan un mejor desempeño relativo, ya que pueden seguir operando cerca del punto óptimo del panel, mientras que los sistemas PWM experimentan una reducción más pronunciada en la energía captada.

Desde una perspectiva de operación del sistema, estas diferencias energéticas también tienen implicancias en el comportamiento de la batería, ya que una mayor energía de carga permite: Reducir la frecuencia de descargas profundas, mantener niveles de carga más estables y prolongar la vida útil del sistema de almacenamiento.

c) Especificaciones Técnicas para el controlador MPPT propuesto:

- Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT).

Especialmente con cielos nubosos, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

- Salida de carga

Se puede evitar que la batería se descargue en exceso conectando todas las cargas a la salida de carga. Esta salida desconectará la carga cuando la batería se haya descargado cuando llegue a una tensión preestablecida. También se puede optar por establecer un algoritmo de gestión inteligente de la batería.

La salida de carga es a prueba de cortocircuitos.

Algunas cargas (especialmente los inversores) pueden conectarse directamente a la batería, y el control remoto del inversor a la salida de carga.

- BatteryLife: gestión inteligente de la batería

Cuando un controlador de carga solar no es capaz de recargar la batería a plena capacidad en un día, lo que sucede es que el ciclo de la batería cambia continuamente entre los estados "parcialmente cargada" y "final de descarga".

Este modo de funcionamiento (sin recarga completa periódica) destruirá una batería de plomo-ácido en semanas o meses.

El algoritmo BatteryLife controlará el estado de carga de la batería y, si fuese necesario, incrementará día a día el nivel de desconexión de la carga (esto es, desconectará la carga antes) hasta que la energía solar recogida sea suficiente

como para recargar la batería hasta casi el 100%. A partir de ese punto, el nivel de desconexión de la carga se modulará de forma que se alcance una recarga de casi el 100% alrededor de una vez a la semana.

- **Algoritmo de carga de batería programable**

Consulte la sección Asistencia y Descargas > Software en nuestra página web para más información.

- **Temporizador día/noche y opción de regulador de luminosidad**

Consulte la sección Asistencia y Descargas > Software en nuestra página web para más información.

- **Programación y opciones de visualización del historial y de datos en tiempo real**

ColorControl GX u otros dispositivos GX y un smartphone u otro dispositivo con conexión Bluetooth.

Tabla 56

Controlador de Carga 10 A Tipo MPPT propuesto, a continuación, se muestra las especificaciones técnicas:

Parámetro	MPPT 75/10	MPPT 75/15	MPPT 100/15
Tensión de la batería	Selección automática: 12/24 V		
Corriente de carga nominal	10A	15A	15A
Potencia FV nominal, 12V	145W	220W	220W
Potencia FV nominal, 24V	290W	440W	440W
Máx. corriente de cortocircuito PV	10A	15A	15A
Desconexión automática de carga	Sí, carga máxima 15A		
Tensión máxima circuito abierto FV	75V	75V	100V

Eficiencia máxima	98%
Autoconsumo	12V:20mA / 24V:10mA
Tensión absorción	14,4V / 28,8V (ajustable)
Tensión flotación	13,8V / 27,6V (ajustable)
Algoritmo de carga	Variable multietapas
Compensación temperatura	-16 mV/°C, -32mV/°C
Corriente continua/cresta	15A/50A
Desconexión baja tensión	11,1/22,2V o 11,8/23,6V
Reconexión baja tensión	13,1/26,2V o 14/28V
Protección	Polaridad inversa, cortocircuito y sobrecalentamiento
Temperatura trabajo	-30 a +60°C
Humedad	95%, sin condensación
Puerto comunicación	VE.Direct
Color	Azul (RAL 5012)
Terminales	6 mm ² / AWG10
Protección carcasa	IP43/IP22
Peso	0,5 kg
Dimensiones	100×113×40 mm
Seguridad	EN/IEC 62109-1, UL1741, CSA C22.2

Nota: Fuente. Controladores de carga BlueSolar PWM Light 12/24V, www.victronenergy.com

El controlador de carga **Victron BlueSolar MPPT 75/10** fue seleccionado debido a que incorpora tecnología MPPT, la cual permite maximizar el aprovechamiento de la energía generada por los módulos fotovoltaicos. Asimismo, presenta una eficiencia de hasta 98 %, algoritmos de carga multietapa, compensación por temperatura y protecciones eléctricas avanzadas, contribuyendo a mejorar la carga de las baterías, incrementar la confiabilidad del sistema y optimizar el desempeño de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios de la tarifa BT8.

7.2.6. Mejora en los criterios técnicos de instalación y configuración eléctrica

a) Optimización de la configuración de parámetros de carga en controlador PWM existente

Los controladores de carga tipo PWM, como el modelo instalado en los sistemas BT8, requieren una adecuada configuración de los parámetros eléctricos para garantizar una correcta gestión de la batería. Se propone fortalecer este aspecto mediante:

- Configuración de tipo y capacidad de batería
- Ajuste de parámetros protección contra descargas, nivel de reconexión, protección sobre voltaje, protección bajo voltaje
- Descargar data de memoria de controlador, para la verificación de perfiles de tensión y corriente.

Una configuración adecuada permite evitar fenómenos de sobrecarga o subcarga, los cuales inciden directamente en la reducción de la vida útil de las baterías de plomo-ácido.

b) Optimización de la instalación física del controlador

El entorno de instalación del controlador de carga influye directamente en su desempeño y vida útil. En zonas amazónicas como Maynas y Requena, factores como temperatura, humedad y ventilación son determinantes. Se recomienda:

- Instalar el controlador en ambientes protegidos y ventilados
- Evitar exposición directa a radiación solar
- Minimizar la distancia respecto a la batería
- Garantizar condiciones adecuadas de disipación térmica

Estas condiciones permiten mantener la estabilidad del sistema y reducir la probabilidad de fallas electrónicas.

7.2.7. Condicionantes de viabilidad técnico–económica del esquema BT8

La propuesta técnica desarrollada en los apartados anteriores se orienta a corregir las principales deficiencias identificadas en los sistemas fotovoltaicos domiciliarios, las cuales se manifiestan en condiciones de subdimensionamiento, limitada capacidad de almacenamiento, pérdidas energéticas y fallas operativas recurrentes. Estas deficiencias, tal como se evidenció en el Capítulo 5, tienen una incidencia directa en la continuidad del servicio, la cobertura energética y la percepción del usuario.

En este contexto, la viabilidad de las propuestas debe analizarse no solo desde su pertinencia técnica, sino también en función de las restricciones económicas y regulatorias propias del esquema BT8, las cuales condicionan su implementación.

a) Viabilidad técnica de las mejoras propuestas

Desde el punto de vista técnico, las medidas planteadas presentan distintos niveles de intervención, los cuales se articulan de manera complementaria.

En primer lugar, la incorporación de perfiles de demanda reales y el redimensionamiento del sistema permiten corregir la brecha estructural entre la energía disponible y el consumo del usuario, evidenciada en sistemas BT8 de baja capacidad. Este ajuste constituye una mejora de carácter estructural, ya que incrementa directamente la energía útil disponible y reduce la operación en condiciones críticas de descarga.

En segundo lugar, la optimización del sistema de almacenamiento, mediante la incorporación progresiva de tecnologías como LiFePO_4 o esquemas híbridos, permite mejorar la eficiencia energética, reducir la degradación de las baterías y aumentar la estabilidad del suministro. Estas mejoras resultan especialmente relevantes considerando que una parte

importante de las fallas reportadas por los usuarios está asociada al deterioro del almacenamiento.

En tercer lugar, la mejora en la selección y gestión de controladores de carga permite optimizar el uso de la energía generada. Las tecnologías MPPT ofrecen mayores niveles de eficiencia, permitiendo mejorar la confiabilidad del sistema, la precisión en la carga de la batería y la estabilidad operativa.

Finalmente, la mejora en la aplicación de criterios técnicos de instalación y configuración permite reducir pérdidas eléctricas, evitar fallas por conexiones deficientes y garantizar una adecuada operación del sistema en campo. Este tipo de intervención presenta un alto impacto técnico con un costo prácticamente nulo, al basarse en la optimización de prácticas existentes.

En conjunto, estas medidas configuran una propuesta técnicamente coherente, que aborda de manera integral las causas de las deficiencias identificadas.

b) Condicionantes económicas del esquema Tarifa BT8

Sin embargo, la implementación de estas mejoras debe evaluarse dentro del marco del esquema tarifario BT8, el cual presenta características particulares que condicionan la viabilidad económica de cualquier intervención.

A diferencia de un entorno de mercado, los sistemas BT8 operan bajo un modelo regulado, en el cual los costos de inversión, operación y mantenimiento son definidos mediante procesos de contratación pública con presupuestos preestablecidos. En este contexto, el criterio de adjudicación prioriza la oferta económica más baja, lo cual limita la incorporación de tecnologías de mayor costo, incluso cuando estas presentan mejores desempeños técnicos.

Asimismo, el esquema BT8 depende de mecanismos de subsidio para su sostenibilidad, lo que restringe la posibilidad de incrementar significativamente los costos de implementación, especialmente en sistemas fotovoltaicos donde la inversión inicial es el componente predominante. Cálculo de Ingresos estimados anuales en base a la Tarifa BT8 y número de clientes:

Tabla 57

Cálculo de Ingresos por 3816 clientes de Electro Oriente SA conforme a Tarifa BT8

TARIFA ELÉCTRICA RURAL PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (NO INCLUYE IGV)							
INVERSIONES	REGIÓN	TIPO DE	ENERGÍA	Cargo fijo equivalente		Sin Fose	Con Fose
		MÓDULO	PROMEDIO	por Energía Promedio		S/./kW.h	S/./kW.h
			MENSUAL	(ctm. S/./kW.h)			
			DISPONIBLE	Sin FOSE	Con FOSE		
			(kWh)				
100 % Estado	AMAZONÍA (1)	BT8-70	6.46	740.86	148.15	47.86	9.57
		BT8-100	8.63	639.85	127.95	55.22	11.04
		BT8-160	14.09	463.31	92.65	65.28	13.05
		BT8-240	21.13	392.42	78.47	82.92	16.58
		BT8-320	28.17	403.57	80.7	113.69	22.73
DESCRIPCIÓN		MÓDULO	CANTIDAD DE CLIENTES	COSTO UNITARIO MES		COSTO TOTAL	
INGRESOS POR FOSE		TIPO SFC-320 Wp	102	S/	90.95	S/	9,276.90
		TIPO SFD-100 Wp	3714	S/	38.29	S/	142,209.06
INGRESOS POR COBRANZA DIRECTA AL USUARIO POR ELOR		TOTAL, DE COBRANZA PROMEDIO 2025	3816		-	S/	34,823.31
		INGRESOS MENSUAL BT8				S/	186,309.27
		INGRESO ANUAL BT8				S/	2,235,711.24

Nota. Elaboración propia con base en la Tarifa BT8 publicada por Osinergmin y el Sistema Comercial ISCOM de Electro Oriente SA periodo 2025

Los resultados económicos presentados en la Tabla 55 evidencian que la sostenibilidad del esquema tarifario BT8 depende considerablemente de los mecanismos de subsidio FOSE, debido a que las tarifas aplicadas a los usuarios rurales no reflejan el costo real del servicio eléctrico fotovoltaico.

Del mismo modo, aunque el sistema genera ingresos anuales que permiten la continuidad operativa del servicio, la limitada capacidad de recuperación económica restringe la incorporación de tecnologías de mayor eficiencia, materiales de mejor calidad o estrategias de mantenimiento más especializadas. Esta situación resulta crítica en sistemas fotovoltaicos rurales, donde las condiciones geográficas, logísticas y operativas incrementan los costos reales de intervención técnica.

Por tanto, cualquier propuesta de mejora tecnológica u operativa en sistemas BT8 debe evaluarse no solo desde el enfoque técnico, sino también considerando las restricciones económicas y regulatorias del modelo tarifario vigente, a fin de garantizar la sostenibilidad y viabilidad del servicio eléctrico rural.

c) Evaluación económica de alternativas tecnológicas

Un aspecto clave en la viabilidad de las propuestas es la evaluación económica de las tecnologías planteadas, considerando las restricciones del esquema BT8. En este sentido, tanto los sistemas de control como el almacenamiento presentan diferencias significativas en costos que condicionan su implementación.

Tabla 58*Comparación de costos de controladores*

Tipo de controlador	Costo referencial
PWM (Phocos CX-10)	20 – 30 USD
MPPT (gama media)	60 – 90 USD
MPPT (gama alta)	90 – 130 USD

Nota. Precios referenciales de mercado internacional.

La implementación de controladores MPPT implica un incremento de costo del orden de 2 a 4 veces respecto a los controladores PWM. Si bien esta tecnología permite mejorar el aprovechamiento energético del sistema en aproximadamente un 15% a 25%, su adopción no resulta viable en el contexto BT8, debido a que:

- No existe reconocimiento tarifario de mejoras en eficiencia
- Los presupuestos de implementación son limitados
- El modelo de contratación prioriza el menor costo inicial

En consecuencia, el uso de MPPT debe considerarse como una referencia técnica óptima, cuya aplicación puede evaluarse en casos específicos o proyectos piloto, pero no como una solución generalizable en el corto plazo.

Finalmente, el almacenamiento representa el componente de mayor incidencia en el costo total del sistema y uno de los principales factores asociados a fallas operativas, tal como se evidenció en el capítulo anterior.

Tabla 59*Comparación de costos de tecnologías de almacenamiento*

Tipo de batería	Costo referencial (12V – 100Ah)	Vida útil aproximada
Plomo-ácido (AGM/GEL)	120 – 200 USD	300 – 800 ciclos
LiFePO ₄ (litio)	200 – 900 USD	2,000 – 5,000+ ciclos

Nota. Elaboración propia con base en precios de mercado internacional.

Los precios de baterías LiFePO₄ de 12V–100Ah se ubican típicamente entre 200 y 900 USD, dependiendo de la calidad, marca y características del sistema de gestión (BMS) .

Este mayor costo inicial constituye una barrera relevante en el contexto del esquema BT8, donde no existe reconocimiento tarifario por mejoras en desempeño o durabilidad.

En este sentido, si bien la adopción de tecnologías de litio resulta técnicamente óptima para reducir fallas, mejorar la continuidad del servicio y elevar la percepción del usuario, su implementación es poco viable.

d) Conclusión de viabilidad

A partir del análisis realizado, la viabilidad de las propuestas puede entenderse en tres niveles:

- **Corto plazo:**

Intervenciones de bajo costo y alto impacto, como mejora en instalación, configuración y uso de controladores PWM de mayor calidad. Son plenamente compatibles con el esquema BT8.

- Mediano plazo:

Incorporación progresiva de mejoras tecnológicas, como almacenamiento optimizado o sistemas híbridos, aplicables en contextos específicos o programas piloto.

- Largo plazo:

Adopción de tecnologías de mayor desempeño (MPPT, baterías de litio a mayor escala), que requieren ajustes en el marco tarifario, regulatorio y en los criterios de planificación del servicio.

En conclusión, las propuestas técnicas desarrolladas son consistentes desde el punto de vista de la ingeniería y abordan de manera directa las deficiencias identificadas en los sistemas fotovoltaicos domiciliarios. Sin embargo, su implementación se encuentra condicionada por las limitaciones estructurales del esquema BT8, particularmente en términos de financiamiento, regulación y gestión del servicio.

7.2.8. Propuesta Operativa

7.2.8.1. Mejora en la gestión operativa del servicio

Optimización del mantenimiento preventivo mediante fichas técnicas basadas en parámetros eléctricos:

El mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios en el marco de la tarifa BT8 constituye un elemento fundamental para garantizar la continuidad, confiabilidad y eficiencia del servicio eléctrico en zonas rurales. Si bien estas actividades se encuentran definidas en los Términos de Referencia del servicio (Electro Oriente S.A., 2024), su ejecución se orienta principalmente al cumplimiento operativo, sin incorporar de manera sistemática criterios técnicos avanzados que permitan optimizar el desempeño del sistema en el tiempo.

En la práctica, el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos presenta un enfoque principalmente reactivo, basado en la atención de fallas reportadas por los usuarios o detectadas durante inspecciones, lo que limita la capacidad de anticipar problemas y optimizar el desempeño del sistema.

Si bien los procedimientos del servicio BT8 contemplan la inspección física y funcional de los componentes, la principal limitación radica en el escaso aprovechamiento de la información técnica recopilada en campo. Como consecuencia, las decisiones de mantenimiento se orientan principalmente a corregir fallas ya ocurridas, en lugar de prevenir su aparición.

Por ello, la propuesta plantea optimizar el proceso existente mediante la sistematización y uso de estos datos para fortalecer un enfoque preventivo–predictivo, mejorar la detección temprana de anomalías y contribuir a una mayor confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico.

Rediseño de la ficha técnica

El análisis de las fichas técnicas de mantenimiento evidencia que estas se basan principalmente en:

- Listas de verificación (checklist) de actividades ejecutadas
- Evaluaciones cualitativas (bueno/malo)
- Registro parcial de datos eléctricos

Si bien este enfoque permite verificar el cumplimiento de actividades, no facilita:

- El análisis de tendencias
- La detección temprana de fallas
- La toma de decisiones técnicas

Por lo tanto, se propone complementar la ficha técnica actual mediante la incorporación de un bloque obligatorio de registro de parámetros eléctricos estandarizados, que permita evaluar el estado real del sistema.

Parámetros a registrar obligatoriamente:

- Voltaje de batería en reposo
- Voltaje durante carga (bulk/absorción)
- Voltaje en punto de consumo
- Corriente de carga
- Caída de tensión en conductores
- Temperatura del controlador

Estos parámetros ya se pueden medir con instrumentos básicos, por lo que no implican costo adicional.

El registro de datos debe ir acompañado de criterios de interpretación.

Ejemplo de lógica de diagnóstico:

- Voltaje < 12.0 V → batería en estado crítico
- Voltaje de carga bajo → problema en panel o controlador
- Caída de tensión > 3% → deficiencia en cableado
- Temperatura elevada → riesgo de falla electrónica

Esto transforma al técnico de “ejecutor de tareas” a “diagnosticador del sistema” y además se propone que los datos registrados en cada visita sean almacenados de forma sistemática (física o digital), permitiendo así:

- Evaluar la evolución del sistema
- Detectar degradación progresiva

- Identificar fallas recurrentes

Esto es especialmente relevante considerando que la fiscalización realizada por Osinergmin evalúa indicadores como mantenimiento y funcionamiento, cuyo incumplimiento impacta directamente en la calidad del servicio.

Tabla 60

Evolución del mantenimiento: enfoque actual vs enfoque propuesto

Aspecto	Enfoque actual	Enfoque propuesto
Registro	Checklist	Datos técnicos
Evaluación	Cualitativa	Cuantitativa
Diagnóstico	Limitado	Basado en parámetros
Fallas	Reactivo	Predictivo
Información	No acumulativa	Histórica

Nota. Elaboración propia en base al análisis de fichas técnicas de mantenimiento y criterios de fiscalización de sistemas fotovoltaicos.

La propuesta es totalmente compatible con el esquema actual, ya que no modifica el TDR (Electro Oriente S.A., 2024), no altera los formatos exigidos, complementa la información existente y además, fortalece el Indicador de Mantenimiento (Im) y el Indicador de Funcionamiento (If).

A continuación, se adjunta una ficha técnica rediseñada, pensada para complementar (no reemplazar) la ficha actual que usan los técnicos, incorporando el enfoque de diagnóstico.

Figura 135

Propuesta de nueva Ficha Técnica

FICHA TÉCNICA DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BT8			
1. DATOS GENERALES			
Ítem	Descripción		
Código de usuario			
Nombre del usuario			
Ubicación (Comunidad)			
Distrito / Provincia			
Fecha de intervención			
Técnico responsable			
Tipo de intervención	☐ Preventivo ☐ Correctivo		
2. INSPECCIÓN GENERAL (CHECKLIST OPERATIVO)			
Componente	Estado	Observaciones	
Módulo fotovoltaico	☐ Bueno ☐ Regular ☐ Malo		
Estructura de soporte	☐ Bueno ☐ Regular ☐ Malo		
Controlador de carga	☐ Bueno ☐ Regular ☐ Malo		
Batería	☐ Bueno ☐ Regular ☐ Malo		
Cableado	☐ Bueno ☐ Regular ☐ Malo		
Luminarias	☐ Bueno ☐ Regular ☐ Malo		
3. REGISTRO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS (OBLIGATORIO)			
Parámetro	Valor medido	Rango de referencia	Evaluación
Voltaje batería (reposo)	___ V	12.4 – 12.7 V	☐ Normal ☐ Alerta ☐ Crítico
Voltaje en carga (bulk/absorción)	___ V	13.8 – 14.5 V	☐ Normal ☐ Alerta ☐ Crítico
Voltaje en punto de consumo	___ V	11.5 – 12.5 V	☐ Normal ☐ Alerta ☐ Crítico
Corriente de carga	___ A	Según radiación	☐ Normal ☐ Alerta ☐ Crítico
Caída de tensión (%)	___ %	≤ 3%	☐ Normal ☐ Alerta ☐ Crítico
Temperatura controlador	___ °C	< 50 °C	☐ Normal ☐ Alerta ☐ Crítico
4. DIAGNÓSTICO TÉCNICO			
Condición detectada	Posible causa	Nivel	
☐ Bajo voltaje batería	☐ Descarga profunda ☐ Degradación	☐ Alerta ☐ Crítico	
☐ Baja corriente de carga	☐ Suciedad ☐ Falla panel/controlador	☐ Alerta ☐ Crítico	
☐ Alta caída de tensión	☐ Cableado deficiente	☐ Alerta ☐ Crítico	
☐ Alta temperatura	☐ Mala ventilación	☐ Alerta ☐ Crítico	
5. ACCIONES REALIZADAS			
Acción	Ejecutado		
Limpieza de panel	☐ Sí ☐ No		
Ajuste de conexiones	☐ Sí ☐ No		
Reemplazo de componentes	☐ Sí ☐ No		
Corrección de cableado	☐ Sí ☐ No		
Configuración de controlador	☐ Sí ☐ No		
6. RECOMENDACIONES TÉCNICAS			
(Completar según diagnóstico)			
7. CLASIFICACIÓN DEL SISTEMA			
Estado del sistema	Selección		
Operativo	☐		
Operativo con observaciones	☐		
Requiere intervención	☐		
Fuera de servicio	☐		
8. FIRMA Y VALIDACIÓN			
Técnico	Usuario		
Firma: _____	Firma: _____		

Nota. Ficha técnica propuesta para complementar el mantenimiento de sistemas fotovoltaicos domiciliarios BT8, incorporando criterios de diagnóstico basados en parámetros eléctricos medibles, en coherencia con los lineamientos del servicio y los procesos de fiscalización vigentes.

Tabla 61

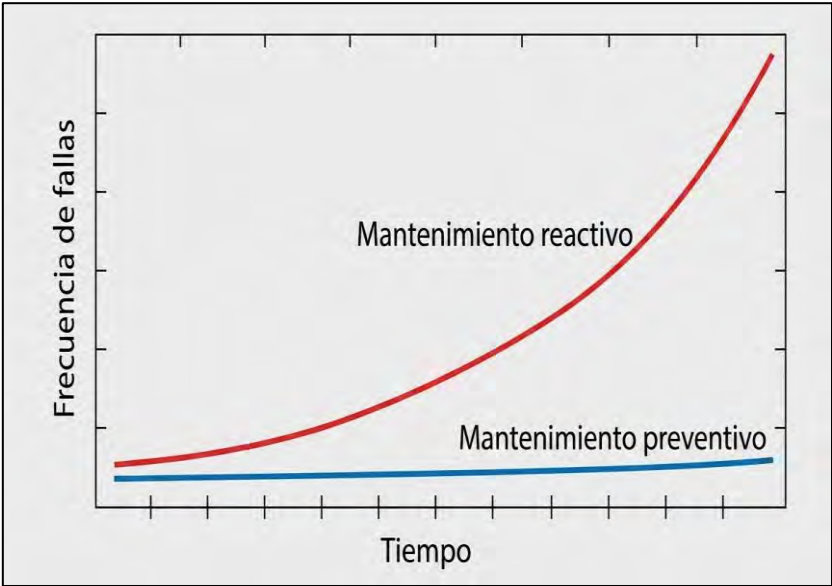
Comparación entre mantenimiento convencional y mantenimiento optimizado en sistemas BT8

Aspecto	Mantenimiento convencional	Mantenimiento optimizado
Enfoque	Reactivo	Preventivo basado en diagnóstico
Monitoreo de parámetros	Limitado	Sistemático
Detección de fallas	Posterior	Anticipada
Vida útil de componentes	Reducida	Extendida
Confiabilidad del sistema	Media	Alta

Nota. Elaboración propia en base a criterios de mantenimiento en sistemas fotovoltaicos (Montaño Pisfil, 2021) y condiciones del servicio BT8.

Figura 136

Comparación de la frecuencia de fallas según estrategia de mantenimiento en sistemas fotovoltaicos.



Nota: El mantenimiento preventivo permite reducir la frecuencia de fallas mediante la detección temprana de desviaciones en los parámetros del sistema.

La implementación de un enfoque de mantenimiento optimizado permite:

- Reducir la frecuencia de fallas del sistema
- Mejorar la continuidad del servicio eléctrico
- Incrementar la eficiencia operativa
- Reducir costos asociados a mantenimiento correctivo
- Mejorar la percepción del usuario

En consecuencia, esta propuesta representa una mejora viable dentro del esquema BT8, al centrarse en la optimización de procesos existentes sin requerir inversiones adicionales significativas.

a) Estrategias para la reducción del tiempo de atención de fallas

En el Perú, el organismo regulador Osinergmin establece plazos definidos para la atención de reclamos de los clientes con sistemas fotovoltaicos rurales en la Amazonía.

“...Las Deficiencias Operativas deben ser subsanadas dentro de los plazos máximos indicados en el Cuadro N° 02 del artículo 13 del presente procedimiento, o los especificados en sus respectivos contratos, contados desde la fecha de su recepción. Si la Deficiencia Operativa es por causa de robo o hurto, el tiempo total de solución no debe exceder doce (12) días calendario, contados a partir de la recepción de la denuncia ante la autoridad competente...”

Cuadro N° 02: Plazos máximos de atención a Deficiencias Operativas

	Costa	Sierra	Selva
Plazos* máximos (Días calendario)	5	12	11

() Se ha tomado como referencia, los plazos máximos establecidos para meses de avenida, en el artículo 14.7.2 del Contrato de Inversión para el suministro de electricidad con recursos energéticos renovables en áreas no conectadas a red. (Ergon y MINEM)*

No obstante, la aplicación de estos plazos en contextos rurales aislados, como los sistemas fotovoltaicos del esquema BT8 en la Amazonía, presenta limitaciones operativas significativas. Las condiciones de accesibilidad restringida —frecuentemente dependiente de transporte fluvial o rutas no transitables—, la alta dispersión geográfica de los usuarios, la variabilidad de las condiciones climáticas y la disponibilidad limitada de recursos logísticos dificultan el cumplimiento oportuno de los tiempos de atención.

En este contexto, el enfoque actual —basado en la atención reactiva de reclamos— resulta insuficiente para garantizar una respuesta oportuna. Por ello, se propone complementar este esquema mediante estrategias operativas orientadas a optimizar la gestión de la atención de fallas, a partir del uso de información técnica y la planificación eficiente de las intervenciones en campo.

b) Gestión de la atención de reclamos basada en información técnica

En el marco del servicio BT8, los Términos de Referencia contemplan la recolección de información técnica durante las actividades de mantenimiento, incluyendo la medición de parámetros eléctricos y la verificación del estado de los componentes del sistema. Sin embargo, esta información es utilizada principalmente para fines de registro y control operativo, sin integrarse de manera sistemática en la gestión de la atención de fallas.

En este sentido, la gestión del mantenimiento y la atención de incidencias se desarrollan actualmente como procesos parcialmente independientes: mientras el mantenimiento se ejecuta de forma programada, la atención de fallas responde a un enfoque reactivo basado en reclamos de los usuarios.

En función de lo anterior, se propone optimizar el proceso existente mediante la utilización sistemática de la información técnica recolectada en campo, integrándola en la gestión de incidencias y orientándola hacia un enfoque preventivo–predictivo.

Esto implica:

- **Consolidación de historial técnico del sistema**

La información registrada en las fichas de mantenimiento se organiza de manera acumulativa, permitiendo analizar la evolución de parámetros eléctricos, identificar patrones de degradación y disponer de antecedentes técnicos del sistema.

- **Prediagnóstico de fallas previo a la intervención**

Ante la recepción de un reclamo, el historial técnico es utilizado para identificar posibles causas de falla antes de la visita, reduciendo el tiempo de diagnóstico en campo.

- **Priorización técnica basada en información del sistema**

El análisis de datos históricos permite identificar sistemas con mayor riesgo de falla, facilitando la priorización de intervenciones en función de su criticidad.

- **Articulación entre mantenimiento y atención de fallas**

La información técnica recopilada durante el mantenimiento es utilizada para anticipar fallas y programar intervenciones, evitando la dependencia exclusiva de la atención reactiva.

Este enfoque permite mejorar la eficiencia del proceso de atención sin modificar las actividades establecidas en los Términos de Referencia, optimizando el uso de la información disponible y reduciendo los tiempos efectivos de intervención.

Tabla 62*Integración entre mantenimiento y atención de fallas*

Aspecto	Enfoque actual	Enfoque integrado
Información	No acumulativa	Histórica
Diagnóstico	En campo	Prediagnóstico
Atención	Reactiva	Preventiva + reactiva
Tiempo de atención	Alto	Reducido
Eficiencia	Media	Alta

Nota. Elaboración propia en base al análisis del servicio BT8 y modelos de operación de sistemas fotovoltaicos rurales (IRENA, 2016; World Bank, 2018).

2. Estrategias operativas para la reducción de tiempos de atención

En el marco del servicio BT8, los Términos de Referencia ya contemplan la ejecución de actividades de mantenimiento programado y atención de fallas, las cuales incluyen la movilización del personal técnico hacia las zonas de intervención. Sin embargo, estas actividades se desarrollan principalmente bajo un enfoque operativo, sin incorporar de manera sistemática criterios de optimización basados en información técnica del sistema.

En este sentido, la presente propuesta no plantea la incorporación de nuevas actividades, sino la optimización de las existentes mediante la integración de información técnica, la priorización de intervenciones y la mejora en la planificación operativa.

Bajo este enfoque, se proponen las siguientes estrategias:

- **Planificación de rutas basada en información técnica**

Si bien las intervenciones en campo ya implican desplazamientos programados, se propone que la definición de rutas incorpore información técnica del sistema (historial, indicadores de riesgo), permitiendo priorizar zonas con mayor probabilidad de falla.

- **Priorización técnica de intervenciones**

A diferencia del enfoque actual, donde la atención se basa principalmente en el orden de los reclamos o programación general, se propone establecer criterios de priorización basados en la criticidad de la falla y el estado del sistema, optimizando la asignación de recursos.

- **Integración operativa entre mantenimiento preventivo y correctivo**

Aunque ambas actividades ya se realizan, se propone su articulación mediante el uso de información compartida, permitiendo atender fallas identificadas durante el mantenimiento sin requerir nuevas intervenciones independientes.

- **Programación anticipada basada en indicadores de riesgo**

A partir del análisis de datos técnicos, es posible identificar sistemas con alta probabilidad de falla e incluirlos dentro de las rutas programadas, reduciendo la necesidad de atención reactiva.

- **Optimización del uso del recurso técnico**

La incorporación de criterios de planificación y priorización permite mejorar la eficiencia en campo, reduciendo tiempos improductivos y aumentando la cobertura efectiva del servicio.

La propuesta es altamente viable dentro del esquema BT8, debido a que:

- No requiere modificación del TDR de Electro Oriente S.A. (2024)
- Utiliza información ya recolectada en campo
- No implica inversión en infraestructura
- Puede implementarse mediante ajustes en la ficha técnica

Este enfoque permite reducir los tiempos efectivos de atención, optimizar el uso de recursos técnicos y mejorar la continuidad del servicio, incidiendo positivamente en la percepción del usuario.

7.2.8.2. Participación del usuario en la operación y uso eficiente del sistema

En los sistemas fotovoltaicos domiciliarios del esquema BT8, el usuario no cumple únicamente un rol pasivo como consumidor de energía, sino que se convierte en un actor activo en la gestión del recurso energético disponible. Esto se debe a que la capacidad del sistema es limitada y depende de condiciones variables como la radiación solar y el estado del almacenamiento.

En este contexto, la participación del usuario y su nivel de conocimiento sobre el funcionamiento del sistema influyen directamente en:

- La continuidad del servicio
- La cobertura energética
- La vida útil de los componentes
- La percepción del servicio eléctrico

Asimismo, el análisis de los resultados de la investigación evidencia que una parte importante de las limitaciones del servicio no se debe exclusivamente a deficiencias técnicas, sino también a patrones de uso no adecuados del sistema.

A partir de los resultados del Capítulo 4 (uso del sistema y necesidades no cubiertas), se identifican las siguientes situaciones:

- Uso simultáneo de múltiples equipos que exceden la capacidad del sistema
- Expectativas de consumo similares a sistemas convencionales (red eléctrica)
- Desconocimiento del funcionamiento del sistema (batería, carga, descarga)

Por lo tanto, se propone:

a) Programa de capacitación técnica al usuario

Se propone implementar un programa estructurado de capacitación, integrado al servicio que brinda Electro Oriente S.A., orientado a mejorar el uso del sistema por parte del usuario.

El programa se basa en un enfoque práctico, progresivo y contextualizado, adaptado a las condiciones socioculturales de los usuarios rurales y a las características técnicas de los sistemas BT8. Este enfoque considera que:

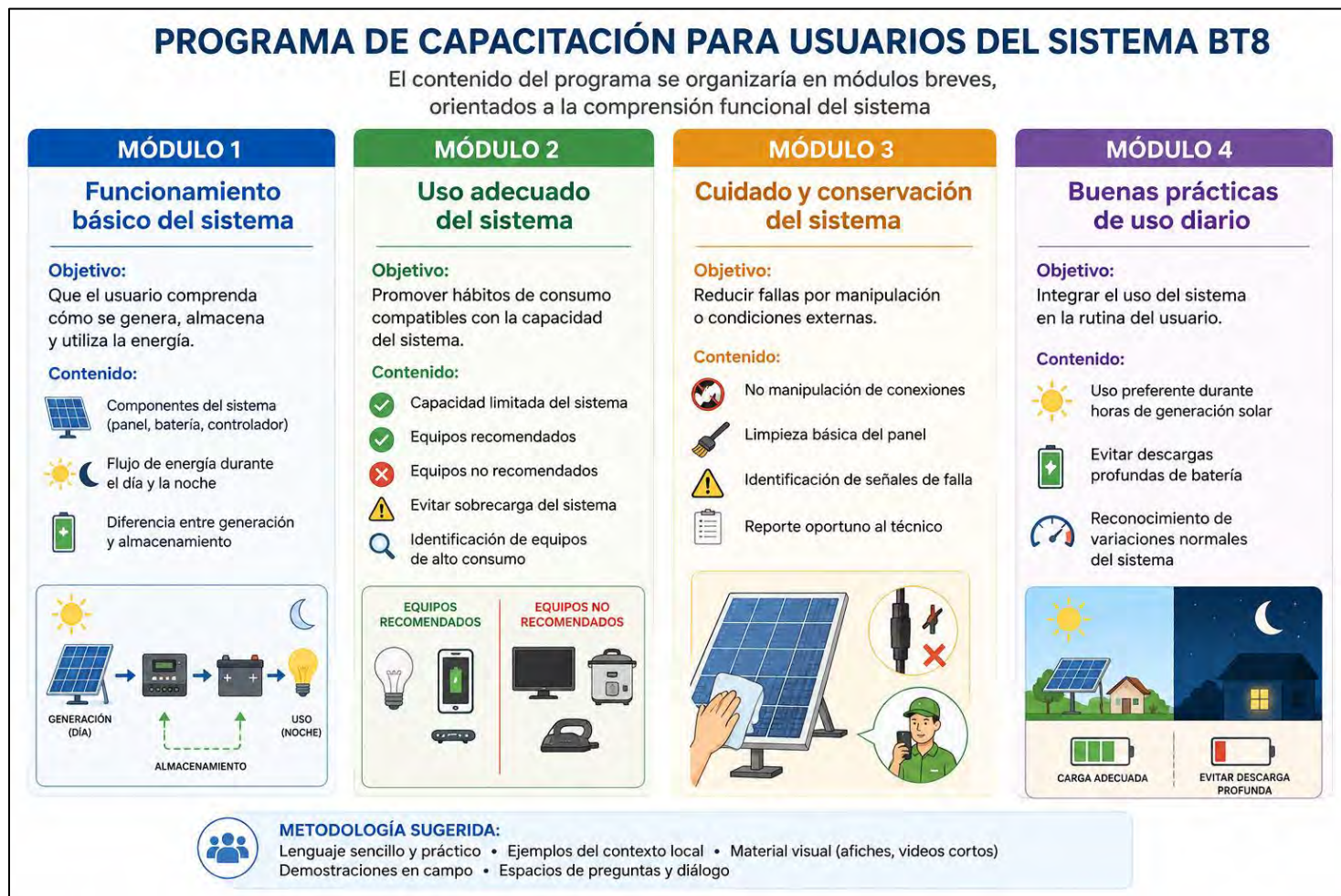
- El usuario no requiere conocimientos técnicos complejos
- La capacitación debe centrarse en situaciones reales de uso
- La repetición y refuerzo en campo son más efectivos que capacitaciones aisladas

Por tanto, la capacitación no se plantea como una actividad puntual, sino como un proceso continuo integrado al mantenimiento.

El **contenido del programa** se organizaría en módulos breves, orientados a la comprensión funcional del sistema:

Figura 137

Programa de Capacitación para usuarios del Sistema Fotovoltaico Tarifa BT8



Nota: El mantenimiento preventivo permite reducir la frecuencia de fallas mediante la detección temprana de desviaciones en los parámetros del sistema.

La **implementación del programa** de capacitación técnica al usuario se plantea bajo un enfoque de integración operativa, aprovechando las actividades ya establecidas en el servicio de operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos BT8, a cargo de Electro Oriente S.A. En este sentido, no se propone la creación de un componente adicional

independiente, sino la incorporación sistemática de acciones de capacitación dentro de las intervenciones técnicas regulares.

Cada visita de mantenimiento representa una oportunidad para capacitar al usuario. Durante estas intervenciones, el técnico no solo realiza actividades de inspección o reparación, sino que también brinda orientaciones breves sobre el funcionamiento del sistema, las posibles causas de fallas y las buenas prácticas de uso.

Cada intervención de mantenimiento debe incluir:

- Explicación breve (5–10 minutos)
- Resolución de dudas del usuario
- Refuerzo de buenas prácticas

La capacitación tendrá un enfoque práctico y demostrativo, mostrando directamente el funcionamiento del sistema y los efectos de prácticas inadecuadas, como las sobrecargas o el uso simultáneo excesivo de equipos.

Se propone el uso de:

- Ejemplos prácticos con los equipos del usuario
- Demostraciones directas (encendido, carga, uso)
- Configuración de componentes (cuando aplique)
- Explicaciones en lenguaje sencillo

Complementariamente, se recomienda el uso de material de apoyo simplificado, como cartillas visuales o indicaciones gráficas, que refuercen los mensajes transmitidos durante la visita técnica. Estos materiales deben estar diseñados con un enfoque práctico, empleando lenguaje sencillo e ilustraciones que representen situaciones comunes de uso, de modo que puedan ser comprendidos independientemente del nivel educativo del usuario.

Un elemento clave de la propuesta es la formalización del rol del técnico como agente de capacitación. Dado que, según los resultados de la encuesta, la gran mayoría de usuarios establece contacto directo con el personal técnico para reportar fallas, este vínculo ya consolidado puede ser aprovechado para fortalecer la comunicación y la transferencia de conocimientos. De esta manera, el técnico no solo actúa como operador del sistema, sino también como facilitador de buenas prácticas de uso.

- El técnico de campo asume un rol dual:
- Operador del sistema
- Facilitador de conocimiento

Finalmente, la implementación de esta estrategia permite articular la capacitación con otros componentes del servicio, como el mantenimiento basado en datos y la gestión de reclamos. En la medida en que el usuario adquiere mayor comprensión sobre el funcionamiento del sistema, se reduce la ocurrencia de fallas asociadas al uso inadecuado, lo que contribuye indirectamente a disminuir la carga operativa del servicio y a mejorar los tiempos de atención.

7.3. Síntesis de la propuesta de mejora

Las propuestas de mejora planteadas responden a las deficiencias técnicas y operativas identificadas en los sistemas fotovoltaicos domiciliarios bajo la tarifa BT8. Estas se enfocan en tres aspectos principales: la optimización técnica del sistema, el fortalecimiento de la gestión operativa y la capacitación de los usuarios para un uso más eficiente de la energía.

Desde el ámbito técnico, se propone reducir la brecha entre la oferta y la demanda energética mediante el ajuste de perfiles de consumo, el redimensionamiento de los sistemas y la optimización de componentes clave. En el ámbito operativo, se plantea fortalecer el mantenimiento preventivo, mejorar la atención de incidencias y aprovechar la información

técnica para la toma de decisiones. Asimismo, la capacitación de los usuarios contribuirá a reducir fallas asociadas al uso inadecuado y mejorar la percepción del servicio.

Sin embargo, la implementación de estas mejoras está condicionada por las características del esquema BT8, particularmente por las limitaciones presupuestales, regulatorias e institucionales que afectan la gestión del servicio. Por ello, la aplicación efectiva de las propuestas dependerá de la articulación entre los actores del sector eléctrico, la disponibilidad de recursos y el fortalecimiento de las políticas de electrificación rural.

CONCLUSIONES

Primera.

Los sistemas fotovoltaicos domiciliarios implementados en las provincias de Maynas y Requena presentan deficiencias técnicas y operativas evaluadas en la sección 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4 asociadas al estado de los componentes, condiciones de instalación y configuración del sistema, destacando limitaciones en baterías, controladores de carga y conexiones eléctricas. Estas condiciones afectan su desempeño energético, reducen la eficiencia en la conversión y almacenamiento de energía y generan inestabilidad en la operación del sistema fotovoltaico.

Segunda.

Se evidencia un desajuste entre la capacidad de diseño del sistema y la demanda energética real de los usuarios ver sección 4.1.2 y 4.1.3, el módulo BT8-100 tiene una energía promedio diario disponible de 0.29 kWh, mientras que la demanda actual es de 0.77 kWh, del cual se identifica un déficit de 0.48 kWh generando así restricciones en el uso de energía, sobrecarga operativa y deterioro progresivo de los componentes.

Este desbalance se traduce en una limitación estructural del servicio, obligando a los usuarios a priorizar cargas básicas y restringiendo la incorporación de nuevos equipos eléctricos, lo que evidencia que los sistemas operan bajo condiciones distintas a las previstas en su diseño original.

Tercera.

La gestión del mantenimiento presenta limitaciones en su ejecución sección 4.4, reflejadas en retrasos en el mantenimiento preventivo, predominancia de intervenciones correctivas y dificultades logísticas propias del contexto rural. Esta situación no solo

incrementa la recurrencia de fallas, sino que también reduce la vida útil de los componentes y eleva los costos operativos en el mediano plazo, afectando la sostenibilidad técnica del sistema.

Cuarta.

Se determina que la percepción del servicio eléctrico en los usuarios de la tarifa BT8 está influenciada por la calidad del funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, particularmente en aspectos como continuidad del suministro y capacidad de cobertura de necesidades básicas. No obstante, esta relación no es directa ni proporcional, ya que se encuentra mediada por factores como las expectativas del usuario, su nivel de adaptación al servicio y el contexto de acceso previo a la energía, ver sección 5.1 y 5.2.

Quinta.

Se concluye que las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos generan un impacto en la percepción del servicio eléctrico en los usuarios de la tarifa BT8 (hipótesis general) según análisis de la sección 6.1, 6.2 y 6.3; sin embargo, este impacto presenta un comportamiento no lineal, en el que intervienen factores técnicos, sociales y contextuales. Esta interacción evidencia la necesidad de analizar el servicio desde un enfoque integral. En este sentido, se acepta la hipótesis general de la investigación, bajo un enfoque de interacción socio-técnica.

RECOMENDACIONES

Primera

Se recomienda que el diseño de sistemas fotovoltaicos domiciliarios incorpore perfiles de demanda reales y proyectados de los usuarios, considerando no solo el consumo actual sino también el crecimiento progresivo de las necesidades energéticas. Esto permitirá reducir el desajuste identificado entre la capacidad del sistema y el consumo, favoreciendo un uso más eficiente de la energía y una mayor sostenibilidad operativa en el tiempo.

Segunda.

Se sugiere fortalecer la gestión del mantenimiento mediante la implementación de estrategias preventivas basadas en el monitoreo periódico de parámetros eléctricos, el registro sistemático de fallas y la planificación técnica de intervenciones en campo. Este enfoque permitirá anticipar fallas, reducir la recurrencia de incidencias y optimizar la vida útil de los componentes del sistema.

Tercera.

Se propone implementar programas de capacitación técnica dirigidos a los usuarios, orientados a mejorar el uso del sistema, promover prácticas de consumo eficiente y prevenir condiciones de sobrecarga. Estas capacitaciones deben ser continuas, adaptadas al contexto local y enfocadas en fortalecer la interacción usuario-sistema como parte del desempeño global del servicio.

Cuarta.

Se recomienda desarrollar futuras investigaciones que integren análisis de costo del ciclo de vida (LCC), evaluación de desempeño en campo y estudios longitudinales, con el fin

de analizar la sostenibilidad de las alternativas tecnológicas propuestas. Este enfoque permitirá tomar decisiones más informadas en la planificación de sistemas fotovoltaicos rurales.

BIBLIOGRAFÍA

- Actualidad Ambiental. (2024, diciembre 12). *Loreto: Falta de acceso a la energía en comunidades limita el derecho a la salud y educación*.
<https://www.actualidadambiental.pe/loreto-falta-de-acceso-a-la-energia-en-comunidades-limita-el-derecho-a-la-salud-y-educacion/>
- Agencia Estatal de Evaluación de las Políticas Públicas y la Calidad de los Servicios. (2009). *Guía para la evaluación de la calidad de los servicios públicos*. Ministerio de la Presidencia. <https://e-archivo.uc3m.es/rest/api/core/bitstreams/83493679-7404-44b1-98a5-e1bded1dd03f/content>
- Aiquipa Puma, K. L., & Condori Cutipa, J. C. (2022). *Confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos como soporte para la electrificación rural – Quispicanchis 2021* [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco].
<http://hdl.handle.net/20.500.12918/7029>
- Anninos, P., et al. (2025). *Off-grid solar energy storage system with hybrid lithium iron phosphate (LFP) and lead-acid batteries in high mountains: A case report of Jiujiu Cabins in Taiwan*. arXiv. <https://arxiv.org/abs/2512.07353>
- Arias, F. (2012). *El proyecto de investigación: Introducción a la metodología científica* (6.^a ed.). Editorial Episteme.

Diario La Región. (2025, mayo 17). *Loreto es la segunda región más pobre del país y con menor acceso a servicios básicos*. <https://diariolaregion.com/loreto-es-la-segunda-region-mas-pobre-del-pais-y-con-menor-acceso-a-servicios-basicos/>

Dirección General de Electrificación Rural, Ministerio de Energía y Minas. (2021, enero 18). *Programa masivo fotovoltaico permitió llevar energía eléctrica a más de 208 mil pobladores de diversas regiones del país*. <https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/325084-programa-masivo-fotovoltaico-permitio-llevar-energia-electrica-a-mas-de-208-mil-pobladores-de-diversas-regiones-del-pais>

Domenech Léga, B. (2013). *Metodología para el diseño de sistemas de electrificación autónomos para comunidades rurales* [Tesis doctoral, Universitat Politècnica de Catalunya]. <https://upcommons.upc.edu/server/api/core/bitstreams/1f26c2eb-4461-4c6f-a0e3-6f88eb3eeb28/content>

Electro Oriente S.A. (2024). *Términos de referencia del servicio de gestión comercial, operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos 2024 – Loreto*. SEACE.

Electro Oriente S.A. (2025). *Qué hacemos*. <https://www.gob.pe/4296-empresa-regional-de-servicio-publico-de-electricidad-del-orientes-a-que-hacemos>

Electro Oriente S.A. (s. f.). *Parte técnico de mantenimiento anual de sistema fotovoltaico* [Documento interno].

- El-Khozondar, H. J., El-Khozondar, R. J., Matter, K., & Suntio, T. (2016). A review study of photovoltaic array maximum power point tracking algorithms. *Renewables*, 3(3). <https://doi.org/10.1186/s40807-016-0022-8>
- Eras-Almeida, A. A., Fernández, M., Eisman, J., Martín, J. G., Caamaño, E., & Egidio-Aguilera, M. A. (2019). Lessons learned from rural electrification experiences with third generation solar home systems in Latin America: Case studies in Peru, Mexico, and Bolivia. *Sustainability*, 11(24), 7139. <https://doi.org/10.3390/su11247139>
- ExpertCE. (2025, noviembre 28). *A technical look at lithium-ion vs. lead-acid solar batteries*. <https://expertce.com/learn-articles/lithium-ion-vs-lead-acid-solar-batteries/>
- Flick, U. (2018). *El diseño de la investigación cualitativa* (2.^a ed.). Morata.
- Florian Ríos, N. V., Martínez Vega, R. J., & Parra Alarcón, R. G. (2025). *Plan de negocios para determinar la viabilidad económica y financiera de una empresa de consultoría y desarrollo de proyectos de energía fotovoltaica en la provincia de Cotabambas, Apurímac* [Tesis de maestría, Universidad ESAN]. <https://repositorio.esan.edu.pe/server/api/core/bitstreams/e3867fcc-3f6d-4d86-a593-ebae4634c3fa/content>
- Fondo de Inclusión Social Energético. (s. f.). *Programa masivo fotovoltaico para zonas aisladas no conectadas a red*. <https://fise.gob.pe/programa-masivo-fotovoltaico.html>
- Gallardo, J., & Bendezú, L. (2005). *Evaluación del Fondo Social de Compensación Eléctrica (FOSE)* (Documento de trabajo N.º 7). Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1400122/Documento%20de%20Trabajo%207.pdf>

Gobierno Regional de Loreto. (2023). *Informe de evaluación de resultados del PDRC, año 2022*.

<https://regionloreto.gob.pe/files/transparencia/planeamiento-organizacion/Informe%20de%20Evaluaci%C3%B3n%20de%20Resultados%20PDRC%2C%20a%C3%B1o%202022.pdf>

Hernández-Sampieri, R., & Mendoza, C. (2018). *Metodología de la investigación: Las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta* (6.^a ed.). McGraw-Hill Interamericana.

DAR. (2023). *Libro RER Loreto*. <https://dar.org.pe/wp-content/uploads/2023/07/LIBRO-RER-LORETO.pdf>

International Renewable Energy Agency. (2016). *Operation and maintenance of solar photovoltaic systems*.

International Renewable Energy Agency. (2015). *Off-grid renewable energy systems: Status and methodological issues*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Off-grid_Renewable_Systems_WP_2015.pdf

Kalogirou, S. A. (2014). *Solar energy engineering: Processes and systems* (2nd ed.). Academic Press.

Masters, G. M. (2013). *Renewable and efficient electric power systems* (2nd ed.). John Wiley & Sons.

Ministerio de Educación. (2017). *Loreto: ¿Cómo vamos en educación?*
<https://escale.minedu.gob.pe/>

Ministerio de Energía y Minas. (2013). *Plan de acceso universal a la energía 2013–2022*.

Ministerio de Energía y Minas. (2015). *Plan nacional de electrificación rural 2016–2025*.

Ministerio de Energía y Minas. (2021). *Plan nacional de electrificación rural 2021–2030*.

Montaño Pisfil, J. A. (2021). *Sistemas fotovoltaicos off grid y la electrificación rural sostenible de las zonas aisladas: Un caso de estudio* [Informe de investigación, Universidad Nacional del Callao].

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2021). *Procedimiento para la fiscalización de la generación eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos no conectados a red*.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2022). *Informe técnico 462-2022-GRT*. <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2022/Informe-Tecnico-462-2022-GRT.pdf>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2017). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2019). *Energías renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*.

Osinergmin. (2025). *Informe de fiscalización N.º 506-2025-OS-GSE-DSE/USGE*.

Perpiñán Lamigueiro, O. (2011). *Energía solar fotovoltaica*.

República del Perú. (1992). *Decreto Ley N.º 25844: Ley de concesiones eléctricas*.

Salazar Huamán, M. A. (2025). *Desarrollo de un modelo sostenible para el suministro eléctrico en el sistema aislado de Iquitos* [Trabajo de investigación de maestría, Universidad ESAN].

Sociedad Nacional de Industrias. (2024). *Reporte de pobreza en el Perú*.

SolarVsGrid. (s. f.). *Battery basics*. <https://www.solarvsgrid.com/guides/battery-basics>

Tamayo y Tamayo, M. (2001). *El proceso de la investigación científica*. Limusa.

van Gemert, M. R. (2017). *The influence of contextual factors on “last-mile” distribution models for solar home system distributors in East Africa* [Master’s thesis, Eindhoven University of Technology].

World Bank. (2018). *Off-grid solar market trends report 2018*. World Bank.

ANEXOS

MATRIZ DE CONSISTENCIA:

Matriz de Consistencia

Definición Problema	Objetivos	Hipótesis	Variables	Metodología	Población y Muestra
Problema General	Objetivo General	Hipótesis General	Variable Independiente y Dimensiones	Tipo de Investigación	Población
¿Cuál es el impacto de las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos en la percepción del servicio en usuarios con tarifa BT8 de la empresa Electro Oriente en la Región Loreto?	Analizar las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos y su impacto en la percepción del servicio en usuarios de la tarifa BT8 de la empresa Electro Oriente, Región Loreto.	Existe un impacto en la percepción del servicio en usuarios con tarifa BT8 de la empresa Electro Oriente, Región Loreto debido a las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos.	Deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos - Diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico - Estado y calidad de los componentes - Instalación y condiciones técnicas del sistema fotovoltaico - Gestión y ejecución del mantenimiento técnico	Diseño de Investigación enfoque mixto, debido a que integra procedimientos de naturaleza cuantitativa y cualitativa Diseño de Investigación El nivel de la investigación es descriptivo y correlacional. Diseño no experimental de tipo transversal-correlacional Estudio de corte transversal	2645 clientes de la tarifa BT8 con SFV Muestra Técnicas 336 Instrumentos -Ficha Técnica -Encuesta -Entrevista Técnica -Informes Osinergmin
Problemas Específicos	Objetivos Específicos	Hipótesis Específicas	Variable Dependiente y Dimensiones		
a) ¿Cuáles son las deficiencias técnicas y operativas que presentan los sistemas fotovoltaicos en las provincias de Maynas y Requena?	a) Evaluar las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos en las provincias de Maynas y Requena, considerando el diseño, dimensionamiento, el estado de los componentes, las condiciones de instalación y la gestión del mantenimiento.	a) Los sistemas fotovoltaicos en las provincias de Maynas y Requena presentan deficiencias técnicas y operativas que afectan su funcionamiento.	Continuidad del servicio Cobertura energética Satisfacción del usuario		
b) ¿Cómo es la percepción del servicio eléctrico en los usuarios con tarifa BT8?	b) Analizar la percepción del servicio eléctrico en los usuarios con tarifa BT8, en función de la continuidad del servicio, la cobertura energética y la satisfacción del usuario.	b) La percepción del servicio eléctrico en usuarios de la tarifa BT8 se ve afectada por la calidad del funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos.			
c) ¿Qué impacto tienen las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos en la percepción del servicio eléctrico en los usuarios con tarifa BT8?	c) Determinar el impacto de las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos en la percepción del servicio eléctrico en los usuarios con tarifa BT8.	c) Las deficiencias técnicas y operativas de los sistemas fotovoltaicos influyen significativamente en la percepción del servicio eléctrico en los usuarios de la tarifa BT8.			
d) ¿Qué mejoras técnicas y operativas pueden proponerse para optimizar el servicio eléctrico fotovoltaico?	d) Proponer mejoras técnicas y operativas orientadas a optimizar el servicio eléctrico fotovoltaico.				

Nota. Fuente: Elaboración propia.

A. PANEL FOTOGRÁFICO DE MANTENIMIENTOS

MANTENIMIENTO CORRECTIVO

1. Reemplazo del Panel Solar de 85 Wp



2. Reemplazo de Controlador de 10 A



3. Reemplazo de controlador de 40 A



4. Reemplazo de Batería de 90 – 100 Ah



5. Reactivación de batería mediante carga lenta	6. Retiro de Sistema Fotovoltaico de 84 Wp
	
7. Reemplazo de Inversor DC/AC de 300 a 500 W	8. Reinstalación de Sistema Fotovoltaico de 84 Wp
	

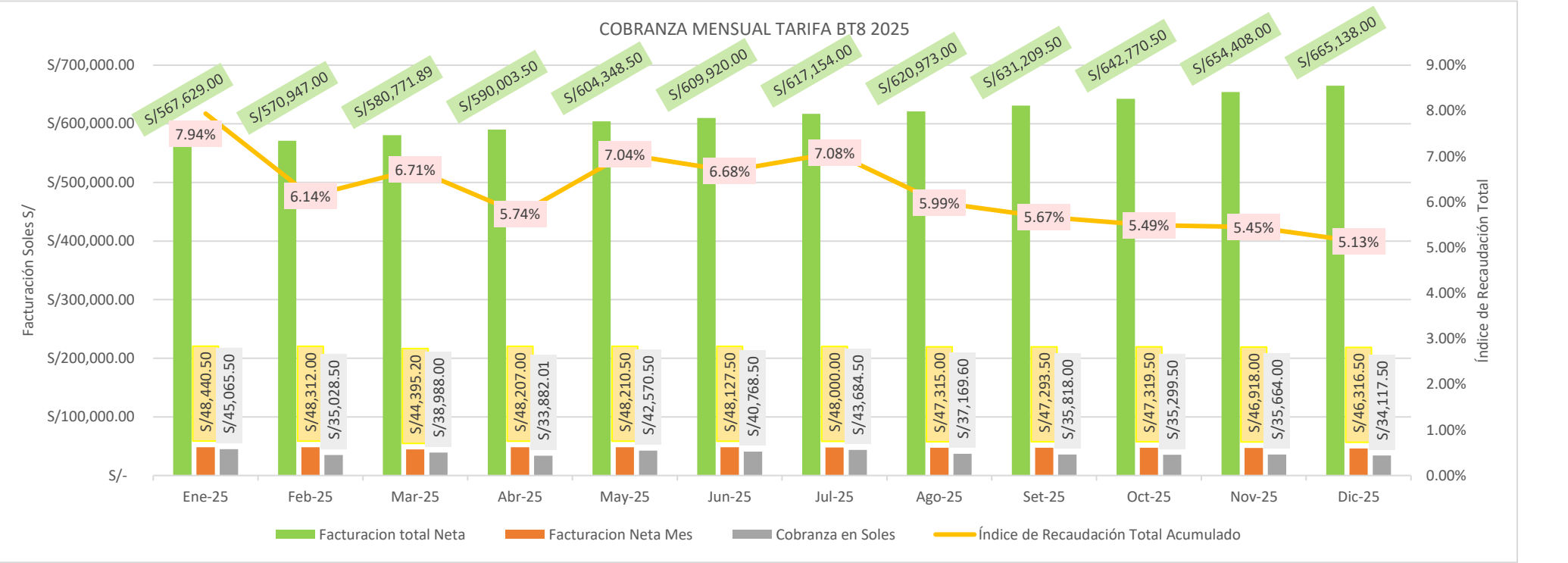
9. Orientación del panel fotovoltaico de 85 Wp	10. Reemplazo de termomagnético CO 2X10A/220 V
	
11. Limpieza de panel fotovoltaico sistema 220V	12. Medición tensión de salida de la batería
	

ACTIVIDADES DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS INTERIORES	
1. Reemplazo de socket tipo baquelita 10 A/250 V + ACC	2. Instalación de tablero PVC 4 P + RIEL
	
3. Inspección y limpieza de caja estanca con toma de 12 V	4. Medición de salida de la toma de 12 V
	

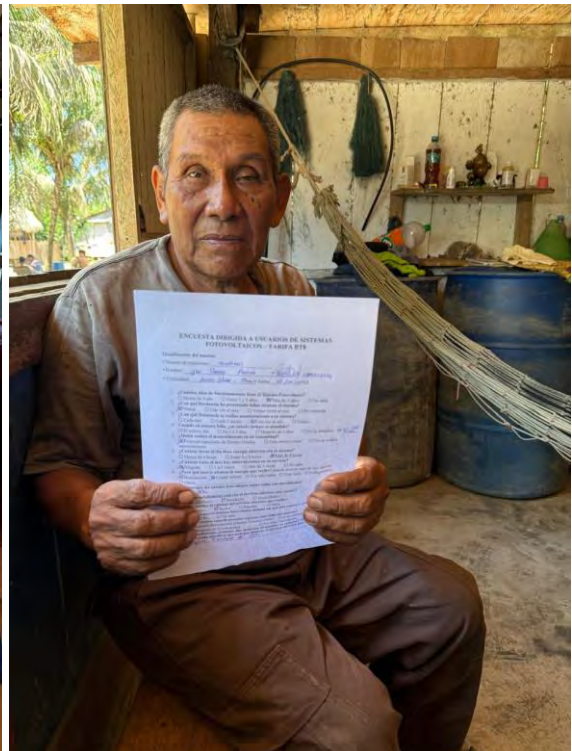
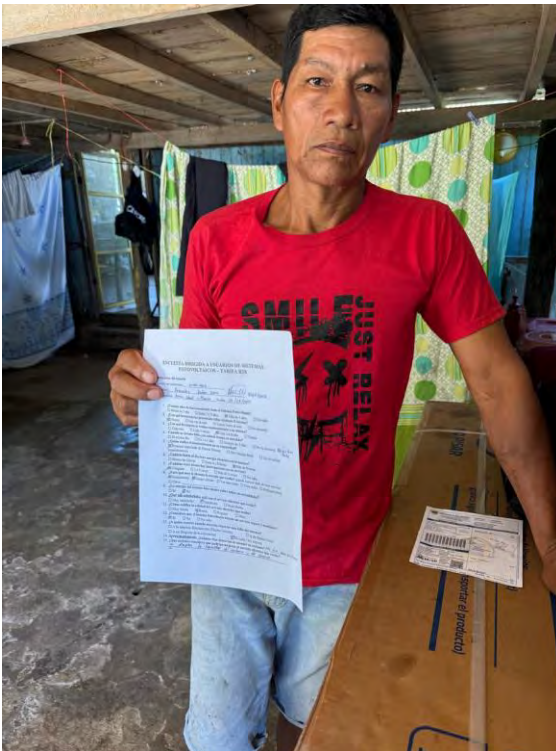
5. Limpieza de conductores y accesorios eléctricos	6. Limpieza de conductores y accesorios eléctricos
 A worker wearing a blue uniform with 'EMPRESA COLABORADORA DE Electro Oriente' on the back, an orange helmet, and yellow gloves is cleaning electrical components inside a building. The background shows a room with a bed and some items hanging on the wall.	 A worker wearing a grey shirt, blue pants, an orange helmet, and yellow gloves is standing on a yellow ladder, cleaning electrical components on a wall. The background shows a corrugated metal roof and some greenery outside.
7. Cambio de Interruptor 1P 10A/250V/IP 54+ACC	8. Cambio de conductor eléctrico con cable tipo NLT 2x14 AWG
 A worker wearing a white shirt with 'EMPRESA COLABORADORA DE Electro Oriente' on the back, blue pants, an orange helmet, and red gloves is working on a large black tarp. The background shows a corrugated metal roof and some items hanging on the wall.	 A worker wearing a grey shirt, blue pants, an orange helmet, and yellow gloves is standing on a ladder, changing an electrical switch on a wall. The background shows a corrugated metal roof and some greenery outside.

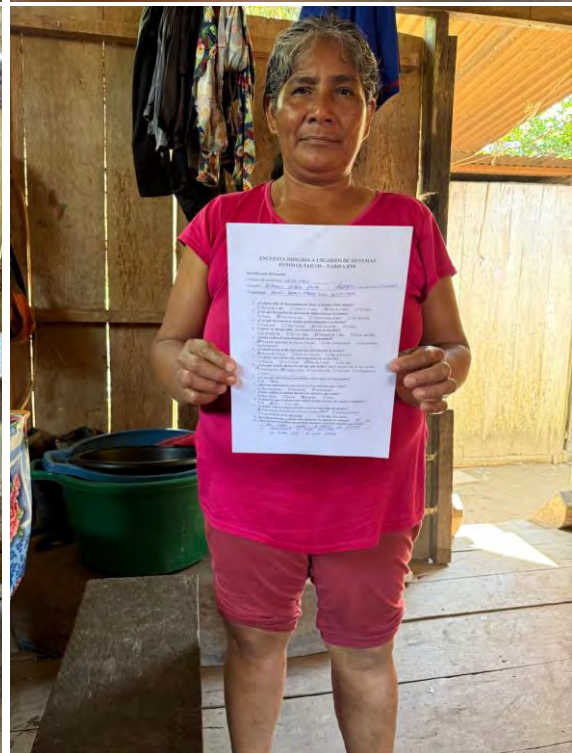
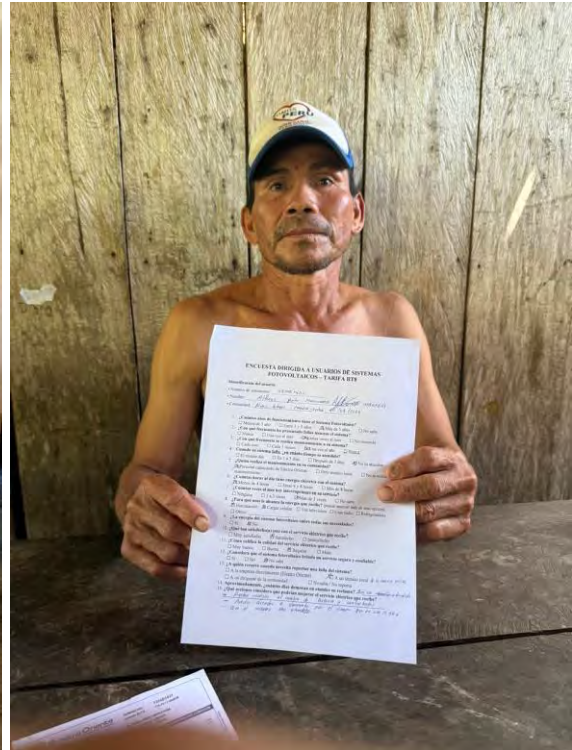
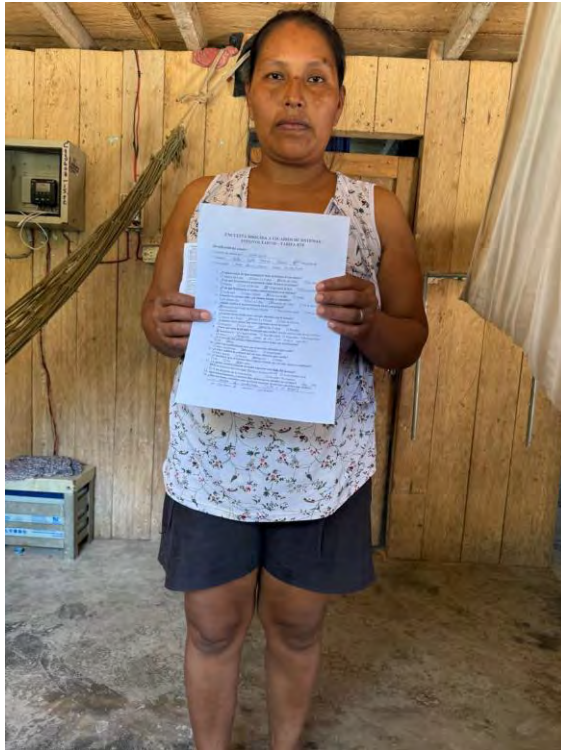
B. REPORTE ISCOM INGRESOS POR TARIFA BT8

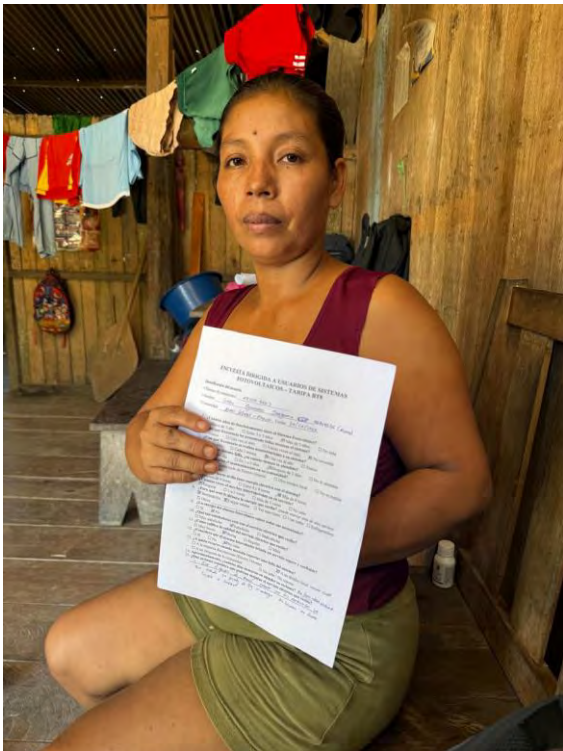
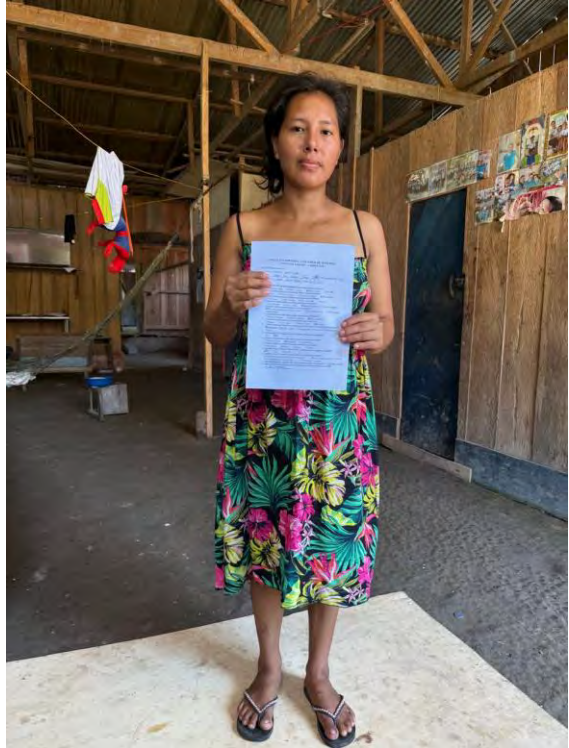
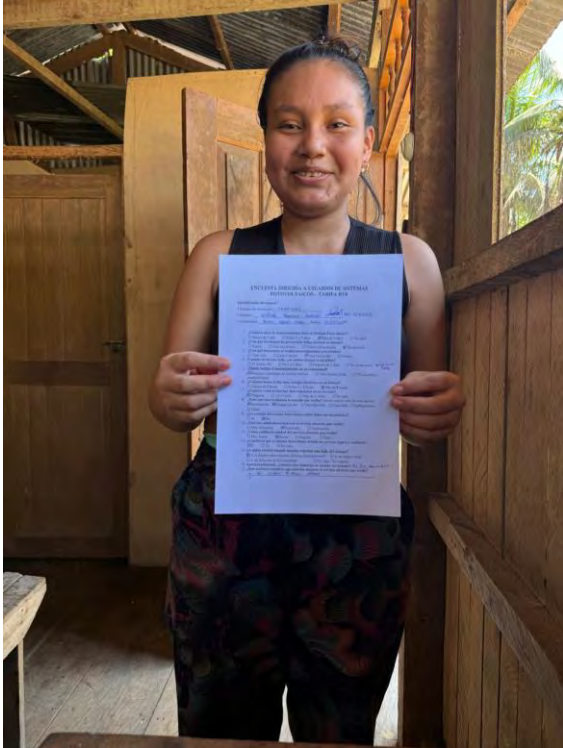
DESCRIPCIÓN		Ene-25	Feb-25	Mar-25	Abr-25	May-25	Jun-25	Jul-25	Ago-25	Set-25	Oct-25	Nov-25	Dic-25	TOTAL	PROM MES
4. Facturacion Neta Mes	(1-2+3)	40197.9	40197.9	40052.94	40052.05	40052.05	39801.93	39766.58	39155.84	39054.24	39054.24	38411.71	37873.45	473670.83	
8. Fact. Neta Meses Ant.	(5-6+7)	443787.49	447342.99	456999.45	464473.84	477964.34	482659.96	488596.81	492046.05	500400.65	510085.15	520765.18	529860.44	5814982.35	
9. Facturacion Total Neta	(4+8)	483985.39	487540.89	497052.39	504525.89	518016.39	522461.89	528363.39	531201.89	539454.89	549139.39	559176.89	567733.89	6288653.18	
10. Cobranza del Mes		15171.05	15433.05	16023.33	12742.86	16519.1	17259.88	17675.95	17597.58	17279.82	17657.16	17691.77	17304.7	198356.25	
11. Cobranza Mesese Anteriores		24782.15	18053.95	19861.67	17111.14	22286.9	19984.12	22158.05	16734.02	15784.63	14448.84	15503.7	12814.3	219523.47	
12. Cobranza Total	(10+11)	S/ 39,953.20	S/ 33,487.00	S/ 35,885.00	S/ 29,854.00	S/ 38,806.00	S/ 37,244.00	S/ 39,834.00	S/ 34,331.60	S/ 33,064.45	S/ 32,106.00	S/ 33,195.47	S/ 30,119.00	S/ 417,879.72	S/ 34,823.31
13. Saldo del Mes	(4-10)	25026.85	24764.85	24029.61	27309.19	23532.95	22542.05	22090.63	21558.26	21774.42	21397.08	20719.94	20568.75	275314.58	
14. Saldo Meses Ant.	(8-11)	419005.34	429289.04	437137.78	447362.7	455677.44	462675.84	466438.76	475312.03	484616.02	495636.31	505261.48	517046.14	5595458.88	
15. Saldo Total	(9-12)	444032.19	454053.89	461167.39	474671.89	479210.39	485217.89	488529.39	496870.29	506390.44	517033.39	525981.42	537614.89	5870773.46	
16. Indice de Recaudacion	(12/9)	8.26%	6.87%	7.22%	5.92%	7.49%	7.13%	7.54%	6.46%	6.13%	5.85%	5.94%	5.31%	6.64%	
17. Indice de Morosidad	(14/9)	86.57%	88.05%	87.95%	88.67%	87.97%	88.56%	88.28%	89.48%	89.83%	90.26%	90.36%	91.07%	88.98%	
18. Indice de Saldos	(13/9)	5.17%	5.08%	4.83%	5.41%	4.54%	4.31%	4.18%	4.06%	4.04%	3.90%	3.71%	3.62%	4.38%	
19. Indice Cobranza Mes	(10/4)	37.74%	38.39%	40.01%	31.82%	41.24%	43.36%	44.45%	44.94%	44.25%	45.21%	46.06%	45.69%	41.88%	
20. Indice Saldos Mes	(13/4)	62.26%	61.61%	59.99%	68.18%	58.76%	56.64%	55.55%	55.06%	55.75%	54.79%	53.94%	54.31%	58.12%	

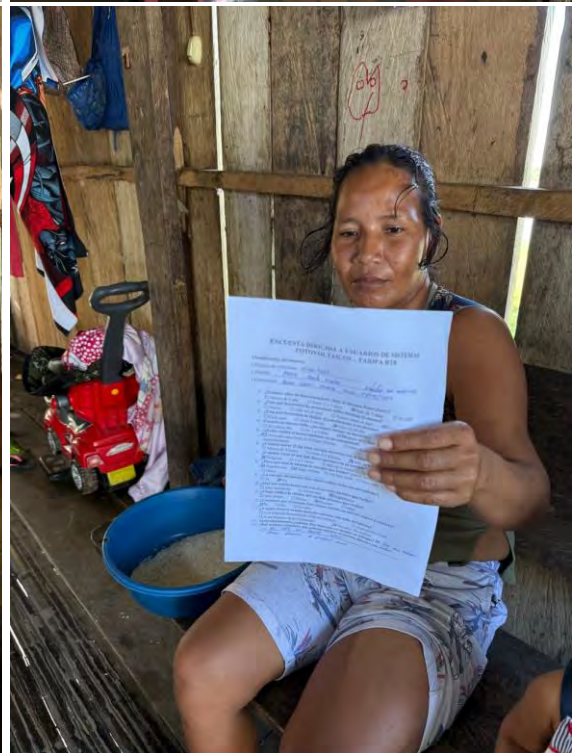
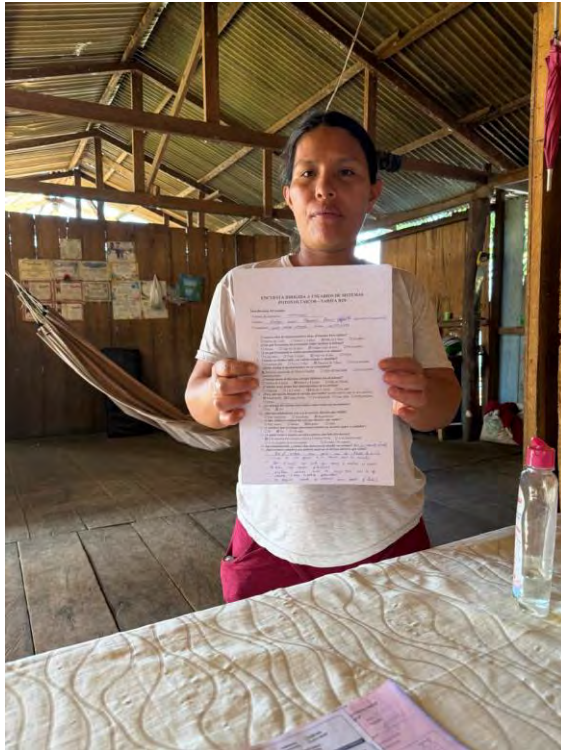


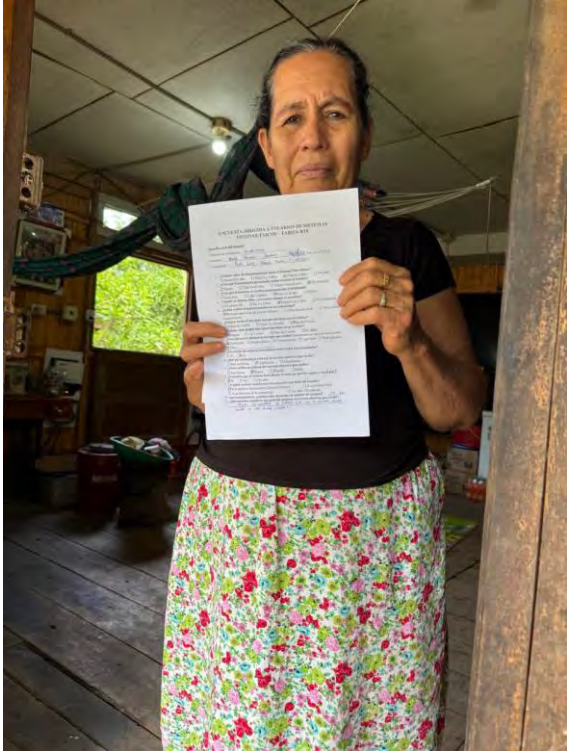
**C. ENCUESTAS REALIZADAS A USUARIOS DE MAYNAS Y REQUENA
BAJO LA TARIFA BT8 DE LA EMPRESA ELECTRO ORIENTE**



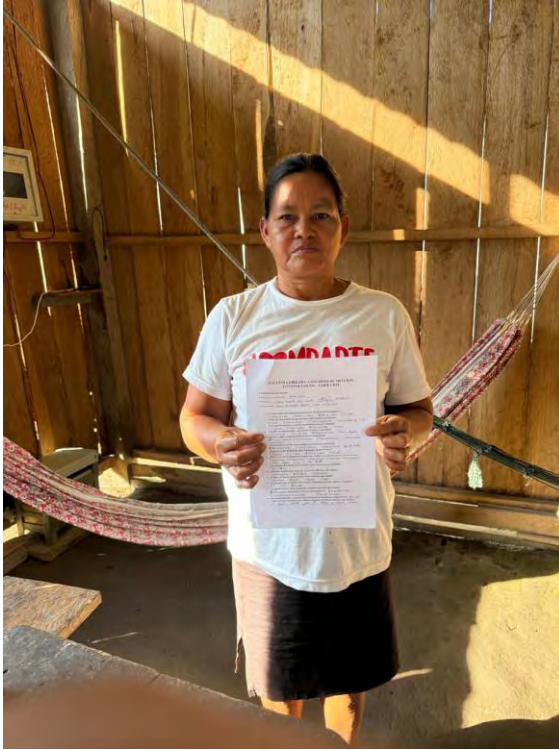












**D. FICHAS TÉCNICAS DE INSPECCIÓN A LOS SISTEMAS DE LOS
USUARIOS QUE FUERON ENCUESTADOS**

PARTE TÉCNICO DE MANTENIMIENTO ANUAL DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
"Inspección minuciosa del panel y controlador del SFV"

Fecha: 26/08/25

1 Datos del Cliente:

NOMBRES Y APELLIDOS : Segundo Tapullima ochoa
DIRECCIÓN O LOCALIDAD : 07 de junio

SUMINISTRO

DISTRITO DE REFERENCIA

Hora Inicio:

13:00 2167
Palmira

2 Trabajo Ejecutado:

☒ Inspección minuciosa del Panel Fotovoltaico
☒ Inspección minuciosa de la batería

☐ Inspección minuciosa del controlador de carga
☐ Inspección minuciosa del inversor DC/AC

3 Datos del Panel Fotovoltaico:

PANEL ACTUAL O INSTALADO:				Dato Eléctrico		OPERATIVO		PANEL RETIRADO:			
Marca	N° de Serie	Tensión Medida (V)	Potencia Placa (Watt)	SI	NO	SI	NO	Marca	N° de Serie	Deteriorado SI	NO
1. Zykch	201308093978	90	85	☐	☐	☐	☐	1.		☐	☐
2.				☐	☐	☐	☐	2.		☐	☐
3.				☐	☐	☐	☐	3.		☐	☐
4.				☐	☐	☐	☐	4.		☐	☐
Observaciones:				Observaciones:							

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DEL PANEL FOTOVOLTAICO):

- a) Retiro de obstáculos y maleza que obstaculizan la incidencia de los rayos solares.
b) Inspección visual de posibles degradaciones internas de la estanqueidad del panel.
c) Limpieza de crecimiento de hongos sobre la superficie de panel.
d) Ajuste de los pernos que unen el soporte al panel solar.
e) Control de conexiones y cableado del panel fotovoltaico.
f) Limpieza de los contactos de la bornera del panel fotovoltaico.
g) Revisión de la orientación del panel al norte.
h) Revisión grado de inclinación de 15°.
i)

Verificado	Ejecutado
☐	☒
☐	☒
☐	☒
☐	☒
☐	☒
☐	☒
☒	☐
☐	☒
☐	☐

OBSERVACIONES:

- a) SE RETIRO S.F.V POR DEUDA
b)
c)
d) Se lavo panel
e)
f)
g)
h)
i)

4 Datos del controlador

CONTROLADOR INSTALADO		VALORES MEDIDOS (DC)		CONTROLADOR RETIRADO		VALORES MEDIDOS (DC)	
Marca :	16 11 30 Encuentro	Corriente Máxima:		Marca :		Corriente Máxima:	
N° de serie :	Controlador	Salida Controlador		N° de serie :		Salida Controlador	
		Tensión Máxima:				Tensión Máxima:	
		Salida Controlador				Salida Controlador	

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DEL CONTROLADOR):

- a) Limpieza del polvo acumulado en la superficie del controlador.
b) Revisión de indicaciones del controlador respecto al estado de carga de la batería.
c) Ajuste de los cables de entrada y salida del controlador.
d) Revisión de la temperatura de operación del controlador.
e) Descarga de los parámetros almacenados en la memoria del controlador.
f)

Verificado	Ejecutado
☐	☐
☐	☐
☐	☐
☐	☐
☐	☐
☐	☐

OBSERVACIONES:

- a) no se encontro controlador
b)
c)
d)
e)
f)

5 Materiales

Descripción	UND	INSTALADO		RETIRADO CANTIDAD
		NUEVO	REUTILIZADO	
Panel Solar	u			
Controlador de Carga	u			
	u			
	u			

LUEGO DE LA INSPECCIÓN SE VERIFICÓ LO SIGUIENTE:

COMPONENTE	BUENO	MALO
1. Panel Fotovoltaico.	☒	☐
2. Controlador de Carga.	☐	☐
	☐	☐

6 Observaciones:

V° B°

Técnico

Firma :

Nombre:

DNI :

[Firma]
Fidel Ferrera
73469290

Cliente

Firma :

Nombre:

DNI :

[Firma]
[Nombre]
[DNI]

Electro Oriente S.A.

PARTE TÉCNICO DE MANTENIMIENTO ANUAL DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
"Inspección minuciosa de la batería y el inversor del SFV"

Fecha: 26/08/25

1 **Datos del Cliente:**

NOMBRES Y APELLIDOS : Segundo Tapollima ochoa

DIRECCIÓN O LOCALIDAD : 07 de Junio

SUMINISTRO

Hora Inicio:

13:00 21:07

DISTRITO DE REFERENCIA

Pucallpa

2 **Trabajo Ejecutado:**

☒ Inspección minuciosa del Panel Fotovoltaico

☒ Inspección minuciosa del controlador de carga

☒ Inspección minuciosa de la batería

☐ Inspección minuciosa del inversor DC/AC

3 **Datos de la Batería:**

BATERÍA ACTUAL O INSTALADO:				OPERATIVO		BATERÍA RETIRADO:				
Marca	N° de Serie	Dato Eléctrico Capacidad (AH)	Tensión Medida (V)	SI	NO	Marca	N° de Serie	Deteriorado SI	NO	
1 <u>PIRAR</u>	<u>A13090100423</u>	<u>90</u>	<u>9.00</u>	☒	☐	1		☐	☐	
2				☐	☐	2		☐	☐	
3				☐	☐	3		☐	☐	
4				☐	☐	4		☐	☐	
Observaciones:						Observaciones:				

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DE LA BATERÍA):

Ejecutado

- a) Limpieza y retiro del óxido de los bornes de la batería. ☐
- b) Ajuste de los cables terminales. ☒
- c) Verificación del estado de la caja y cubierta de soporte descartando filtraciones y presencia de agujeros. ☐
- d) Limpieza y medición ☒

OBSERVACIONES:

- a) Bateria no retent
- b) Larga
- c)
- d)

4 **Datos del Inversor:**

INVERSOR INSTALADO				INVERSOR RETIRADO			
Marca :		Potencia de placa:		Marca :		Potencia (VA) :	
N° de serie :		Relación de tensión:		N° de serie :		R. de Tensión (DC/AC):	

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DEL INVERSOR):

Ejecutado

- a) Limpieza periódica de la caja mediante un paño seco. ☐
- b) Verificar que el área de ubicación del inversor se mantenga limpia, seca y bien ventilada. ☐
- c) Verificar que el inversor esté protegido de los rayos solares. ☐
- d)

OBSERVACIONES:

- a)
- b)
- c)
- d)

5 **Valores de tensión del Inversor**

1. Con carga			2. Sin carga	
VENTRADA(DC)=	V SALIDA(DC)=	V SALIDA(AC)=	VENTRADA(DC)=	V SALIDA(DC)=

6 **Materiales**

Descripción	UND	INSTALADO		RETIRADO CANTIDAD
		NUEVO	REUTILIZADO	
Batería	u			
Inversor	u			
	u			
	u			

LUEGO DE LA INSPECCIÓN SE VERIFICÓ LO SIGUIENTE:

COMPONENTE	BUENO	MALO
1. Batería		☒
2. Inversor		

6 **Observaciones:**

V° B°

Técnico

Firma :

Nombre:

DNI :

Cliente

Firma :

Nombre:

DNI :

Electro Oriente S.A.

Fidel Feilosa
7346420

PARTE TÉCNICO DE MANTENIMIENTO ANUAL DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
"Inspección minuciosa del panel y controlador del SFV"

Fecha: 25.08.25

1 Datos del Cliente:

NOMBRES Y APELLIDOS : Alvaro Aboghan Mozombite

SUMINISTRO

Hora Inicio:

DIRECCIÓN O LOCALIDAD: Bellavista

DISTRITO DE REFERENCIA

13100 2225
Puinahua

2 Trabajo Ejecutado:

☒ Inspección minuciosa del Panel Fotovoltaico

☒ Inspección minuciosa del controlador de carga

☒ Inspección minuciosa de la batería

☐ Inspección minuciosa del inversor DC/AC

3 Datos del Panel Fotovoltaico:

PANEL ACTUAL O INSTALADO:				Dato Eléctrico		OPERATIVO		PANEL RETIRADO:			
Marca	N° de Serie	Tensión Medida (V)	Potencia Placa (Watt)	SI	NO	Marca	N° de Serie	Deteriorado			
								SI	NO		
1. Jolytech	20308040423	20	85	☒	☐	1.		☐	☐		
2.				☐	☐	2.		☐	☐		
3.				☐	☐	3.		☐	☐		
4.				☐	☐	4.		☐	☐		
Observaciones:						Observaciones:					

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DEL PANEL FOTOVOLTAICO):

- a) Retiro de obstáculos y maleza que obstaculizan la incidencia de los rayos solares.
- b) Inspección visual de posibles degradaciones internas de la estanqueidad del panel.
- c) Limpieza de crecimiento de hongos sobre la superficie de panel.
- d) Ajuste de los pernos que unen el soporte al panel solar.
- e) Control de conexiones y cableado del panel fotovoltaico.
- f) Limpieza de los contactos de la bornera del panel fotovoltaico.
- g) Revisión de la orientación del panel al norte.
- h) Revisión grado de inclinación de 15°.
- i)

Verificado Ejecutado

☐	☒
☐	☒
☐	☒
☐	☒
☐	☒
☐	☒
☒	☐
☐	☒
☐	☐

OBSERVACIONES:

- a) S.F.V. Conexión
- b) Semi-directa
- c)
- d) SE REINSTALO S.F.V. A
- e) NUEVA VIVIENDA DEL
- f) USUARIO
- g) Se instalo: 300410(25).
- h) 300446(2)
- i)

4 Datos del controlador

CONTROLADOR INSTALADO		VALORES MEDIDOS (DC)		CONTROLADOR RETIRADO		VALORES MEDIDOS (DC)	
Marca:	Phocw	Corriente Máxima:	10	Marca:		Corriente Máxima:	
N° de serie:	130902-0002	Tensión Máxima:	12/24	N° de serie:		Tensión Máxima:	
		Salida Controlador				Salida Controlador	

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DEL CONTROLADOR):

- a) Limpieza del polvo acumulado en la superficie del controlador.
- b) Revisión de indicaciones del controlador respecto al estado de carga de la batería.
- c) Ajuste de los cables de entrada y salida del controlador.
- d) Revisión de la temperatura de operación del controlador.
- e) Descarga de los parámetros almacenados en la memoria del controlador.
- f)

Verificado Ejecutado

☐	☒
☐	☒
☐	☒
☒	☐
☐	☒
☐	☐

OBSERVACIONES:

- a)
- b)
- c)
- d)
- e)
- f)

5 Materiales

Descripción	UND	INSTALADO		RETIRADO CANTIDAD
		NUEVO	REUTILIZADO	
Panel Solar	u			
Controlador de Carga	u			
	u			
	u			

LUEGO DE LA INSPECCIÓN SE VERIFICÓ LO SIGUIENTE:

COMPONENTE	BUENO	MALO
1. Panel Fotovoltaico.	☒	☐
2. Controlador de Carga.	☒	☐

6 Observaciones:

V° B°

Técnico

Firma:

Nombre:

DNI:

[Firma]
Fidel Ferroso
73469290

Cliente

Firma:

Nombre:

DNI:

[Firma]
Amanda Jacaya
05835500

Electro Oriente S.A.

PARTE TÉCNICO DE MANTENIMIENTO ANUAL DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
"Inspección minuciosa de la batería y el inversor del SFV"

Fecha: 25, 08, 25

1 **Datos del Cliente:**

NOMBRES Y APELLIDOS : Alvino Alvarado Mozambique

DIRECCIÓN O LOCALIDAD: Bellavista

SUMINISTRO

DISTRITO DE REFERENCIA

Hora Inicio:

13:00 2225

Perinabwa

2 **Trabajo Ejecutado:**

☒ Inspección minuciosa del Panel Fotovoltaico

☒ Inspección minuciosa del controlador de carga

☒ Inspección minuciosa de la batería

☐ Inspección minuciosa del inversor DC/AC

3 **Datos de la Batería:**

BATERÍA ACTUAL O INSTALADO:				OPERATIVO		BATERÍA RETIRADO:			
Marca	N° de Serie	Dato Eléctrico Capacidad (AH)	Tensión Medida (V)	SI	NO	Marca	N° de Serie	Deteriorado SI	NO
1 <u>RTAR</u>	<u>A13040102312</u>	<u>90</u>	<u>12.00</u>	☒	☐	1		☐	☐
2				☐	☐	2		☐	☐
3				☐	☐	3		☐	☐
4				☐	☐	4		☐	☐
Observaciones:					Observaciones:				

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DE LA BATERÍA):

Ejecutado

- a) Limpieza y retiro del óxido de los bornes de la batería. ☒
- b) Ajuste de los cables terminales. ☒
- c) Verificación del estado de la caja y cubierta de soporte descartando filtraciones y presencia de agujeros. ☒
- d) Limpieza y medición ☒

OBSERVACIONES:

- a)
- b)
- c)
- d)

4 **Datos del Inversor:**

INVERSOR INSTALADO				INVERSOR RETIRADO			
Marca :	☒	Potencia de placa:	☒	Marca :	☒	Potencia (VA) :	☒
N° de serie :	☒	Relación de tensión:	☒	N° de serie :	☒	R. de Tensión (DC/AC):	☒

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DEL INVERSOR):

Ejecutado

- a) Limpieza periódica de la caja mediante un paño seco. ☒
- b) Verificar que el área de ubicación del inversor se mantenga limpia, seca y bien ventilada. ☒
- c) Verificar que el inversor esté protegido de los rayos solares. ☒
- d) ☒

OBSERVACIONES:

- a) ☒
- b) ☒
- c) ☒
- d) ☒

5 **Valores de tensión del Inversor**

1. Con carga

2. Sin carga

VENTRADA(DC)=

V_{SALIDA}(DC)=

I_{SALIDA}(AC)=

VENTRADA(DC)=

V

SALIDA(DC)=

6 **Materiales**

Descripción	UND	INSTALADO		RETIRADO CANTIDAD
		NUEVO	REUTILIZADO	
Batería	u			
Inversor	u			
	u			
	u			

LUEGO DE LA INSPECCIÓN SE VERIFICÓ LO SIGUIENTE:

COMPONENTE	BUENO	MALO
1. Batería	☒	☐
2. Inversor	☒	☐

6 **Observaciones:**

V° B°

Técnico

Firma :

Nombre: Eidel Feitoso

DNI : 73464290

Cliente

Firma :

Nombre: Amando Pacaya

DNI : 05855500

Electro Oriente S.A.

PARTE TÉCNICO DE MANTENIMIENTO ANUAL DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
"Inspección minuciosa del panel y controlador del SFV"

Fecha: 25/08/15

1 Datos del Cliente:

NOMBRES Y APELLIDOS : Karilita Jimena Pacaya Garcia

SUMINISTRO

DIRECCIÓN O LOCALIDAD:

Bellavista

DISTRITO DE REFERENCIA

13100224
Punohua

2 Trabajo Ejecutado: ☒ Inspección minuciosa del Panel Fotovoltaico

☒ Inspección minuciosa del controlador de carga

☒ Inspección minuciosa de la batería

☐ Inspección minuciosa del inversor DC/AC

3 Datos del Panel Fotovoltaico:

PANEL ACTUAL O INSTALADO:				Dato Eléctrico		OPERATIVO		PANEL RETIRADO:			
Marca	N° de Serie	Tensión Medida (V)	Potencia Placa (Watt)	SI	NO	SI	NO	Marca	N° de Serie	Deteriorado SI	Deteriorado NO
1. <i>Wpach</i>	20368091370	20	85	☒	☐	☒	☐	1		☐	☐
2				☐	☐	☐	☐	2		☐	☐
3				☐	☐	☐	☐	3		☐	☐
4				☐	☐	☐	☐	4		☐	☐
Observaciones:				Observaciones:							

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DEL PANEL FOTOVOLTAICO):

- a) Retiro de obstáculos y maleza que obstaculizan la incidencia de los rayos solares.
- b) Inspección visual de posibles degradaciones internas de la estanqueidad del panel.
- c) Limpieza de crecimiento de hongos sobre la superficie de panel.
- d) Ajuste de los pernos que unen el soporte al panel solar.
- e) Control de conexiones y cableado del panel fotovoltaico.
- f) Limpieza de los contactos de la bornera del panel fotovoltaico.
- g) Revisión de la orientación del panel al norte.
- h) Revisión grado de inclinación de 15°.
- i)

Verificado Ejecutado

☐	☒
☐	☒
☐	☒
☐	☒
☐	☒
☐	☒
☒	☐
☐	☒
☐	☐

OBSERVACIONES:

- a) S-F-V en conexión directa
- b)
- c) Requiere cambio de Batería
- d) y Controlador Nuevo
- e) URGENTE
- f)
- g) USUARIO PUNTUAL
- h)
- i) SE REINSTALO S-F-V A USUARIO

4 Datos del controlador

CONTROLADOR INSTALADO		VALORES MEDIDOS (DC)		CONTROLADOR RETIRADO		VALORES MEDIDOS (DC)	
Marca :	<i>Shinas</i>	Corriente Máxima: Salida Controlador	10	Marca :		Corriente Máxima: Salida Controlador	
N° de serie :		Tensión Máxima: Salida Controlador	12/24	N° de serie :		Tensión Máxima: Salida Controlador	

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DEL CONTROLADOR):

- a) Limpieza del polvo acumulado en la superficie del controlador.
- b) Revisión de indicaciones del controlador respecto al estado de carga de la batería.
- c) Ajuste de los cables de entrada y salida del controlador.
- d) Revisión de la temperatura de operación del controlador.
- e) Descarga de los parámetros almacenados en la memoria del controlador.
- f)

Verificado Ejecutado

☐	☐
☐	☐
☐	☐
☐	☐
☐	☐
☐	☐

OBSERVACIONES:

- a) no se encontro controlador
- b)
- c)
- d)
- e)
- f)

5 Materiales

Descripción	UND	INSTALADO		RETIRADO CANTIDAD
		NUEVO	REUTILIZADO	
Panel Solar	u			
Controlador de Carga	u			
	u			
	u			

LUEGO DE LA INSPECCIÓN SE VERIFICÓ LO SIGUIENTE:

COMPONENTE	BUENO	MALO
1. Panel Fotovoltaico.		
2. Controlador de Carga.		

6 Observaciones:

Vº Bº

Técnico

Firma : *[Firma]*
Nombre: *Fidel Perloza*
DNI : *73469240*

Cliente

Firma : *[Firma]*
Nombre: *Karilita J. Pacaya*
DNI : *62157726*

Electro Oriente S.A.

PARTE TÉCNICO DE MANTENIMIENTO ANUAL DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
"Inspección minuciosa de la batería y el inversor del SFV"

Fecha: 25/08/25

1 **Datos del Cliente:**

NOMBRES Y APELLIDOS : Karlita Jimena Pacaya Garcia

DIRECCIÓN O LOCALIDAD: Bellavista

SUMINISTRO

DISTRITO DE REFERENCIA

Hora Inicio:

131002244

Puinahwa

2 **Trabajo Ejecutado:**

☒ Inspección minuciosa del Panel Fotovoltaico

☒ Inspección minuciosa del controlador de carga

☒ Inspección minuciosa de la batería

☐ Inspección minuciosa del inversor DC/AC

3 **Datos de la Batería:**

BATERÍA ACTUAL O INSTALADO:

Marca	N° de Serie	Dato Eléctrico Capacidad (AH)	Tensión Medida (V)	OPERATIVO SI NO
1 <u>PIMA</u>	<u>A13090102594</u>	<u>90</u>	<u>9000</u>	☒ ☐
2				☐ ☐
3				☐ ☐
4				☐ ☐

BATERÍA RETIRADO:

Marca	N° de Serie	Deteriorado SI NO
1		☐ ☐
2		☐ ☐
3		☐ ☐
4		☐ ☐

Observaciones:

Observaciones:

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DE LA BATERÍA):

- a) Limpieza y retiro del óxido de los bornes de la batería.
- b) Ajuste de los cables terminales.
- c) Verificación del estado de la caja y cubierta de soporte descartando filtraciones y presencia de agujeros.
- d) Limpieza y medición

Ejecutado

☒
☒
☒
☒

OBSERVACIONES:

- a) Batería no retiene carga
- b) requiere cambio
- c)
- d)

4 **Datos del Inversor:**

INVERSOR INSTALADO

Marca : Potencia de placa:

N° de serie : Relación de tensión:

INVERSOR RETIRADO

Marca : Potencia (VA) :

N° de serie : R. de Tensión (DC/AC):

DETALLE DEL TRABAJO (INSPECCIÓN MINUCIOSA DEL INVERSOR):

- a) Limpieza periódica de la caja mediante un paño seco.
- b) Verificar que el área de ubicación del inversor se mantenga limpia, seca y bien ventilada
- c) Verificar que el inversor esté protegido de los rayos solares.
- d)

Ejecutado

☐
☐
☐
☐

OBSERVACIONES:

- a)
- b)
- c)
- d)

5 **Valores de tensión del Inversor**

1. Con carga

VENTRADA(DC)=

V_{VALIDA}(DC)=

ISALIDA(AC)=

2. Sin carga

VENTRADA(DC)=

V

SALIDA(DC)=

6 **Materiales**

Descripción	UND	INSTALADO		RETIRADO CANTIDAD
		NUEVO	REUTILIZADO	
Batería	u			
Inversor	u			
	u			
	u			

LUEGO DE LA INSPECCIÓN SE VERIFICÓ LO SIGUIENTE:

COMPONENTE	BUENO	MALO
1. Batería		☒
2. Inversor		

6 **Observaciones:**

V° B°

Técnico

Firma : Fidel Feitosu
Nombre: Fidel Feitosu
DNI : 73469290

Cliente

Firma : Karlita J. Pacaya
Nombre: Karlita J. Pacaya
DNI : 62157756

Electro Oriente S.A.

**E. ENCUESTAS - ENTREVISTA A PERSONAL TÉCNICO QUE INTERVIENE
EN LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO**

ENTREVISTA A PERSONAL TÉCNICO 1

A: Diseño y dimensionamiento

1. En su experiencia, la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos es actualmente:

- a) Suficiente en la mayoría de casos
- b) Parcialmente suficiente
- c) Insuficiente en la mayoría de casos

(Explique brevemente por qué)

La mayoría de usuarios solo lo requieren para focos de luz y cargar su dispositivo móvil, uno que otro usuario lo necesita para mover un televisor o una pequeña congeladora.

2. ¿Con qué frecuencia observa que la demanda del usuario supera la capacidad del sistema?

- a) Nunca
- b) Ocasionalmente
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

3. ¿Cuáles son los equipos que más generan sobrecarga en los sistemas?

(Respuesta breve directa)

Usualmente cuando conectan su inversor y ponen a funcionar su televisor durante 4 a 5 hrs todos los días.

B: Estado y calidad de componentes

4. ¿Cuál es el componente que presenta mayor índice de fallas?

- a) Panel
- b) Batería
- c) Controlador
- d) Cableado
- e) Otro: _____

5. La vida útil real de las baterías en campo es aproximadamente:

- a) Menor a lo esperado
- b) Igual a lo esperado
- c) Mayor a lo esperado

6. En general, el estado actual de los sistemas que atiende es:

- a) Bueno
- b) Regular**
- c) Deficiente

(Explique brevemente el criterio que utiliza para esa valoración)

Tenemos sistemas que funcionan al 100% al margen que está modificado, y otros que presentan falla, usualmente a base de la salida de los controladores de carga, haciendo que a veces el usuario lo manosee y terminen perjudicando el sistema.

C: Instalación y condiciones técnicas

7. ¿Con qué frecuencia detecta problemas en conexiones o cableado?

- a) Nunca
- b) Rara vez**
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

8. ¿Ha encontrado sistemas manipulados o alterados por usuarios?

- a) Sí**
- b) No

Si respondió sí:

¿Con qué frecuencia?

- a) Ocasional
- b) Frecuente**

9. En su opinión, los problemas actuales del sistema se deben principalmente a:

- a) Limitaciones del diseño original
- b) Falta de mantenimiento
- c) Uso inadecuado del usuario**
- d) Condiciones ambientales
- e) Otro: _____

D: Gestión y ejecución del mantenimiento

10. El mantenimiento preventivo semestral programado se ejecuta en campo:

- a) Siempre en el plazo establecido
- b) Con retrasos ocasionales**
- c) Con retrasos frecuentes
- d) Rara vez se cumple el cronograma

11. En la práctica, el mantenimiento que predomina es:

- a) Preventivo
- b) Correctivo
- c) Ambos en igual proporción**

12. ¿Considera que el mantenimiento preventivo actual es suficiente para reducir fallas y garantizar la continuidad del servicio?

- a) Sí**
- b) Parcialmente
- c) No

13. Las principales limitaciones para realizar mantenimiento oportuno son:

- a) Distancia y logística**
- b) Falta de personal
- c) Falta de repuestos**
- d) Presupuesto
- e) No existen limitaciones

(Puede marcar más de una)

ENTREVISTA A PERSONAL TÉCNICO 2

A: Diseño y dimensionamiento

1. En su experiencia, la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos es actualmente:

- a) Suficiente en la mayoría de casos
- b) Parcialmente suficiente
- c) Insuficiente en la mayoría de casos

(Explique brevemente por qué)

Ya que muchas localidades tiene habitantes que con poca economía y solamente poseen equipos eléctricos básico (foco, celular, radio pequeño).

2. ¿Con qué frecuencia observa que la demanda del usuario supera la capacidad del sistema?

- a) Nunca
- b) Ocasionalmente
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

3. ¿Cuáles son los equipos que más generan sobrecarga en los sistemas?

(Respuesta breve directa)

Cuando conectan inversor y ponen a funcionar su televisor o equipo de sonido por un tiempo prolongado.

B: Estado y calidad de componentes

4. ¿Cuál es el componente que presenta mayor índice de fallas?

- a) Panel
- b) Batería
- c) Controlador
- d) Cableado
- e) Otro: _____

5. La vida útil real de las baterías en campo es aproximadamente:

- a) Menor a lo esperado
- b) Igual a lo esperado
- c) Mayor a lo esperado

6. En general, el estado actual de los sistemas que atiende es:

- a) Bueno**
- b) Regular
- c) Deficiente

(Explique brevemente el criterio que utiliza para esa valoración)

Se realiza mantenimiento correctivo con equipos y/o componentes originales y nuevos por lo que se tiene un buen funcionamiento en los SFV.

C: Instalación y condiciones técnicas

7. ¿Con qué frecuencia detecta problemas en conexiones o cableado?

- a) Nunca
- b) Rara vez**
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

8. ¿Ha encontrado sistemas manipulados o alterados por usuarios?

- a) Sí**
- b) No

Si respondió sí:

¿Con qué frecuencia?

- a) Ocasional
- b) Frecuente**

9. En su opinión, los problemas actuales del sistema se deben principalmente a:

- a) Limitaciones del diseño original
- b) Falta de mantenimiento
- c) Uso inadecuado del usuario**
- d) Condiciones ambientales
- e) Otro: _____

D: Gestión y ejecución del mantenimiento

10. El mantenimiento preventivo semestral programado se ejecuta en campo:

- a) Siempre en el plazo establecido

- b) Con retrasos ocasionales
- c) Con retrasos frecuentes
- d) Rara vez se cumple el cronograma

11. En la práctica, el mantenimiento que predomina es:

- a) Preventivo
- b) Correctivo
- c) Ambos en igual proporción

12. ¿Considera que el mantenimiento preventivo actual es suficiente para reducir fallas y garantizar la continuidad del servicio?

- a) Sí
- b) Parcialmente
- c) No

13. Las principales limitaciones para realizar mantenimiento oportuno son:

- a) Distancia y logística
- b) Falta de personal
- c) Falta de repuestos
- d) Presupuesto
- e) No existen limitaciones

(Puede marcar más de una)

ENTREVISTA A PERSONAL TÉCNICO 3

A: Diseño y dimensionamiento

1. En su experiencia, la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos es actualmente:

- a) Suficiente en la mayoría de casos
- b) Parcialmente suficiente
- c) Insuficiente en la mayoría de casos

(Explique brevemente por qué)

Por que, los usuarios ahora buscan algo mas innovador necesario para artefactos con tensión de servicio en 220 Vac, que seria basicamente un sistema con una capacidad y potencia mayor.

2. ¿Con qué frecuencia observa que la demanda del usuario supera la capacidad del sistema?

- a) Nunca
- b) Ocasionalmente
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

3. ¿Cuáles son los equipos que más generan sobrecarga en los sistemas?

(Respuesta breve directa)

El inversor conectado directamente en la batería, esta maniobra o alteración del conexionado FV daña directamente la batería así mismo compromete al controlador ya que varía los parámetros eléctricos.

B: Estado y calidad de componentes

4. ¿Cuál es el componente que presenta mayor índice de fallas?

- a) Panel
- b) Batería
- c) Controlador
- d) Cableado
- e) Otro: _____

5. La vida útil real de las baterías en campo es aproximadamente:

- a) Menor a lo esperado
- b) Igual a lo esperado

- c) Mayor a lo esperado

6. En general, el estado actual de los sistemas que atiende es:

- a) Bueno
- b) Regular**
- c) Deficiente

(Explique brevemente el criterio que utiliza para esa valoración)

Por la manera que se realizan los mantenimientos, ya que se intenta atender fallas y reclamos de usuarios muchas utilizando recursos o alternativas que no son correctas (conexiones directas y semidirectas).

C: Instalación y condiciones técnicas

7. ¿Con qué frecuencia detecta problemas en conexiones o cableado?

- a) Nunca
- b) Rara vez**
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

8. ¿Ha encontrado sistemas manipulados o alterados por usuarios?

- a) Sí**
- b) No

Si respondió sí:

¿Con qué frecuencia?

- a) Ocasional
- b) Frecuente**

9. En su opinión, los problemas actuales del sistema se deben principalmente a:

- a) Limitaciones del diseño original
- b) Falta de mantenimiento
- c) Uso inadecuado del usuario**
- d) Condiciones ambientales
- e) Otro: _____

D: Gestión y ejecución del mantenimiento

10. El mantenimiento preventivo semestral programado se ejecuta en campo:

- a) Siempre en el plazo establecido
- b) Con retrasos ocasionales**
- c) Con retrasos frecuentes
- d) Rara vez se cumple el cronograma

11. En la práctica, el mantenimiento que predomina es:

- a) Preventivo
- b) Correctivo
- c) Ambos en igual proporción**

12. ¿Considera que el mantenimiento preventivo actual es suficiente para reducir fallas y garantizar la continuidad del servicio?

- a) Sí**
- b) Parcialmente
- c) No

13. Las principales limitaciones para realizar mantenimiento oportuno son:

- a) Distancia y logística**
- b) Falta de personal**
- c) Falta de repuestos**
- d) Presupuesto**
- e) No existen limitaciones**

(Puede marcar más de una)

ENTREVISTA A PERSONAL TÉCNICO 4

A: Diseño y dimensionamiento

1. En su experiencia, la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos es actualmente:

- a) Suficiente en la mayoría de casos
- b) Parcialmente suficiente
- c) Insuficiente en la mayoría de casos

(Explique brevemente por qué)

Ahora la tecnología avanzó más en la actualidad por ejemplo para cargar celulares y para que puedan ver su TV se necesita una tensión de servicio de 220 V (alterna), y los sistemas Fotovoltaicos que se instalaron tienen una tensión de servicio de 12V(contínuo) que son especialmente para uso de luminarias.

2. ¿Con qué frecuencia observa que la demanda del usuario supera la capacidad del sistema?

- a) Nunca
- b) Ocasionalmente
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

3. ¿Cuáles son los equipos que más generan sobrecarga en los sistemas?

(Respuesta breve directa)

Usuarios realizan uso de inversor por muchas horas.

B: Estado y calidad de componentes

4. ¿Cuál es el componente que presenta mayor índice de fallas?

- a) Panel
- b) Batería
- c) Controlador
- d) Cableado
- e) Otro: _____

5. La vida útil real de las baterías en campo es aproximadamente:

- a) Menor a lo esperado
- b) Igual a lo esperado
- c) Mayor a lo esperado

6. En general, el estado actual de los sistemas que atiende es:

- a) Bueno**
- b) Regular
- c) Deficiente

(Explique brevemente el criterio que utiliza para esa valoración)

Si es bueno porqué en los pueblos es necesario la luz, la experiencia que tengo es que antes que sea instalado los sistemas Fotovoltaicos, las personas usaban mecheros el cuál era precario y le salía más costoso, ahora con los SFV tienen suministro de energía las 24 horas.

C: Instalación y condiciones técnicas

7. ¿Con qué frecuencia detecta problemas en conexiones o cableado?

- a) Nunca
- b) Rara vez**
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

8. ¿Ha encontrado sistemas manipulados o alterados por usuarios?

- a) Sí**
- b) No

Si respondió sí:

¿Con qué frecuencia?

- a) Ocasional
- b) Frecuente**

9. En su opinión, los problemas actuales del sistema se deben principalmente a:

- a) Limitaciones del diseño original
- b) Falta de mantenimiento
- c) Uso inadecuado del usuario**
- d) Condiciones ambientales
- e) Otro: _____

D: Gestión y ejecución del mantenimiento

10. El mantenimiento preventivo semestral programado se ejecuta en campo:

- a) Siempre en el plazo establecido
- b) Con retrasos ocasionales
- c) Con retrasos frecuentes
- d) Rara vez se cumple el cronograma

11. En la práctica, el mantenimiento que predomina es:

- a) Preventivo
- b) Correctivo
- c) Ambos en igual proporción

12. ¿Considera que el mantenimiento preventivo actual es suficiente para reducir fallas y garantizar la continuidad del servicio?

- a) Sí
- b) Parcialmente
- c) No

13. Las principales limitaciones para realizar mantenimiento oportuno son:

- a) Distancia y logística
- b) Falta de personal
- c) Falta de repuestos
- d) Presupuesto
- e) No existen limitaciones

(Puede marcar más de una)

ENTREVISTA A PERSONAL TÉCNICO 5

A: Diseño y dimensionamiento

1. En su experiencia, la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos es actualmente:

- a) Suficiente en la mayoría de casos
- b) Parcialmente suficiente
- c) Insuficiente en la mayoría de casos

(Explique brevemente por qué)

Los usuarios actualmente hacen uso de equipos eléctricos y/o artefactos que superan la capacidad del sistema fotovoltaico instalado.

2. ¿Con qué frecuencia observa que la demanda del usuario supera la capacidad del sistema?

- a) Nunca
- b) Ocasionalmente
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

3. ¿Cuáles son los equipos que más generan sobrecarga en los sistemas?

(Respuesta breve directa)

Cuando el usuario conecta su celular para cargar su batería por varias horas, cuando cargan parlantes de 12 Vdc y el uso de inversor.

B: Estado y calidad de componentes

4. ¿Cuál es el componente que presenta mayor índice de fallas?

- a) Panel
- b) Batería
- c) Controlador
- d) Cableado
- e) Otro: _____

5. La vida útil real de las baterías en campo es aproximadamente:

- a) Menor a lo esperado
- b) Igual a lo esperado
- c) Mayor a lo esperado

6. En general, el estado actual de los sistemas que atiende es:

- a) Bueno**
- b) Regular
- c) Deficiente

(Explique brevemente el criterio que utiliza para esa valoración)

Ya que siempre se reportan fallas de los SFV por deterioro de batería, falla en el controlador, panel quemado y conexiones internas sin funcionar.

C: Instalación y condiciones técnicas

7. ¿Con qué frecuencia detecta problemas en conexiones o cableado?

- a) Nunca
- b) Rara vez**
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

8. ¿Ha encontrado sistemas manipulados o alterados por usuarios?

- a) Sí**
- b) No

Si respondió sí:

¿Con qué frecuencia?

- a) Ocasional**
- b) Frecuente

9. En su opinión, los problemas actuales del sistema se deben principalmente a:

- a) Limitaciones del diseño original**
- b) Falta de mantenimiento
- c) Uso inadecuado del usuario
- d) Condiciones ambientales
- e) Otro: _____

D: Gestión y ejecución del mantenimiento

10. El mantenimiento preventivo semestral programado se ejecuta en campo:

- a) Siempre en el plazo establecido**

- b) Con retrasos ocasionales
- c) Con retrasos frecuentes
- d) Rara vez se cumple el cronograma

11. En la práctica, el mantenimiento que predomina es:

- a) Preventivo
- b) Correctivo
- c) Ambos en igual proporción

12. ¿Considera que el mantenimiento preventivo actual es suficiente para reducir fallas y garantizar la continuidad del servicio?

- a) Sí
- b) Parcialmente
- c) No

13. Las principales limitaciones para realizar mantenimiento oportuno son:

- a) Distancia y logística
- b) Falta de personal
- c) Falta de repuestos
- d) Presupuesto
- e) No existen limitaciones

(Puede marcar más de una)

ENTREVISTA A PERSONAL TÉCNICO 6

A: Diseño y dimensionamiento

1. En su experiencia, la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos es actualmente:

- a) Suficiente en la mayoría de casos
- b) Parcialmente suficiente**
- c) Insuficiente en la mayoría de casos

(Explique brevemente por qué)

En la zona del Napo y Las Amazonas el usuario tiene TV y equipos de sonido los cuales desea usar sin embargo no es posible con el SFV actual instalado en las viviendas.

2. ¿Con qué frecuencia observa que la demanda del usuario supera la capacidad del sistema?

- a) Nunca
- b) Ocasionalmente**
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

3. ¿Cuáles son los equipos que más generan sobrecarga en los sistemas?

(Respuesta breve directa)

Quando el usuario conecta su celular (en el controlador) para cargar su batería por varias horas y todos los días.

B: Estado y calidad de componentes

4. ¿Cuál es el componente que presenta mayor índice de fallas?

- a) Panel
- b) Batería
- c) Controlador**
- d) Cableado
- e) Otro: _____

5. La vida útil real de las baterías en campo es aproximadamente:

- a) Menor a lo esperado
- b) Igual a lo esperado**
- c) Mayor a lo esperado

6. En general, el estado actual de los sistemas que atiende es:

- a) Bueno
- b) Regular**
- c) Deficiente

(Explique brevemente el criterio que utiliza para esa valoración)

Ya que siempre se reportan fallas de los SFV por deterioro de batería, falla en el controlador, panel quemado y conexiones internas sin funcionar.

C: Instalación y condiciones técnicas

7. ¿Con qué frecuencia detecta problemas en conexiones o cableado?

- a) Nunca
- b) Rara vez**
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

8. ¿Ha encontrado sistemas manipulados o alterados por usuarios?

- a) Sí**
- b) No

Si respondió sí:

¿Con qué frecuencia?

- a) Ocasional**
- b) Frecuente

9. En su opinión, los problemas actuales del sistema se deben principalmente a:

- a) Limitaciones del diseño original
- b) Falta de mantenimiento**
- c) Uso inadecuado del usuario
- d) Condiciones ambientales
- e) Otro: _____

D: Gestión y ejecución del mantenimiento

10. El mantenimiento preventivo semestral programado se ejecuta en campo:

- a) Siempre en el plazo establecido

- b) Con retrasos ocasionales**
- c) Con retrasos frecuentes
- d) Rara vez se cumple el cronograma

11. En la práctica, el mantenimiento que predomina es:

- a) Preventivo**
- b) Correctivo
- c) Ambos en igual proporción

12. ¿Considera que el mantenimiento preventivo actual es suficiente para reducir fallas y garantizar la continuidad del servicio?

- a) Sí
- b) Parcialmente**
- c) No

13. Las principales limitaciones para realizar mantenimiento oportuno son:

- a) Distancia y logística**
- b) Falta de personal**
- c) Falta de repuestos
- d) Presupuesto
- e) No existen limitaciones

(Puede marcar más de una)

ENTREVISTA A PERSONAL TÉCNICO 7

A: Diseño y dimensionamiento

1. En su experiencia, la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos es actualmente:

- a) Suficiente en la mayoría de casos
- b) Parcialmente suficiente**
- c) Insuficiente en la mayoría de casos

(Explique brevemente por qué)

El dimensionamiento fue correcto en su momento (10 años atrás) sin embargo en la actualidad las necesidades cambiaron y la energía de los SFV ya no cubre la demanda eléctrica real del usuario (para uso de artefactos como TV, radio y otros).

2. ¿Con qué frecuencia observa que la demanda del usuario supera la capacidad del sistema?

- a) Nunca
- b) Ocasionalmente
- c) Frecuentemente**
- d) Muy frecuentemente

3. ¿Cuáles son los equipos que más generan sobrecarga en los sistemas?

(Respuesta breve directa)

Principalmente los celulares, TV y equipos de sonido que conectan directamente a la batería por medio de un inversor.

B: Estado y calidad de componentes

4. ¿Cuál es el componente que presenta mayor índice de fallas?

- a) Panel
- b) Batería**
- c) Controlador
- d) Cableado
- e) Otro: _____

5. La vida útil real de las baterías en campo es aproximadamente:

- a) Menor a lo esperado
- b) Igual a lo esperado**
- c) Mayor a lo esperado

6. En general, el estado actual de los sistemas que atiende es:

- a) Bueno
- b) Regular**
- c) Deficiente

(Explique brevemente el criterio que utiliza para esa valoración)

Los SFV instalados a lo largo de los años los equipos se fueron deteriorando desde los componentes principales, equipos de montaje hasta las conexiones interiores y exteriores por lo que a pesar de realizar mantenimiento preventivo y correctivo muchos de estos deterioros se mantienen, haciendo que el SFV siempre tenga alguna falla y o necesidad.

C: Instalación y condiciones técnicas

7. ¿Con qué frecuencia detecta problemas en conexiones o cableado?

- a) Nunca
- b) Rara vez
- c) Frecuentemente**
- d) Muy frecuentemente

8. ¿Ha encontrado sistemas manipulados o alterados por usuarios?

- a) Sí**
- b) No

Si respondió sí:

¿Con qué frecuencia?

- a) Ocasional**
- b) Frecuente

9. En su opinión, los problemas actuales del sistema se deben principalmente a:

- a) Limitaciones del diseño original**
- b) Falta de mantenimiento**
- c) Uso inadecuado del usuario**
- d) Condiciones ambientales**
- e) Otro: _____

D: Gestión y ejecución del mantenimiento

10. El mantenimiento preventivo semestral programado se ejecuta en campo:

- a) Siempre en el plazo establecido
- b) Con retrasos ocasionales**
- c) Con retrasos frecuentes
- d) Rara vez se cumple el cronograma

11. En la práctica, el mantenimiento que predomina es:

- a) Preventivo**
- b) Correctivo
- c) Ambos en igual proporción

12. ¿Considera que el mantenimiento preventivo actual es suficiente para reducir fallas y garantizar la continuidad del servicio?

- a) Sí
- b) Parcialmente
- c) No**

13. Las principales limitaciones para realizar mantenimiento oportuno son:

- a) Distancia y logística**
- b) Falta de personal**
- c) Falta de repuestos**
- d) Presupuesto**
- e) No existen limitaciones

(Puede marcar más de una)

ENTREVISTA A PERSONAL TÉCNICO 8

A: Diseño y dimensionamiento

1. En su experiencia, la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos es actualmente:

- a) Suficiente en la mayoría de casos
- b) Parcialmente suficiente**
- c) Insuficiente en la mayoría de casos

(Explique brevemente por qué)

Debido a que al pasar el tiempo los usuarios han adquirido artefactos como TV y equipo de sonido el cuál se alimenta con una tensión de 220 Vac.

2. ¿Con qué frecuencia observa que la demanda del usuario supera la capacidad del sistema?

- a) Nunca
- b) Ocasionalmente**
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

3. ¿Cuáles son los equipos que más generan sobrecarga en los sistemas?

(Respuesta breve directa)

Usuarios realizan uso de inversor por muchas horas.

B: Estado y calidad de componentes

4. ¿Cuál es el componente que presenta mayor índice de fallas?

- a) Panel
- b) Batería**
- c) Controlador
- d) Cableado
- e) Otro: _____

5. La vida útil real de las baterías en campo es aproximadamente:

- a) Menor a lo esperado**
- b) Igual a lo esperado
- c) Mayor a lo esperado

6. En general, el estado actual de los sistemas que atiende es:

- a) Bueno
- b) Regular**
- c) Deficiente

(Explique brevemente el criterio que utiliza para esa valoración)

Debido a la falla de algunos accesorios como; socket, interruptores, toma de 12 Vdc, llave térmica, cigarrera, baterías y controladores.

C: Instalación y condiciones técnicas

7. ¿Con qué frecuencia detecta problemas en conexiones o cableado?

- a) Nunca
- b) Rara vez**
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

8. ¿Ha encontrado sistemas manipulados o alterados por usuarios?

- a) Sí**
- b) No

Si respondió sí:

¿Con qué frecuencia?

- a) Ocasional**
- b) Frecuente

9. En su opinión, los problemas actuales del sistema se deben principalmente a:

- a) Limitaciones del diseño original
- b) Falta de mantenimiento
- c) Uso inadecuado del usuario**
- d) Condiciones ambientales
- e) Otro: _____

D: Gestión y ejecución del mantenimiento

10. El mantenimiento preventivo semestral programado se ejecuta en campo:

- a) Siempre en el plazo establecido**
- b) Con retrasos ocasionales
- c) Con retrasos frecuentes

d) Rara vez se cumple el cronograma

11. En la práctica, el mantenimiento que predomina es:

a) Preventivo

b) Correctivo

c) Ambos en igual proporción

12. ¿Considera que el mantenimiento preventivo actual es suficiente para reducir fallas y garantizar la continuidad del servicio?

a) Sí

b) Parcialmente

c) No

13. Las principales limitaciones para realizar mantenimiento oportuno son:

a) Distancia y logística

b) Falta de personal

c) Falta de repuestos

d) Presupuesto

e) No existen limitaciones

(Puede marcar más de una)

ENTREVISTA A PERSONAL SUPERVISOR

A: Diseño y dimensionamiento

1. En su experiencia, la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos es actualmente:

- a) Suficiente en la mayoría de casos
- b) Parcialmente suficiente
- c) Insuficiente en la mayoría de casos

(Explique brevemente por qué)

El dimensionamiento es eficiente por que está diseñado para luminarias y recargar celulares, pero muchas veces el usuario no tiene conocimiento y conecta inversor y genera un consumo mayor y es ahí que se presenta falla, mi recomendación en este caso sería implementar SFV de más capacidad para satisfacer la necesidad del usuario ya que muchas veces quiere usar su tv , equipo de sonido, congeladora etc.

2. ¿Con qué frecuencia observa que la demanda del usuario supera la capacidad del sistema?

- a) Nunca
- b) Ocasionalmente
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

3. ¿Cuáles son los equipos que más generan sobrecarga en los sistemas?

(Respuesta breve directa)

Actualmente los usuarios conectan inversor para que pongan en funcionamiento su tv, un equipo de sonido etc por lo cuál generan un mayor consumo.

B: Estado y calidad de componentes

4. ¿Cuál es el componente que presenta mayor índice de fallas?

- a) Panel
- b) Batería
- c) Controlador
- d) Cableado
- e) Otro: _____

5. La vida útil real de las baterías en campo es aproximadamente:

- a) Menor a lo esperado

- b) Igual a lo esperado
- c) Mayor a lo esperado

6. En general, el estado actual de los sistemas que atiende es:

- a) Bueno
- b) Regular
- c) Deficiente

(Explique brevemente el criterio que utiliza para esa valoración)

Muchos usuarios tienden a dar uso correcto a los SFV, pocas son las ocasiones donde encontramos SFV averiados.

C: Instalación y condiciones técnicas

7. ¿Con qué frecuencia detecta problemas en conexiones o cableado?

- a) Nunca
- b) Rara vez
- c) Frecuentemente
- d) Muy frecuentemente

8. ¿Ha encontrado sistemas manipulados o alterados por usuarios?

- a) Sí
- b) No

Si respondió sí:

¿Con qué frecuencia?

- a) Ocasional
- b) Frecuente

9. En su opinión, los problemas actuales del sistema se deben principalmente a:

- a) Limitaciones del diseño original
- b) Falta de mantenimiento
- c) Uso inadecuado del usuario
- d) Condiciones ambientales
- e) Otro: __Al mal uso realizado por el usuario al SFV._____

D: Gestión y ejecución del mantenimiento

10. El mantenimiento preventivo semestral programado se ejecuta en campo:

- a) Siempre en el plazo establecido**
- b) Con retrasos ocasionales
- c) Con retrasos frecuentes
- d) Rara vez se cumple el cronograma

11. En la práctica, el mantenimiento que predomina es:

- a) Preventivo
- b) Correctivo
- c) Ambos en igual proporción**

12. ¿Considera que el mantenimiento preventivo actual es suficiente para reducir fallas y garantizar la continuidad del servicio?

- a) Sí**
- b) Parcialmente
- c) No

13. Las principales limitaciones para realizar mantenimiento oportuno son:

- a) Distancia y logística**
- b) Falta de personal
- c) Falta de repuestos
- d) Presupuesto
- e) No existen limitaciones

(Puede marcar más de una)

ENTREVISTA A PERSONAL TÉCNICO 9

A: Diseño y dimensionamiento

1. En su experiencia, la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos es actualmente:

- a) Suficiente en la mayoría de casos
- b) Parcialmente suficiente**
- c) Insuficiente en la mayoría de casos

(Explique brevemente por qué)

Porque muchos usuarios cuentan con artefactos que funcionan con corriente alterna (220 V) por lo que el SFV actual no cubre esta necesidad.

2. ¿Con qué frecuencia observa que la demanda del usuario supera la capacidad del sistema?

- a) Nunca
- b) Ocasionalmente
- c) Frecuentemente**
- d) Muy frecuentemente

3. ¿Cuáles son los equipos que más generan sobrecarga en los sistemas?

(Respuesta breve directa)

El inversor para que pongan en funcionamiento su tv, un equipo de sonido, ventilador, starlink etc por lo cuál generan un mayor consumo.

B: Estado y calidad de componentes

4. ¿Cuál es el componente que presenta mayor índice de fallas?

- a) Panel
- b) Batería**
- c) Controlador
- d) Cableado
- e) Otro: _____

5. La vida útil real de las baterías en campo es aproximadamente:

- a) Menor a lo esperado**
- b) Igual a lo esperado
- c) Mayor a lo esperado

6. En general, el estado actual de los sistemas que atiende es:

- a) Bueno
- b) Regular**
- c) Deficiente

(Explique brevemente el criterio que utiliza para esa valoración)

Muchos de los SFV funcionan pero con baterías antiguas y muchas de ellas descargadas con conexiones directas entre en panel batería y controlador.

C: Instalación y condiciones técnicas

7. ¿Con qué frecuencia detecta problemas en conexiones o cableado?

- a) Nunca
- b) Rara vez
- c) Frecuentemente**
- d) Muy frecuentemente

8. ¿Ha encontrado sistemas manipulados o alterados por usuarios?

- a) Sí**
- b) No

Si respondió sí:

¿Con qué frecuencia?

- a) Ocasional**
- b) Frecuente

9. En su opinión, los problemas actuales del sistema se deben principalmente a:

- a) Limitaciones del diseño original**
- b) Falta de mantenimiento**
- c) Uso inadecuado del usuario**
- d) Condiciones ambientales
- e) Otro: _____

D: Gestión y ejecución del mantenimiento

10. El mantenimiento preventivo semestral programado se ejecuta en campo:

- a) Siempre en el plazo establecido

- b) Con retrasos ocasionales**
- c) Con retrasos frecuentes
- d) Rara vez se cumple el cronograma

11. En la práctica, el mantenimiento que predomina es:

- a) Preventivo
- b) Correctivo**
- c) Ambos en igual proporción

12. ¿Considera que el mantenimiento preventivo actual es suficiente para reducir fallas y garantizar la continuidad del servicio?

- a) Sí
- b) Parcialmente**
- c) No

13. Las principales limitaciones para realizar mantenimiento oportuno son:

- a) Distancia y logística**
- b) Falta de personal**
- c) Falta de repuestos**
- d) Presupuesto
- e) No existen limitaciones

(Puede marcar más de una)

F. CATÁLOGO DE COMPONENTES DE SISTEMA FOTOVOLTAICO

ZT 85S mono

ZYTECH MÓDULOS



Células

Tecnología	Silicio monocristalino
Número de células por módulo	36
Dimensiones	125 x 115 mm

Características estructurales

Dimensiones L x W x H	1111 x 545 x 35 mm
Peso	6.5 kg

Características eléctricas

		ZT 85S
Potencia máxima	P_{max}	85 W
Tensión a circuito abierto	V_{oc}	22.46 V
Tensión punto máx. potencia	V_{mp}	18.72 V
Intensidad de cortocircuito	I_{sc}	5.17 A
Intensidad punto máx. Potencia	I_{mp}	4.54 A

* En condiciones estándar (STC) Irradiancia 1000W/m², AM1.5, temperatura de la célula 25°C.

Características térmicas

TONC	45°C ± 2°C
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	- 0.35% / °C
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	0.039% / °C
Coefficiente de temperatura de P_m	- 0.42% / °C

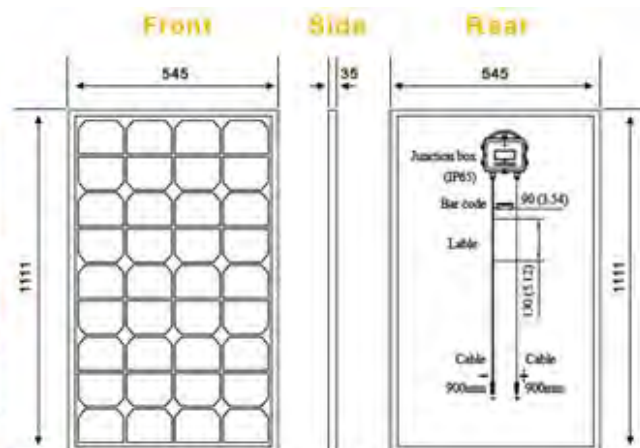
* TONC: Temperatura de Operación Nominal de la Célula

Parámetros del sistema

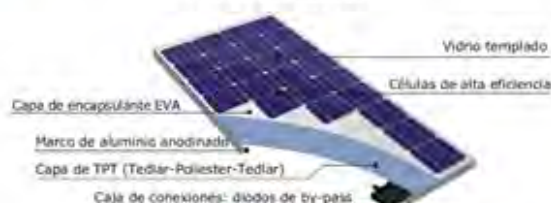
Tensión máxima del sistema	700 VDC
Máxima intensidad inversa	No aplicar a los módulos tensiones mayores a V_{oc}

Additional data

Caja de conexiones	1000 VDC
Conector	MC4 con prensaestopas
Power tolerance	0% - 3%
Cable	4 mm ²
Longitud del cable	900 mm
Número de diodos de by-pass	2 piezas
Garantía de potencia	10 años al 90%, 20 años al 80%

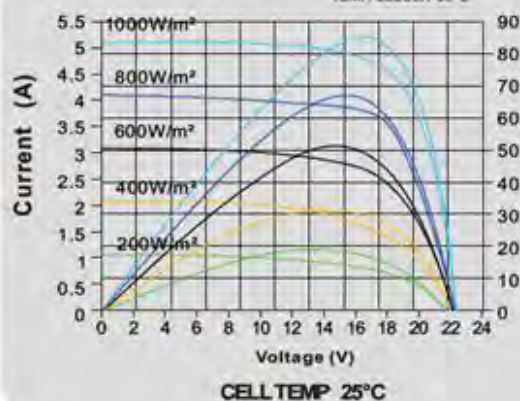


PARTES DEL MÓDULO



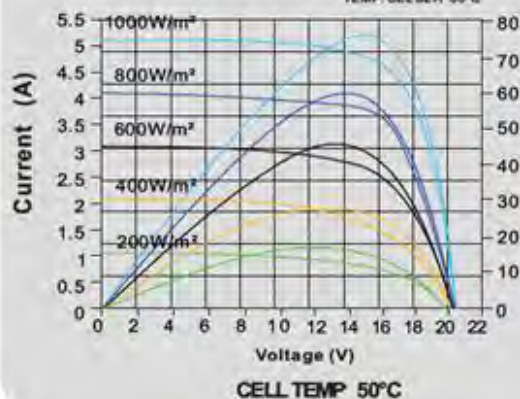
CURVA DE COMPORTAMIENTO

TEMP. CÉLULA 25°C



CURVA DE COMPORTAMIENTO

TEMP. CÉLULA 50°C



Zytech Solar se reserva el derecho de modificar las especificaciones sin previo aviso.

ZYTECH SOLAR - Zueco Y Technology S.L.
P. Industrial Centrovia - C/ R. Janeiro, 12
50198 La Muela (Zaragoza) SPAIN
Tel: +34 976 141819 / Fax: +34 976 141818
info@zytechsolar.com / www.zytechsolar.com



RA12-90DGMP (12V90Ah)

RA12-90DGMP is GEL Deep cycle battery high power series, with 12 years floating design life, superiorly designed for frequent cyclic discharge applications under extreme temperature. By using strong grid to insure reliable performance under frequent cyclic discharge use. 400 cycles could be available at 100% DOD. Offering extra-durable cyclic performance, high efficiency of recovery, that is more suitable for solar, mobility, E-toll, marine, deep discharge UPS etc..



Specification

Cells Per Unit	6
Voltage Per Unit	12
Capacity	90Ah@20hr-rate to 1.75V per cell @25°C
Weight	Approx. 30.0 Kg
Max. Discharge Current	1000 A (5 sec)
Internal Resistance	Approx. 7.5 mΩ
Operating Temperature Range	Discharge: -40°C~60°C Charge:-20°C~50°C Storage: -40°C~60°C
Normal Operating Temperature Range	25°C 5°C
Float charging Voltage	13.6to 13.8 VDC/unit Average at 25°C
Recommended Maximum Charging Current Limit	20A
Equalization and Cycle Service	14.2 to 14.4VDC/unit Average at 25°C
Self Discharge	RITAR Valve Regulated Lead Acid (VRLA) batteries can be stored for more than 6 months at 25°C. Self-discharge ratio less than 3% per month at 25°C. Please charge batteries before using.
Terminal	Terminal F5/F12
Container Material	A.B.S. (UL94-HB), Flammability resistance of UL94-V1 can be available upon request.



MH28539



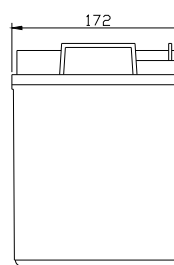
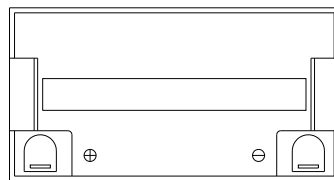
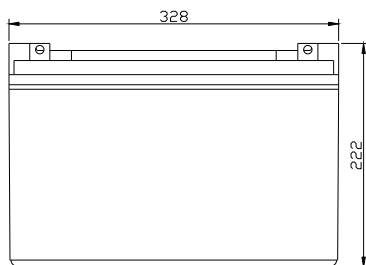
G4M20206-0910-E-16



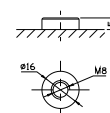
ISO9001:2000 Certificate

Dimensions

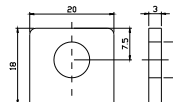
Unit: mm Dimension: 328(L) 172(W) 222(H)



Terminal F12



Terminal F5



Constant Current Discharge Characteristics: A (25°C)

F.V/Time	1HR	2HR	3HR	5HR	8HR	10HR	20HR	30HR	50HR	70HR	100HR	120HR
9.60V	55.14	31.48	22.13	15.42	10.647	9.004	4.762	3.238	2.000	1.496	1.095	0.952
10.0V	54.88	31.24	22.05	15.34	10.563	8.918	4.676	3.179	1.964	1.469	1.075	0.936
10.2V	54.37	31.01	21.88	15.25	10.476	8.832	4.589	3.121	1.927	1.442	1.055	0.918
10.5V	53.87	30.77	21.80	15.07	10.390	8.745	4.503	3.062	1.891	1.415	1.035	0.901
10.8V	52.60	30.21	21.21	14.79	10.217	8.658	4.415	3.003	1.854	1.388	1.015	0.883
11.1V	49.96	28.88	20.28	14.15	9.784	8.398	4.156	2.826	1.745	1.306	0.956	0.832

Constant Power Discharge Characteristics: W (25°C)

F.V/Time	1HR	2HR	3HR	5HR	8HR	10HR	20HR	30HR	50HR	70HR	100HR	120HR
9.6V	630.5	362.0	255.5	178.6	123.6	101.25	53.48	36.36	22.46	16.81	12.30	10.70
10.0V	627.5	360.70	254.9	177.6	123.1	100.21	52.96	36.02	22.24	16.64	12.18	10.59
10.2V	623.0	357.3	253.5	177.0	122.0	99.69	52.44	35.66	22.03	16.49	12.06	10.49
10.5V	616.6	354.1	251.9	175.4	121.0	98.65	51.92	35.31	21.81	16.32	11.94	10.38
10.8V	601.6	348.8	245.8	172.6	118.3	97.61	51.4	34.96	21.59	16.16	11.82	10.28
11.1V	570.1	332.8	233.6	163.9	114.2	94.50	49.33	33.54	20.72	15.50	11.34	9.865

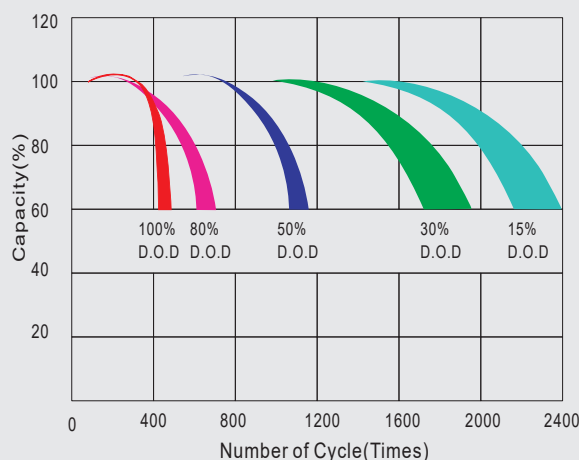
All mentioned values are average values.

RA12-90DGMP

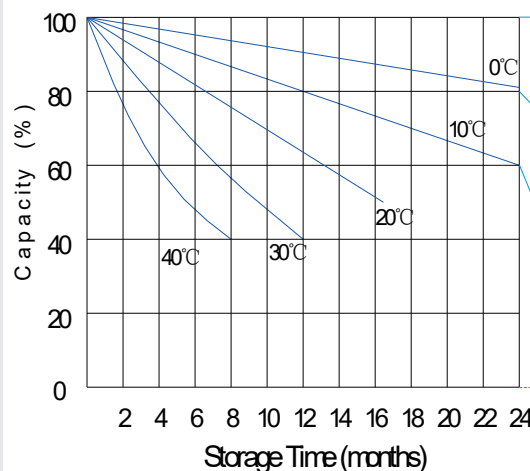
12V90Ah



Life characteristics of cyclic use



Storage characteristic



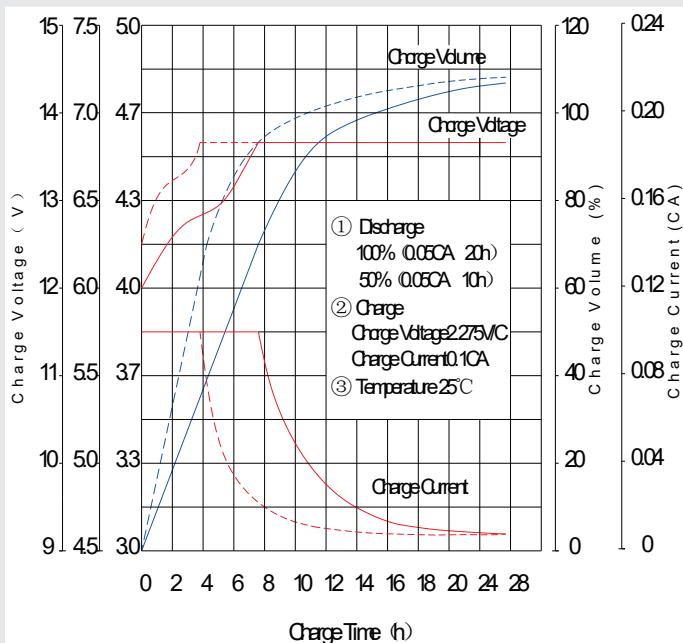
Supplementary charge required (Carry out supplementary charge before use if 100% capacity is required)

Supplementary charge required before use. This supplementary charge will help to recover the capacity and should be made as early as possible.

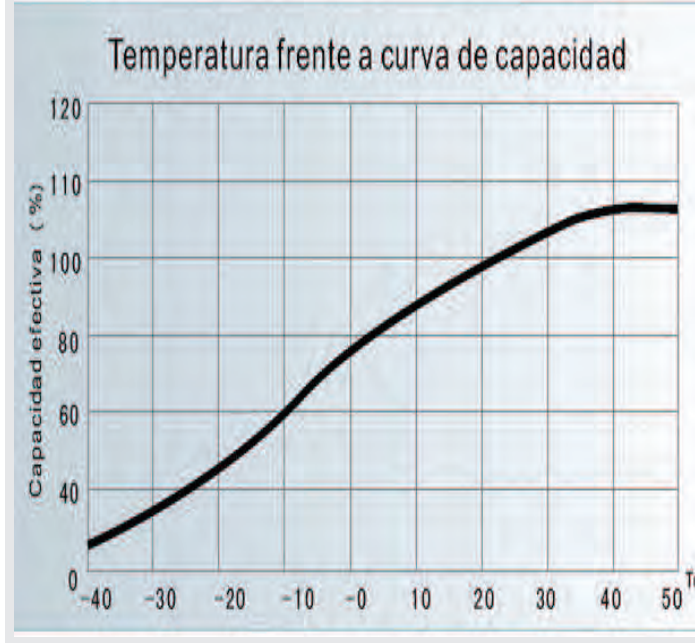
Supplementary charge may often fail to recover the capacity. The battery should never be left standing till this state is reached

Supplementary charge and storage guidelines

Charge characteristic curve for cyclic use



Temperature vs capacity curve



Discharge Current VS. Discharge Voltage

Final Discharge Voltage V/cell	1.75V	1.70V	1.60V
Discharge Current (A)	(A) ≤ 0.2C	0.2C < (A) < 1.0C	(A) ≥ 1.0C

Maintenance & Cautions

Cycle service

※ Avoid battery over discharge, especially battery series connection use.

※ Charged with recommend voltage, ensure battery can be full recharged.

In general, recharge capacity should be 1.1-1.15 times discharge capacity.

※ Effect of temperature on cycle charge voltage: -4mV/°C/Cell.

※ There are a number of factors that will affect the length of cyclic service.

The most significant are depth of discharge, ambient temperature, discharge rate, and the manner in which the battery is recharged.

Generally speaking, the most important factors is depth of discharge.

Charge the batteries at least once every six months, if they are stored at 25°C.

Charging Method:

Constant Voltage	-0.2Cx2h+2.4~2.45V/Cellx24h, Max. Current 0.3CA
Constant Current	-0.2Cx2h+0.1CAx12h
Fast	-0.2Cx2h+0.3CAx4.0h

SHEN ZHEN RITAR POWER CO.,LTD.

URL: www.ritarpower.com

Address: Rm405, Tower C, Huahan Building, Langshan Rd16, Nanshan District, ShenZhen, 518057, China

Tel: +86-755-33981668 Fax: +86-755-8347-5180

2010 • Vers on I

CX series (10 – 40 A)

Controlador solar de carga con Display LCD



- Visualización LCD del estado de carga de la batería
- Visualización del nivel de carga y descarga
- Aviso acústico de desconexión de carga
- Indicación del estado de las cargas
- Elección entre 5 tipos de algoritmos de desconexión de carga
- Regulación PWM tipo serie (Flotación, boost, ecualización)
- Compensación de temperatura integrada
- Terminales cubiertas (hasta 16mm²)
- Protección total de estado sólido

La serie CX es una familia de controladores de carga solar sofisticados con excepcionales características y con precios razonables. Además de una perfecta regulación PWM con compensación de temperatura integrada, los controladores proporcionan la visualización de funciones de programación y de seguridad en el display gráfico LCD.

El estado de carga de la batería está claramente visualizado en un cuadro de barras, tanto para la energía que fluye de la batería y el estado de las cargas (por ejemplo sobrecarga, cortocircuito de las cargas). La función de protección de descarga profunda puede ser ajustada a tres modos

diferentes: voltaje controlado, SOC controlado o adaptable (lógica difusa).

Los avisos acústicos están integrados, también posee una función de Luz Nocturna programable.

Como un accesorio podemos proporcionar una salida de Administración del Exceso de Energía para controlar aparatos especiales Phocos como los refrigeradores y/o neveras SF solares.

El CX por su forma compacta está preparado para ser montado en rieles tipo DIN (dispositivo para montaje disponible como accesorio).

CX series (10 – 40 A)

Controlador solar de carga con Display LCD

Tipo	CX10-1.2	CX20-1.2	CX40-1.2
Voltaje del sistema	12/24 V reconocimiento automatico		
Max. carga/corriente de carga	10 A	20 A	40 A
Carga de Flotacion	13.7/27.4 V (25 °C)		
Carga Principal	14.4/28.8 V (25 °C), 30 min. (diariamente)		
Carga de Boost	14.4/28.8 V (25 °C), 2 h activacion: voltaje de la bateria < 12.3/24.6 V		
Ecuilizacion	14.8/29.6 V (25 °C), 2 h activacion: voltaje de la bateria < 12.1/24.2 V		
Proteccion de descarga profunda:			
Estado de carga dependiente	A: 11.4 – 11.9 V / 22.8 – 23.8 V B: 11.0 – 11.75 V / 22.0 – 23.5 V		
Voltaje dependiente	A: 11.0/22 V B: 11.5/23 V		
Adaptativa	11.0 – 12.2 V / 22.0 – 24.4 V		
Nivel de reconexion	12.8/25.6 V		
Proteccion de sobrevoltaje	15.5/31.0 V		
Proteccion de voltaje bajo	10.5/21.0 V		
Max. voltaje de panel	30 V en sistema de 12V		
(Proteccion de sobrevoltaje por varistor)	50 V en sistema de 24V		
Compensacion de temperatura	–25 mV/K at 12 V		
(Voltaje de carga)	–50 mV/K at 24 V		
Autoconsumo de corriente	< 4 mA		
Aterramiento	aterramiento positivo posible		
Rango de temperatura ambiente	–20 to +50 °C		
Max. altitud	4,000 m sobre el nivel del mar		
Tipo de Bateria	acido plomo (GEL, AGM, liquidas)		
Seccion de terminales	< 16 mm ²		
Peso	168 g		179 g
Dimensiones (W x H x D)	92 x 93 x 38 mm		
Tipo de proteccion	IP22		
Humedad Relativa	menor a 95% (no condensado)		
Tipo de Controlador	Electronico de Estado Solido		

La polaridad de las borneras esta claramente indicado

Este producto y sus diferentes modelos son ensamblados en nuestras instalaciones de Phocos China.

CL 12 (3 – 11 W)

Lamparas Fluorescentes Compactas DC



- Operacion en 12 V DC
- Extremadamente elevada eficiencia de iluminacion
- Extremadamente alto numero de ciclos de encendido y apagado
- Protector de sobre temperatura (OTP)
- Socket estandar disponible

Las lamparas CFL de Phocos proporcionan elevados niveles de iluminacion con un bajo consumo de energia. Estas lamparas de 12V de alta calidad puede ser usadas directamente con baterias de 12V o sistemas solares. La vida util de las lamparas es mayor a 8,000 hrs. La nueva version de lamparas CFL es ahora regulada por un circuito de precalentamiento DC que hace posible un extremadamente elevado numero de ciclos de encendido y apagado (IEC 925, mayor a 500.000 ciclos).

Ademas las lamparas estan equipadas con un protector

de sobretemperatura (OTP) que causa que la lampara se apague automaticamente antes del sobrecalentamiento (especialmente cuando opera en condiciones de entorno extremas) y por lo tanto se evita problemas en la lampara. Asi, la vida util del producto incrementa significativamente. Es una excelente eleccion para cualquier proposito de iluminacion que requiera mas de 100 lumenes. En caso de mala conexion la lampara cuenta con proteccion de inversion de polaridad.

Tipo	CL1207C-2.2 CL1207W-2.2	CL1209C-2.2 CL1209W-2.2	CL1211C-2.2 CL1211W-2.2
Rango de Voltaje	11 – 15 V		
Potencia nominal	7 W	9 W	11 W
Corriente nominal	560 mA	720 mA	900 mA
Intesidad luminosa	350 lm	520 lm	630 lm (C) 670 lm (W)
Temperatura de la luz	6,400 K (C) 2,700 K (W)		
Rango de temperatura	-10 a +50 °C		-10 a +40 °C
Socket	E27 (Edison)		

Este producto y sus diferentes modelos son ensamblados en nuestras instalaciones de Phocos China.

Gama
Xtender



	XTS 900-12	XTS 1200-24	XTS 1400-48	XTM 1500-12	XTM 2000-12	XTM 2400-24	XTM 2600-48	XTM 3500-24	XTM 4000-48	XTH 3000-12	XTH 5000-24	XTH 6000-48	XTH 8000-48	
Inversor														
Tensión nominal de batería	12Vdc	24Vdc	48Vdc	12Vdc		24Vdc	48Vdc	24Vdc	48Vdc	12Vdc	24Vdc	48Vdc		
Campo de tensión de entrada	9.5 - 17Vdc	19 - 34Vdc	38 - 68Vdc	9.5 - 17Vdc		19 - 34Vdc	38 - 68Vdc	19 - 34Vdc	38 - 68Vdc	9.5 - 17Vdc	19 - 34Vdc	38 - 68Vdc		
Potencia continua @ 25°C	650**/500VA	800**/650VA	900**/750VA	1500VA	2000VA	2000VA	2000VA	3000VA	3500VA	2500VA	4500VA	5000VA	7000VA	
Potencia 30 min. @ 25°C	900**/700VA	1200**/1000VA	1400**/1200VA	1500VA	2000VA	2400VA	2600VA	3500VA	4000VA	3000VA	5000VA	6000VA	8000VA	
Potencia 5 sec. @ 25°C	2.3kVA	2.5kVA	2.8kVA	3.4kVA	4.8kVA	6kVA	6.5kVA	9kVA	10.5kVA	7.5kVA	12kVA	15kVA	21kVA	
Carga máxima	Hasta corto circuito													
Carga asimétrica máxima	Hasta Pcont													
Detección de carga (stand-by)	2 a 25 W													
Cos φ	0.1-1													
Rendimiento máximo	93%	93%	93%	93%		94%	96%	94%	96%	93%	94%	96%		
Consumo OFF/Stand-by/ON	1.1W/1.4W/7W	1.2W/1.5W/8W	1.3W/1.6W/8W	1.2W/1.4W/8W	1.2W/1.4W/10W	1.4W/1.6W/9W	1.8W/2W/10W	1.4W/1.6W/12W	1.8W/2.1W/14W	1.2W/1.4W/14W	1.4W/1.8W/18W	1.8W/2.2W/22W	1.8W/2.4W/30W	
Tensión de salida	Sinusoidal pura 230Vac (+/- 2%) / 120Vac ⁽¹⁾													
Frecuencia de salida	50Hz / 60Hz ⁽¹⁾ +/- 0.05% (controlado por cuarzo)													
Distorsión armónica	<2%													
Protección de sobrecarga y corto circuito	Desconexión automática con 3 intentos de reinicio													
Protección de sobre temperatura	Alarma antes de corte y reinicio automático													
Cargador de batería														
Características de carga	6 etapas : Bulk-Absorción-Flotación-Ecualización-Flotación reducida-Absorción periódica completamente ajustables con el RCC-02/-03													
Corriente de carga máxima	35A	25A	12A	70A	100A	55A	30A	90A	50A	160A	140A	100A	120A	
Compensación por temperatura	Con BTS-01 o BSP 500/1200													
Corrección del factor de potencia (PFC)	EN 61000-3-2													
Datos generales	XTS 900-12	XTS 1200-24	XTS 1400-48	XTM 1500-12	XTM 2000-12	XTM 2400-24	XTM 2600-48	XTM 3500-24	XTM 4000-48	XTH 3000-12	XTH 5000-24	XTH 6000-48	XTH 8000-48	
Rango de tensión de entrada	150 a 265Vac / 50 a 140Vac ⁽¹⁾													
Frecuencia de entrada	45 - 65Hz													
Corriente máx. de entrada (relé de transferencia) / corriente máx. de salida	16Aac/20Aac			50Aac/56Aac					50Aac/80Aac					
Tiempo de transferencia (UPS)	<15ms													
Contactos multifuncionales	Módulo ARM-02 con 2 contactos, en opción			2 contactos independientes (libres de potencial con 3 puntos, 16Aac/5Aac)										
Peso	8.2 kg	9 kg	9.3 kg	15 kg	18.5 kg	16.2 kg		21.2 kg	22.9 kg	34 kg	40 kg	42 kg	46 kg	
Dimensiones AxaxL [mm]	110x210x310			133x322x466						230x300x500				
Índice de protección	IP54			IP20						IP20				
Conformidad	Directiva CEM 2004/108/CE : EN 61000-6-1, EN 61000-6-3, EN 55014, EN 55022, EN 61000-3-2, 62040-2 Directiva de baja tensión 2006/95/CE : EN 62040-1-1, EN 50091-2, EN 60950-1													
Rango de temperatura de trabajo	-20 a 55°C													
Humedad relativa de funcionamiento	100%			95% sin condensación						95% sin condensación				
Ventilación	Módulo de ventilación ECF-01 en opción			Forzada a partir de 55°C						Forzada a partir de 55°C				
Nivel acústico	<40dB / <45dB (sin/con ventilación)													
Garantía	5 años													
Opciones														
Control remoto RCC-02 o RCC-03	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	
Módulo XCOM-232i	•	•	•	•	•		•	•	•	•	•	•	•	
Pasarela XCOM-MS	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	
Módulo de entrada remota RCM-10 (3 m de cable)	•	•	•	•	•	•	•	•	•					
Módulo con 2 contactos auxiliares ARM-02	•	•	•											
Módulo de ventilación ECF-01	•	•	•											
Sensor de temperatura de batería BTS-01 (3 m)	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	
Cable de comunicación para 3ph y // CAB-RJ45-8-2	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	
Marco de montaje X-Connect										•	•	•	•	

* Ajustable con el RCC-02/-03

** Valores mencionados únicamente válidos con el módulo de ventilación ECF-01.

(1) Con -01 a

dos los Xtender excepto el XTH 8000-48

Estos datos pueden cambiar sin preaviso.

THW-90

Usos

Aplicación general en instalaciones fijas, edificaciones, interior de locales con ambiente seco o húmedo, conexiones de tableros de control y en general en todas las instalaciones que requieran mayor capacidad de corriente al TW-80.

Descripción

Conductores de cobre electrolítico recocido, sólido, cableado ó flexible. Aislamiento de PVC.

Características

Buena resistencia dieléctrica, resistencia a la humedad, productos químicos, grasas, aceite y al calor hasta la temperatura de servicio. Retardante a la llama.

Marca

INDECO S.A. THW-90 450/750 V <Sección> <Año de Fabricación>

Calibres

2.5 mm² - 500 mm²

Embalaje

De 2.5 a 10 mm²: En rollos estándar de 100 metros.

De 16 a 500 mm²: En carretes de madera.

Colores

De 2.5 a 10 mm²: Amarillo, azul, blanco, negro, rojo y verde.

Mayores de 16 mm²: Solo en color negro.



Normas de Fabricación

NTP 370.252

Tensión de servicio

450/750 V

Temperatura de operación

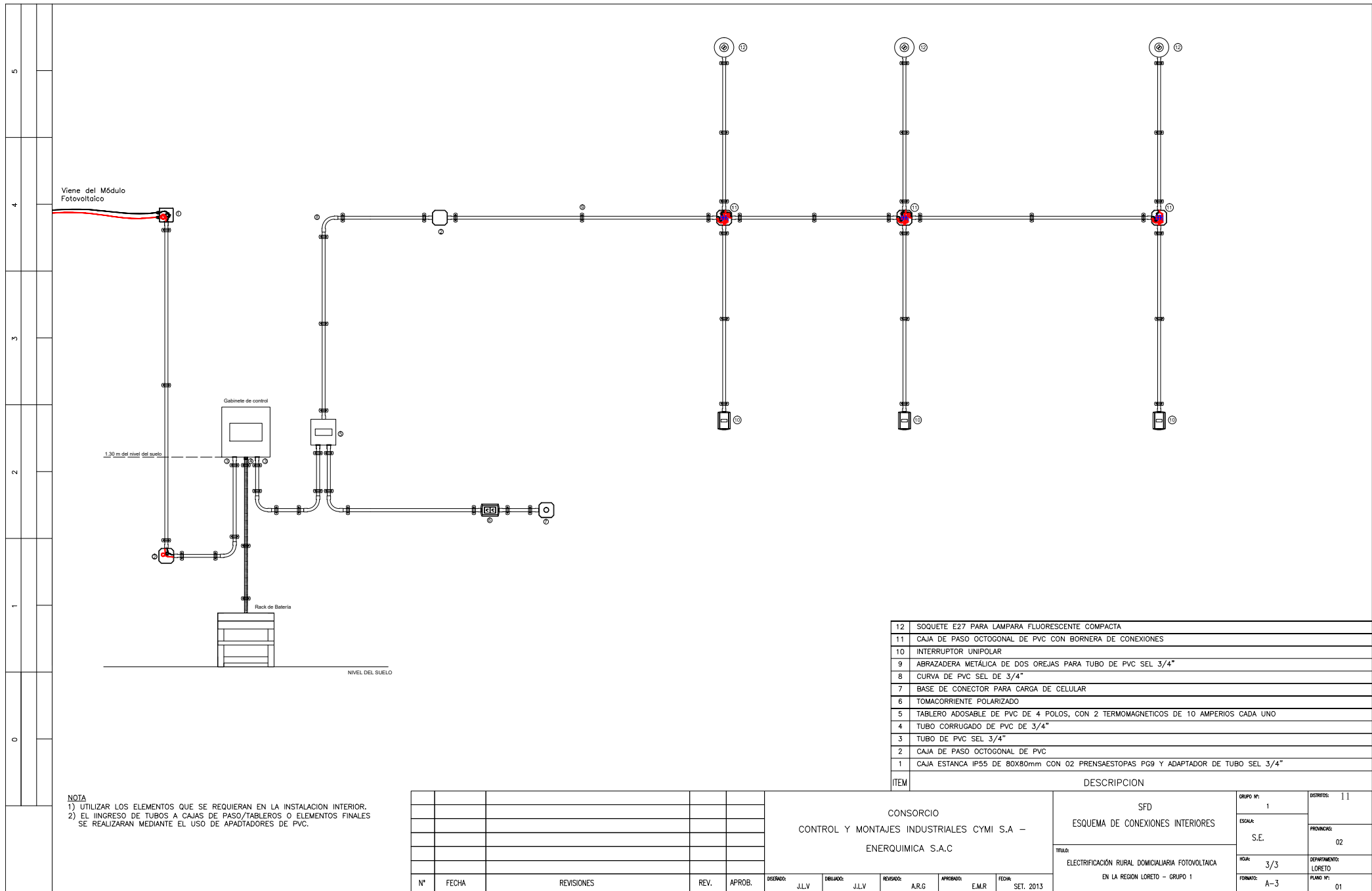
90°C

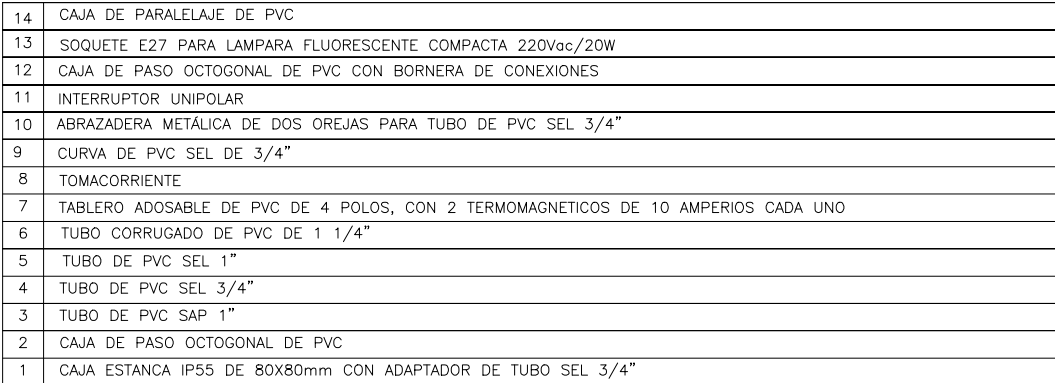
TABLA DE DATOS TECNICOS THW - 90 (mm ²)								
CALIBRE CONDUCTOR	NUMERO HILOS	DIAMETRO HILO	DIAMETRO CONDUCTOR	ESPESOR AISLAMIENTO	DIAMETRO EXTERIOR	PESO	AMPERAJE (*)	
							AIRE	DUCTO
mm ²		mm	mm	mm	mm	Kg/Km	A	A
2.5	7	0.66	1.92	0.8	3.5	32	37	27
4	7	0.84	2.44	0.8	4.1	47	45	34
6	7	1.02	2.98	0.8	4.6	67	61	44
10	7	1.33	3.99	1.1	6.2	117	88	62
16	7	1.69	4.67	1.5	7.7	186	124	85
25	7	2.13	5.88	1.5	8.9	278	158	107
35	7	2.51	6.92	1.5	10	375	197	135
50	19	1.77	8.15	2	12.3	520	245	160
70	19	2.13	9.78	2	13.9	724	307	203
95	19	2.51	11.55	2	15.7	981	375	242
120	37	2.02	13	2.4	18	1245	437	279
150	37	2.24	14.41	2.4	19.4	1508	501	318
185	37	2.51	16.16	2.4	21.1	1866	586	361
240	37	2.87	18.51	2.4	23.5	2416	654	406
300	37	3.22	20.73	2.8	26.5	3041	767	462
400	61	2.84	23.51	2.8	29.3	3846	908	541
500	61	3.21	26.57	2.8	32.3	4862	1037	603

TABLA DE DATOS TECNICOS THW - 90 (AWG / MCM)									
CALIBRE CONDUCTOR	SECCION NOMINAL	NUMERO HILOS	DIAMETRO HILO	DIAMETRO CONDUCTOR	ESPESOR AISLAMIENTO	DIAMETRO EXTERIOR	PESO	AMPERAJE (*)	
								AIRE	DUCTO
AWG/MCM	mm ²		mm	mm	mm	mm	Kg/Km	A	A
14	2.1	7	0.60	1.75	0.8	3.4	28	35	25
12	3.3	7	0.76	2.20	0.8	3.8	40	40	30
10	5.3	7	0.96	2.78	0.8	4.4	59	56	40
8	8.4	7	1.20	3.61	1.1	5.9	98	80	56
6	13.3	7	1.53	4.60	1.5	7.6	161	107	75
4	21.1	7	1.93	5.80	1.5	8.9	240	141	96
2	33.6	7	2.44	7.31	1.5	10.4	363	192	130
1/0	53.4	19	1.87	8.58	2	12.7	570	260	170
2/0	67.4	19	2.10	9.64	2	13.8	704	300	197
3/0	85.1	19	2.35	10.82	2	15	871	350	226
4/0	107.2	19	2.64	12.15	2.4	17.1	1109	406	260
250	126.7	37	2.06	13.25	2.4	18.2	1289	457	290
300	151.9	37	2.25	14.51	2.4	19.5	1527	505	321
350	177.5	37	2.44	15.69	2.4	20.6	1769	569	350
500	253.1	37	2.91	18.73	2.8	24.5	2512	699	429

(*) NO MAS DE TRES CONDUCTORES POR DUCTO / TEMPERATURA AMBIENTE 30°C.

**G. PLANOS ELÉCTRICOS Y ESTRUCTURALES DE LOS SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS INDIVIDUALES NO CONECTADOS A RED**





ITEM	DESCRIPCION					
CONSORCIO ES INDUSTRIALES CYMI S.A. – QUIMICA S.A.C			SFC-T3		GRUPO N°: 1	DISTRITOS: 14
			ESQUEMA DE CONEXIONES INTERIORES		ESCALA: S.E.	PROVINCIAS: 02
			TITULO: ELECTRIFICACIÓN RURAL DOMICILIARIA FOTOVOLTAICA			
			EN LA REGION LORETO – GRUPO 1		HQJA: 3/7	DEPARTAMENTO: LORETO
USADO:	APROBADO:	FECHA:	FORMATO:		PLANO N°:	
A.R.G	E.M.R	SET. 2013	A-3		17	

N°	FECHA	REVISIONES	REV.	APROB.

CONSORCIO
CONTROL Y MONTAJES INDUSTRIALES CYMI S.A. –
ENERQUIMICA S.A.C

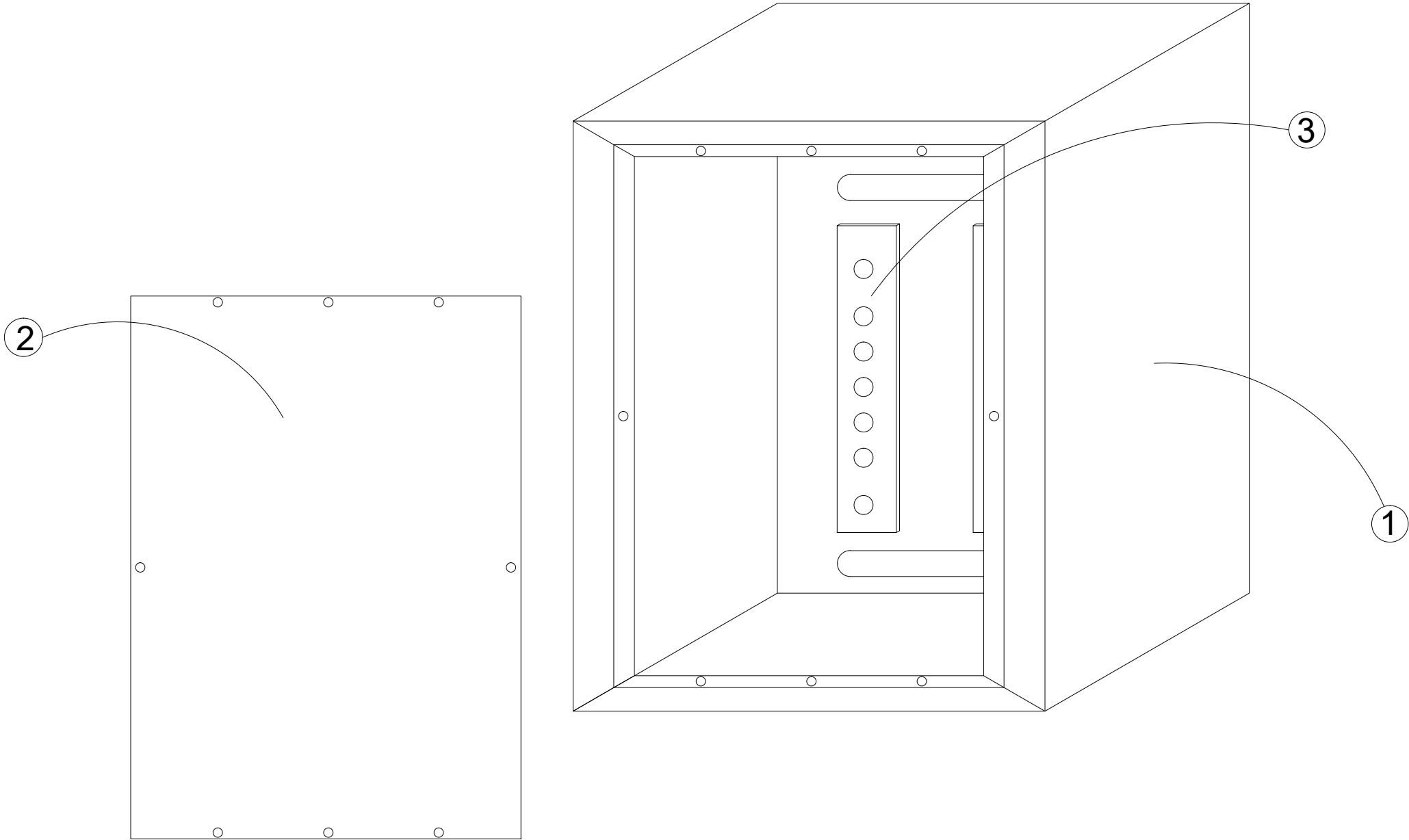
SFC-T3

ESQUEMA DE CONEXIONES INTERIORES

TITULO:
ELECTRIFICACIÓN RURAL DOMICILIARIA FOTOVOLTAICA
EN LA REGION LORETO - GRUPO 1

GRUPO N°:	1	DISTRITOS:	14
ESCALA:	S.E.	PROVINCIAS:	02
HQJA:	3/7	DEPARTAMENTO:	LORETO
FORMATO:	A-3	PLANO N°:	17

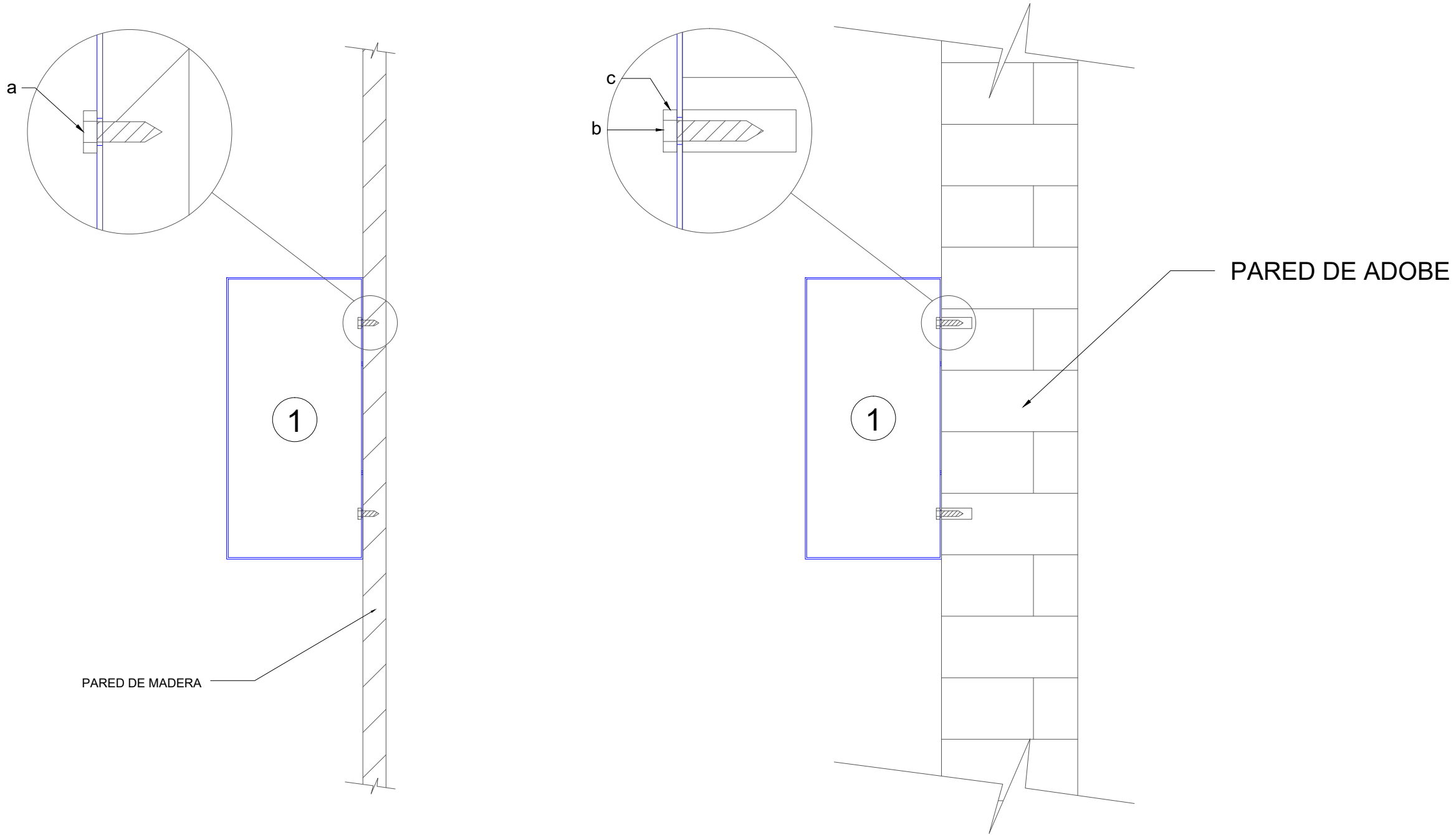
	0	1	2	3	4	5



PC-1	3	PLATINA DE COBRE.	2
TP-1	2	TAPA PARA CAJA DE PARALELAJE METÁLICA	1
CPM-1	1	CAJA DE PARALELAJE METÁLICA.	1
CÓDIGO	ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.

					CONSORCIO CONTROL Y MONTAJES INDUSTRIALES CYMI S.A – ENERQUIMICA S.A.C					SFC-T3 CAJA DE PARALELAJE METÁLICA	GRUPO N°: 1	DISTRITOS: 11
											ESCALA: S.E.	PROVINCIAS: 02
											HOJA: 4/7	DEPARTAMENTO: LORETO
											FORMATO: A-3	PLANO N°: 17
N°	FECHA	REVISIONES	REV.	APROB.	DISEÑADO: J.L.V.	DIBUJADO: J.L.V.	REVISADO: B.H.P	APROBADO: E.M.R	FECHA: NOV. 2013	ELECTRIFICACIÓN RURAL DOMICILIARIA FOTOVOLTAICA EN LA REGION LORETO – GRUPO 1		

	0	1	2	3	4	5



					CONSORCIO CONTROL Y MONTAJES INDUSTRIALES CYMI S.A – ENERQUIMICA S.A.C					SFD DETALLE DE SUJECCIÓN DE GABINETE DE CONTROL	GRUPO N°: 1	DISTRITOS: 11
										TÍTULO: ELECTRIFICACION RURAL DOMICILIARIA FOTOVOLTAICA EN LA REGIÓN LORETO – GRUPO 1	ESCALA: S.E.	PROVINCIAS: 02
N°	FECHA	REVISIONES	REV.	APROB.	DISEÑADO: J.L.V	DIBUJADO: J.L.V	REVISADO: A.R.G	APROBADO: E.M.R	FECHA: SET. 2013		HOJA: 1/4	DEPARTAMENTO: LORETO
											FORMATO: A-3	PLANO N°: 04

CM-GC	1	CAJA METALICA DE 300mm x 310 mm x 150mm, e =1/16" CON PINTURA ELECTROESTATICA TIPO POLIMERO	1
CODIGO	ITEM	DESCRIPCION	CANT.