

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN
CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA Y
ELÉCTRICA



DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO
PARA LA DEMANDA ELÉCTRICA DEL CENTRO DE
SALUD MAGLLANAL, JAÉN – CAJAMARCA

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
MECÁNICO ELECTRICISTA

Autores : **Bach. Juan Eulogio Garrido Castillo**
Bach. Maycon Yersson Morales Quispe

Asesor : **Ing. Eduar Jamis Mejía Vásquez**

JAÉN – PERÚ, NOVIEMBRE, 2019



UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN

Ley de Creación N° 29304

Universidad Licenciada con Resolución del Consejo Directivo N° 002-2018-SUNEDU/CD

ACTA DE SUSTENTACIÓN

En la ciudad de Jaén, el día 26 de NOVIEMBRE del año 2019, siendo las 11:30 horas, se reunieron los integrantes del Jurado:

Presidente: Mg. Mario Felix Olivera Aldana

Secretario: Mg. Oscar Núñez Mori

Vocal: Mg. Ing. Lenin Franchescoleth Núñez Pintado, para evaluar la Sustentación de:

- () Trabajo de Investigación
() Tesis
() Trabajo de Suficiencia Profesional

Titulado: Diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para la demanda eléctrica del Centro de Salud Magllanal, Jaén – Cajamarca, presentado por Estudiante /Egresado o Bachiller Juan Eulogio Garrido Castillo y Maycon Yersson Morales Quispe de la Carrera Profesional de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Nacional de Jaén.

Después de la sustentación y defensa, el Jurado acuerda:

- () Aprobar () Desaprobar () Unanimidad () Mayoría

Con la siguiente mención:

- | | | |
|----------------|------------|---------------|
| a) Excelente | 18, 19, 20 | () |
| b) Muy bueno | 16, 17 | () |
| c) Bueno | 14, 15 | (<u>14</u>) |
| d) Regular | 13 | () |
| e) Desaprobado | 12 ò menos | () |

Siendo las 13:00 horas del mismo día, el Jurado concluye el acto de sustentación confirmando su participación con la suscripción de la presente.

Presidente

Secretario

Vocal

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a Dios por guiarme en cada paso que doy permitiéndome así poder culminar una de mis metas en mi vida profesional.

A mi madre Bertha Castillo por inculcarme de buenos valores y velar por mi bienestar y educación.

A mis hermanos que siempre estuvieron conmigo brindándome ese apoyo incondicional, durante toda mi formación académica de quienes estaré infinitamente agradecido.

Juan Eulogio Garrido Castillo

A Dios por guiarme por el camino correcto para cumplir una de mis metas en mi vida profesional y a todas las personas que de alguna u otra manera me brindaron su apoyo en esta etapa de mi vida.

A mi padre Wuenses Morales a mi madre Violeta Quispe y a mis hermanos por el apoyo incansable por su paciencia por sus consejos que siempre me brindaron les estaré agradecido infinitamente por ese apoyo incondicional durante todo este proceso de formación profesional.

A mi hijo Mathias Sebastián por ser parte de mi vida y darme ese aliento, fortaleza y convicción para crecer como padre y profesional.

Maycon Yersson Morales Quispe

AGRADECIMIENTO

Nos complace de sobremanera a través de este presente trabajo de investigación exteriorizar nuestro más sincero agradecimiento a la Universidad Nacional de Jaén, y en ella a los distinguidos docentes que forman parte de la carrera profesional de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, quienes con su profesionalismo y dedicación nos brindaron el conocimiento necesario que nos servirá para ser útiles a la sociedad.

A nuestro asesor el Ing. Eduar Jamis Mejía Vásquez, quien con su experiencia como docente ha sido la guía durante el proceso que ha llevado realizar esta tesis, brindándonos el tiempo necesario para poder culminar este proyecto.

A los directivos del Centro de Salud Magllanal, quienes nos brindaron su apoyo para poder realizar la investigación en dicha institución, permitiéndonos así concretar este presente proyecto.

ÍNDICE GENERAL

I.	INTRODUCCIÓN	1
1.1.	Antecedentes	2
1.2.	Problemática	3
1.3.	Planteamiento del problema	3
1.4.	Hipótesis	3
1.5.	Justificación	4
II.	OBJETIVOS	5
2.1.	Objetivo general	5
2.2.	Objetivos específicos	5
III.	MATERIAL Y MÉTODOS	6
3.1.	Ubicación del área de estudio	6
3.1.1.	Ubicación geográfica	6
3.2.	Tipo de investigación	8
3.3.	Técnicas y procedimientos	8
3.3.1.	Estimación de la radiación solar	8
3.3.2.	Ángulo de inclinación	9
3.3.3.	Estimación de la carga	11
3.3.4.	Estimación del consumo	13
3.3.5.	Dimensionado del generador fotovoltaico	17
3.3.5.1.	Cálculo del consumo medio diario	17
3.3.5.2.	Carga corregida	18
3.3.5.3.	Corriente del proyecto	18
3.3.5.4.	Cálculo del número de paneles	19
3.3.6.	Dimensionado del inversor	22
3.3.7.	Dimensionado del sistema de acumulación	25

3.3.8.	Dimensionado del regulador de carga	27
3.3.9.	Dimensionado de conductores	29
3.3.10.	Elementos de protección	36
3.3.11.	Estructura de soporte	37
3.3.12.	Presupuesto del proyecto	37
3.3.13.	Evaluación económica	38
IV.	RESULTADOS	44
V.	DISCUSIÓN	46
VI.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	48
6.1.	Conclusiones	48
6.2.	Recomendaciones	48
VII.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	50
VIII.	ANEXOS	52

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Radiación promedio mensual en el Centro de Salud Magllanal (kWh/m ² /día).----	8
Tabla 2. Mes de menor radiación solar en la zona de investigación. -----	9
Tabla 3. Radiación solar en el ángulo de 5° en (kWh/m ² /día).-----	11
Tabla 4. Potencia nominal total instalada en el Centro de Salud Magllanal. -----	12
Tabla 5. Tensión nominal del sistema en función de la potencia instalada. -----	13
Tabla 6. Consumo energético en el Centro de Salud Magllanal en (kWh/mes).-----	13
Tabla 7. Consumo energético (kWh/mes) de los tres últimos años. -----	15
Tabla 8. Carga corregida, horas pico y corriente del proyecto. -----	19
Tabla 9. Características del panel seleccionado en el diseño del sistema. -----	20
Tabla 10. Equipos que necesitan una corriente de arranque. -----	23
Tabla 11. Características eléctricas del inversor utilizado en el sistema. -----	24
Tabla 12. Características de las baterías utilizadas en el diseño del sistema. -----	26
Tabla 13. Características eléctricas del regulador de carga seleccionado en el sistema.---	28
Tabla 14. Tramos de instalación del sistema fotovoltaico autónomo.-----	29
Tabla 15. Resultados de la selección de conductores. -----	36
Tabla 16. Selección de fusibles a utilizar según el tramo. -----	36
Tabla 17. Presupuesto referencial del sistema fotovoltaico autónomo. -----	38
Tabla 18. Base de datos utilizados en el análisis del TIR y VAN.-----	41
Tabla 19. Resultados del análisis TIR y VAN. -----	43
Tabla 20. Resultados del diseño para el subsistema de generación. -----	44
Tabla 21. Resultados del diseño para el subsistema de almacenamiento. -----	44
Tabla 22. Resultados del diseño para los subsistemas de regulación y de potencia. -----	45
Tabla 23. Resultados de los sistema de protección.-----	45
Tabla 24. Resultados de la evaluación económica del proyecto.-----	45

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Vista satelital de la zona de investigación. -----	6
Figura 2. Emplazamiento de Centro de Salud Magllanal -----	7
Figura 3. Comportamiento de la radiación solar con la inclinación (5°). -----	10
Figura 5. Consumo energético año 2017.-----	14
Figura 6. Consumo energético año 2018.-----	14
Figura 7. Consumo energético año 2019.-----	15
Figura 8. Esquema pictográfico del sistema fotovoltaico -----	29

RESUMEN

El presente trabajo de investigación muestra el diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para la demanda eléctrica del Centro de Salud Magllanal, Jaén – Cajamarca; para el cual se realizó una evaluación de la radiación solar en la zona de investigación, basándose en los datos obtenidos del aplicativo de la NASA. Se determinó que la potencia nominal instalada es de 21658 Watts y la demanda del consumo energético facturado promedio diario es equivalente a 66,31 *kWh/día*. Estos datos fueron utilizados para el dimensionamiento de los componentes del sistema fotovoltaico, siendo 112 paneles de 340 W_p, 07 reguladores de carga de 100 A, 80 baterías de 12V CD y 250 Ah, 03 inversores de 10 000 Watts. La presente tesis contribuirá con el cuidado del medio ambiente al utilizar energía limpia como la solar, además promueve la implementación de sistemas fotovoltaicos en esta zona del país.

Palabras clave: Diseño, sistema fotovoltaico, autónomo, demanda eléctrica, radiación solar.

ABSTRACT

This research paper shows the design of an autonomous photovoltaic system for the electricity demand of the Magllanal Health Center, Jaén - Cajamarca; for which an evaluation of the solar radiation was carried out in the research area, based on the data obtained from the NASA application. It was determined that the nominal installed power is 21658 Watts and the demand for daily average billed energy consumption is equivalent to 66,31 kWh / day. These data were used for the sizing of the components of the photovoltaic system, being 112 panels of 340 Wp, 07 load regulators of 100 A, 80 batteries of 12V CD and 250 Ah, 03 inverters of 10 000 Watts. This thesis will contribute to the care of the environment by using clean energy such as solar, also promotes the implementation of photovoltaic systems in this area of the country.

Keywords: Design, photovoltaic system, autonomous, electrical demand, solar radiation.

I. INTRODUCCIÓN

Rendón (2018) sostiene que la progresiva degradación de la capa de ozono, producida por el aumento de emisiones de dióxido de carbono de la quema de combustibles fósiles, está produciendo consecuencias que ponen en peligro la supervivencia del planeta tierra. El aumento de temperatura, derivada de la radiación solar apenas filtrada por la débil capa de ozono que nos queda, pone de manifiesto la urgencia de apostar por las energías renovables y limpias para abastecer las demandas energéticas del planeta.

En el Centro de Salud Magllanal, actualmente se utiliza energía proveniente de fuentes convencionales, con el diseño del sistema fotovoltaico autónomo se lograra satisfacer la demanda eléctrica actual y su posterior incremento debido a la implementación de más equipos en el establecimiento. Además se lograra una mejor viabilidad económica reduciendo costos de facturación, logrando un costo de energía del sistema más bajo que el ofrecido por el concesionario que brinda el servicio, así mismo se obtendrá un ahorro monetario y un retorno de inversión del proyecto.

La investigación tiene como objetivo general diseñar un sistema fotovoltaico autónomo para la demanda eléctrica del Centro de Salud Magllanal Jaén – Cajamarca, logrando así un aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía (FRE). En este informe se muestra la evaluación y análisis del recurso solar en el sitio de investigación con datos obtenidos de la Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (*National Aeronautics and Space Administration*, NASA), la estimación de la demanda del consumo de energía en el Centro de Salud con facturación de la empresa que suministra el servicio eléctrico Electro Oriente S.A, y el diseño de cada uno de los componentes utilizados en sistema fotovoltaico autónomo.

1.1. Antecedentes

✓ Internacionales

Gonzales, Zambrano y Estrada (2014) realizaron el estudio, diseño e implementación de un sistema de energía solar en la comuna puerto roma de la isla Mondragón del golfo de Guayaquil, provincia de las Guayas, que suministraran energía eléctrica a cuatro viviendas donde nos indica el procedimiento del estudio, diseño e implementación, inicialmente se debe adquirir o conocer los datos de potencia, corriente y voltajes de los electrodomésticos. Para esto se consulta el dato en la placa de las cargas eléctricas a instalar con el fin de establecer un aproximado de la potencia que consume cada uno de los mismos en las viviendas. Mediante el estudio de carga que se realiza en cada vivienda se puede conocer la potencia instalada, con estos datos se establece el tiempo que permanecen encendidos los equipos y así determinaremos el consumo de potencia diario. Donde se determinó que la potencia total instalada fue de 65 W y el consumo total fue de 260 W/h por cada vivienda.

En su tesis de pregrado Núñez (2010) realizo una investigación denominada sistema de energía alternativa para la iluminación en el hospital indígena atocha, ciudad de Ambato, Ecuador. En el estudio realizado determino que existen 72 lámparas fluorescentes de 2x20 W con un funcionamiento de 2,49 horas diarias aproximadamente y una energía necesaria de 8 240 Wh/día. En el diseño del sistema se utilizaron 15 paneles, generando una potencia de 1 874 W, 12 baterías de marca CLASSIC ENERSOL 250 Ah, dos reguladores de carga marca FLEXMAX de 80 A, y tres inversores de onda senoidal GMS 1800 W.

✓ Nacionales

Enriquez (2013) en su investigación denominada diseño y cálculo de un sistema fotovoltaico autónomo. En la cual implementó un sistema fotovoltaico para brindar energía a una posta médica en la localidad de Tocota, provincia de Canelos. Para el dimensionado de los equipos, se estimó que la potencia instalada es de 3 740 W, con un consumo de energía de 10 175 Wh/día. En la implementación del proyecto se utilizaron 14 paneles solares de 280 W_p, un regulador de carga de 80 A, un inversor de 48 V y 5 000 W, y banco de baterías estacionarias con capacidad total de 1 450 Ah.

En una investigación realizada en la Universidad Politécnica Amazónica, Mejía (2018), diseñó un sistema fotovoltaico autónomo para el suministro de energía eléctrica al laboratorio de ingeniería mecánica. En el dimensionamiento del sistema determino que la potencia instalada total es de 2 944 W, con un consumo de energía eléctrica teórico de 7 056 Wh/día. Los componentes se dimensionaron para abastecer un consumo de energía eléctrica real de 8980,53 Wh/día para una tensión nominal del sistema de 48 V. Para la implementación del proyecto estimó que se necesitan 28 paneles solares de 135 W_p, un regulador de carga de 85 A y 48 V AC, un inversor monofásico de 48 V CD/230V CA, potencia 4 000 W y frecuencia 60 Hz, y 24 baterías de 85 Ah de 12V CD.

Cieza (2017) en una investigación, dimensiono un sistema fotovoltaico para el circuito de alumbrado del hostel Lancelo, en la localidad de Chiclayo, el cual tiene 138 lámparas de 18 W, resultando un consumo de energía promedio de 17,39 kWh/día. Los componentes del sistema son 24 paneles solares de 320 W_p, dos controladores BlueSolar MPPT 150 A, un inversor Victron 48/5 000-230V; 24 baterías ROLLS 12 V.

1.2. Problemática

Debido al crecimiento de la población en los últimos años, la demanda de pacientes que tiene el establecimiento de salud diariamente se ha incrementado, por lo cual se han ampliado nuevos ambientes y con ello la implementación de nuevos equipos para que la atención sea más eficiente, por ende, se ha visto incrementada la demanda eléctrica en el centro de salud que se ve reflejado en los altos costos de las tarifas eléctricas.

1.3. Planteamiento del problema

¿Cómo se diseña un sistema fotovoltaico autónomo para la demanda eléctrica en el Centro de Salud Magllanal, Jaén - Cajamarca?

1.4. Hipótesis

La radiación solar y la demanda eléctrica; influyen en el diseño de un sistema fotovoltaico autónomo en el Centro de Salud Magllanal, Jaén – Cajamarca.

1.5. Justificación

Actualmente enfrentamos una crisis energética, con altos costos de electricidad en el ámbito industrial, residencial, hospitales, campus universitarios, etc. Ante esto surgen nuevos sistemas de generación eléctrica y uno de ellos es la implementación de sistemas fotovoltaicos.

Izquierdo, Pacheco, González y Zalamea (2019) quienes señalaron “la tecnología solar fotovoltaica es una de las principales alternativas para afrontar decididamente la problemática energética global, tanto por el potencial existente para su expansión, sumado a costos cada vez más convenientes”. Hoy en día las energías renovables se muestran como alternativa a la lucha contra el calentamiento global, Cámpora (2015) refiere que la alta dependencia de los combustibles fósiles con impacto negativo sobre el ambiente, lleva a pensar en la integración de las energías renovables, para disponer de alternativas que la mejoren la sostenibilidad de los sistemas ambientales, productivos y sociales.

II. OBJETIVOS

2.1. Objetivo general

- ✓ Diseñar un sistema fotovoltaico autónomo para la demanda eléctrica del Centro de Salud Magllanal, Jaén – Cajamarca.

2.2. Objetivos específicos

- ✓ Evaluar la radiación e irradiación solar en la zona del proyecto.
- ✓ Determinar la demanda eléctrica en el Centro de Salud Magllanal, Jaén – Cajamarca.
- ✓ Dimensionar el sistema fotovoltaico autónomo para el Centro de Salud Magllanal - Jaén.
- ✓ Evaluar económicamente el proyecto.

III. MATERIAL Y MÉTODOS

3.1. Ubicación del área de estudio

3.1.1. Ubicación geográfica

La zona de la investigación del diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para la demanda eléctrica del Centro de Salud Magllanal, Jaén – Cajamarca; tiene la siguiente ubicación, según coordenadas: Latitud -5,70819, Longitud -78,81729. En la Figura 1, se muestra la vista satelital y en la Figura 2, se muestra el emplazamiento del Centro de Salud.



Figura 1. Vista satelital de la zona de investigación.
Fuente: Google Earth.

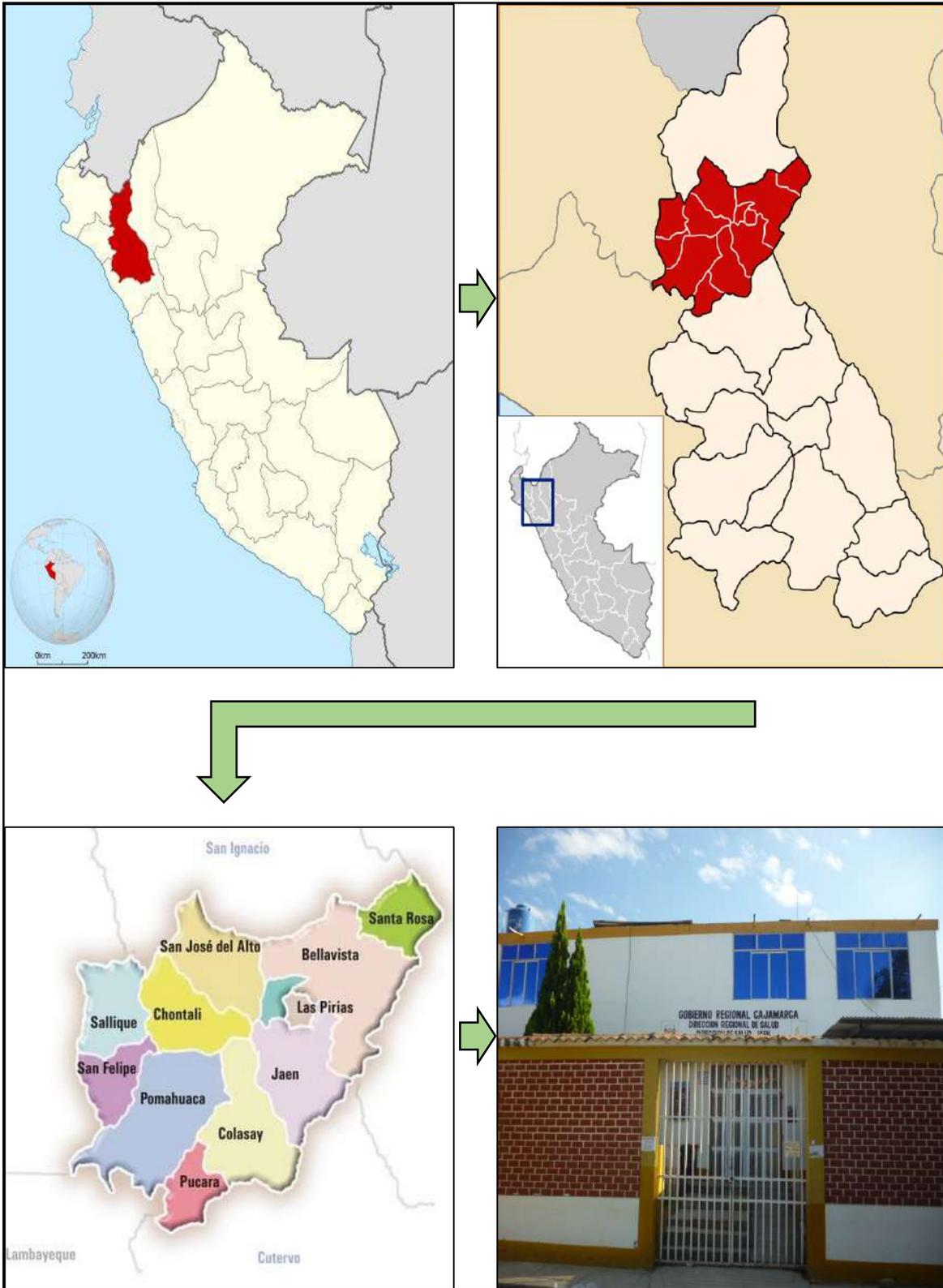


Figura 2. Emplazamiento de Centro de Salud Magllanal
Fuente: Elaboración propia.

3.2. Tipo de investigación

El tipo de investigación es aplicada, con un nivel de investigación descriptiva, y un diseño de investigación campo gabinete (no experimental).

3.3. Técnicas y procedimientos

3.3.1. Estimación de la radiación solar

Para la estimación de la radiación solar en la localidad de Jaén, se consideraron los datos obtenidos de la NASA. Los cuales indican un promedio diario de la irradiación en kWh/m²/día, con lo cual se evaluó el rendimiento del sistema fotovoltaico. La latitud y longitud respectivamente del Centro de Salud Magllanal es de -5,70819 y -78,81729 aproximadamente. La Tabla 1, muestra la irradiación solar máxima y mínima en la zona de investigación de los 12 meses del año.

Tabla 1

Radiación promedio mensual en el Centro de Salud Magllanal (kWh/m²/día).

<i>G_{dm}</i>	Meses												Media anual
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
(0°)	4,09	3,70	4,19	4,19	4,26	4,18	4,30	4,60	4,91	4,88	5,10	4,56	4,41
(5°)	4,13	3,71	4,19	4,23	4,37	4,32	4,43	4,69	4,93	4,89	5,16	4,62	4,47
(20°)	4,13	3,64	4,05	4,25	4,55	4,58	4,67	4,79	4,84	4,77	5,15	4,65	4,51
(90°)	2,10	1,72	1,58	2,07	2,64	2,91	2,83	2,47	1,87	1,78	2,33	2,40	2,23

Fuente: Elaboración propia. Datos NASA (2019)

En la zona de investigación el consumo es constante y anual, ante esto el periodo de diseño se establece en el mes de menor radiación solar, cuando la relación generación/consumo sea más desfavorable. La Tabla 2, muestra los datos arrojados por la NASA, el mes de menor radiación en Jaén, Cajamarca es Febrero.

Tabla 2

Mes de menor radiación solar en la zona de investigación.

Ángulos de inclinación	Febrero
<i>Gdm</i> (0°)	3,70
<i>Gdm</i> (5°)	3,71
<i>Gdm</i> (20°)	3,64
<i>Gdm</i> (90°)	1,72

Fuente: Elaboración propia. Datos NASA (2019).

3.3.2. Ángulo de inclinación

El panel solar se debe orientar hacia el Sur si está situado en el hemisferio Norte o hacia el Norte si está situado en el hemisferio Sur, para el dimensionado del sistema los paneles solares deben ser orientados hacia el Norte debido a la ubicación de la zona de investigación. En la determinación de la inclinación óptima de una superficie fija. Enriquez (2013) sugiere emplear una fórmula basada en el análisis estadístico de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar. Para los cálculos se utilizó la Ecuación (1).

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \times |\varnothing| \quad (1)$$

Donde:

β_{opt} : Ángulo de inclinación óptima (grados sexagesimales).

$|\varnothing|$: Latitud del lugar, sin signo (grados sexagesimales).

Para calcular el ángulo de inclinación óptimo en la zona de investigación cuya latitud es -5,70819°. Se utilizó la Ecuación (2). Dando como resultado un ángulo óptimo de inclinación de 7,64°.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \times |\phi| \quad (2)$$

$$\beta_{opt} = 3,7 + (0,69 \times |-5,70819^\circ|)$$

$$\beta_{opt} = 7,64^\circ$$

En el dimensionado del sistema fotovoltaico los paneles solares tendrán una inclinación de 7,64°, para efectos de diseño del subsistema de generación se tomó la irradiación solar 3,71 kWh/m²/día, obtenido del ángulo de 5° de la NASA por ser el más cercano al ángulo óptimo calculado. La Figura 3, y la Tabla 3 muestran los índices de irradiación solar de los 12 meses del año, del ángulo de 5° de la NASA

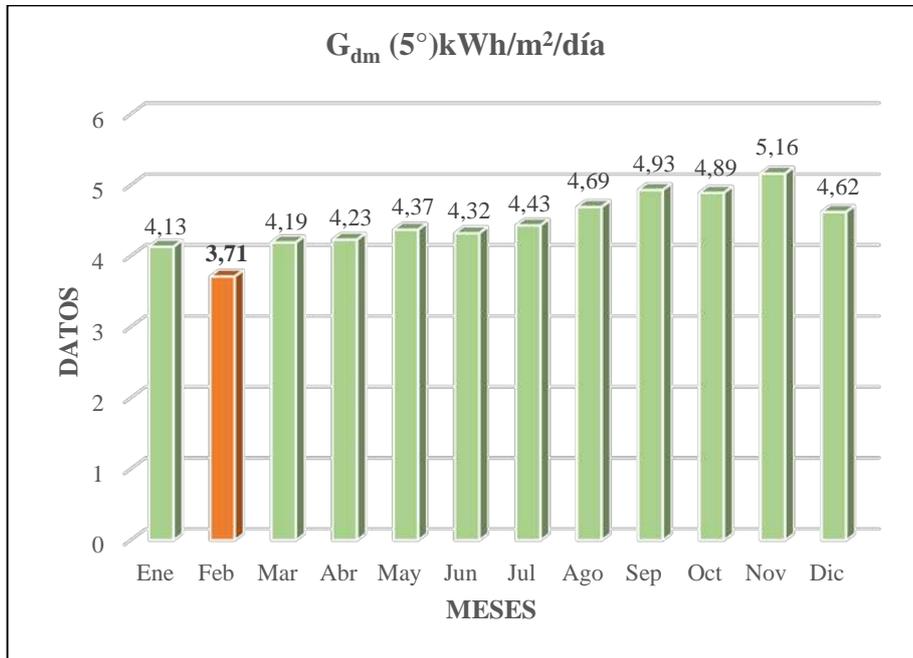


Figura 3. Comportamiento de la radiación solar con la inclinación (5°).

Fuente: Elaboración propia. Datos NASA (2019).

Tabla 3

Radiación solar en el ángulo de 5° en (kWh/m²/día).

Meses												Media anual
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
4,13	3,71	4,19	4,23	4,37	4,32	4,43	4,69	4,93	4,89	5,16	4,62	4,47

Fuente: Elaboración propia. Datos NASA (2019).

3.3.3. Estimación de la carga

En esta parte de la investigación se tomó en cuenta las cargas existentes en el Centro de Salud Magllanal, que la instalación fotovoltaica debe suministrar.

Rodríguez, Vázquez, Vélez y Saltos (2018) en su artículo denominado “mejora de la calidad de la energía con sistemas fotovoltaico en las zonas rurales”, señalan que para el cálculo de la potencia instalada (W) se considera el inventario de cada equipo con su potencia nominal unitaria y la cantidad de dispositivos consumidores de energía que existen. Para el cálculo se utilizó la Ecuación (3).

$$P = Ce \times Pnu \quad (3)$$

Donde:

P : Potencia (w)

Ce : Cantidad de equipos

Pnu : Potencia nominal unitaria (W)

Para determinar la potencia instalada se tomó los parámetros eléctricos de las especificaciones técnicas de cada uno de los equipos existentes en el Centro de Salud, a continuación la Tabla 4, muestra todas las cargas con su potencia nominal en (Watts) y el total de la potencia instalada en (Watts).

Tabla 4

Potencia nominal total instalada en el Centro de Salud Magllanal.

N°	Descripción de la carga	Cantidad	Potencia Nominal (Watts)	Potencias totales (Watts)
1	Luminarias	60	15	900
2	Computadora	20	200	4 000
3	Impresora	11	150	1 650
4	Televisor	2	100	200
5	Congeladora	1	500	500
6	Aire acond. 24000 BTU	2	1 925	3 850
7	Aire acond. 12000 BTU	3	1 085	3 255
8	Friobar pequeño	1	200	200
9	Fotocopiadora	1	750	750
10	Laptop	1	45	45
11	Ventilador	1	500	500
12	Sist. base de datos	1	200	200
13	Bomba 1 Hp	1	746	746
14	Equipo odont. Kavo	1	500	500
15	Equipo odont. Britany	1	500	500
16	Equipo esterilizador odont.	2	350	700
17	Compresora odontología	2	400	800
18	UPS	1	600	600
19	Marcador de asistencia	1	5	5
20	Analizador hematológico	1	162	162
21	Centrifuga pequeña	3	150	450
22	Analizador de química	1	150	150
23	Microscopio	1	30	30
24	Centrífuga Microhematocritos	1	165	165
25	Refrigeradora	2	350	700
26	Ecógrafo por ultrasonido	1	100	100
Total (w)				21 658

Fuente: Elaboración propia. Datos del fabricante.

La tensión de funcionamiento se pudo determinar a partir de la potencia instalada, que lógicamente está relacionada con la energía consumida. Se suelen emplear las tensiones estándar: 12V, 24V, 48V o 120V. Teniendo la potencia instalada de 21 658 Watts, se diseñó el sistema fotovoltaico autónomo con una tensión de 48V. La Tabla 5, muestra la potencia instalada y la tensión nominal del sistema.

Tabla 5

Tensión nominal del sistema en función de la potencia instalada.

Potencia instalada	Tensión nominal
P < 1,5 kW	12V
1,5kW < P < 5kW	24V o 48V
P > 5kW	48V o 120V

Fuente: Salamanca (2017)

3.3.4. Estimación del consumo

El análisis del consumo energético en el Centro de Salud Magllanal se realizó basándose en la facturación por consumo brindada por Electro Oriente S.A. con una data que consta desde el mes de Enero del 2017 hasta Julio del 2019. La Tabla 6, muestra el consumo energético del Centro de Salud Magllanal.

Tabla 6

Consumo energético en el Centro de Salud Magllanal en (kWh/mes).

Años	Meses											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2017	1538	1147	1181	1111	1179	1153	904	1373	1657	2049	2167	1843
2018	1812	1404	1608	872	946	1101	1172	1184	611	1304	1547	1136
2019	1504	1440	1695	1957	1911	2040	1614	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia. Datos Electro Oriente S.A.

La Figura 5, muestra el consumo energético en kWh/mes del año 2017, en la cual se muestra una tendencia decreciente con relación del mes de Enero a Julio. En los meses de Julio a Noviembre se produjo un incremento en el consumo, y una caída en el último mes del año.

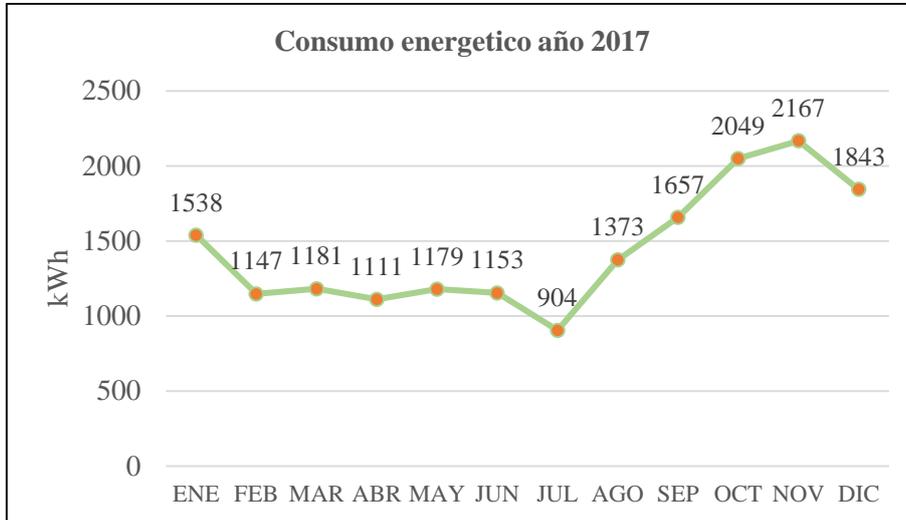


Figura 5. Consumo energético año 2017.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 6, muestra el consumo energético en kWh/mes del año 2018, el diagrama lineal detalla tendencias dispersas en cuanto a los consumos, siendo Enero el mes de mayor consumo y Septiembre el de menor consumo. Luego se produce un incremento en relación a los meses Septiembre a Noviembre, para culminar con una tendencia decreciente en Diciembre.

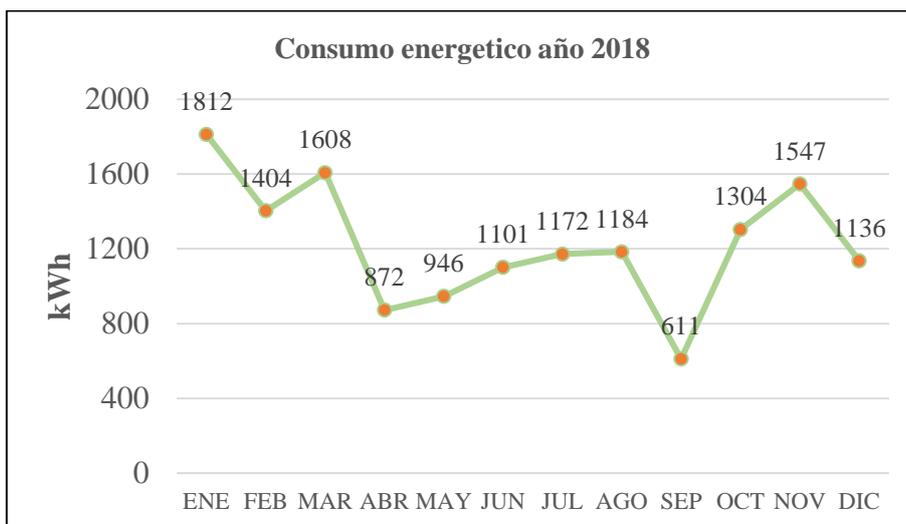


Figura 6. Consumo energético año 2018.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 7, muestra el consumo energético en kWh/mes del año 2019, en donde se muestran tendencias crecientes en relación Enero a Junio mes de mayor consumo y una caída en el mes de Julio.



Figura 7. Consumo energético año 2019.
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7

Consumo energético (kWh/mes) de los tres últimos años.

Meses	Años		
	2017	2018	2019
Enero	1 538	1 812	1 504
Febrero	1 147	1 404	1 440
Marzo	1 181	1 608	1 695
Abril	1 111	872	1 957
Mayo	1 179	946	1 911
Junio	1 153	1 101	2 040
Julio	904	1 172	1 614
Agosto	1 373	1 184	-

Septiembre	1 657	611	-
Octubre	2 049	1 304	-
Noviembre	2 167	1 547	-
Diciembre	1 843	1 136	-
Consumo máximo	2 167	1 812	2 040
Promedio del consumo máximo por mes	1 989,3 kWh/mes		
Promedio del consumo máximo por día	66,3 kWh/día		

Fuente: Elaboración propia. Datos electro oriente.

Para la estimación del consumo energético se tomaron los consumos máximos de los años 2017, 2018 y 2019. Para el año 2019 se cuenta con data histórica de los meses Enero a Julio tal como se explica en la Ecuación (4), para diseñar el sistema se utilizó el consumo energético diario. Resolviendo la Ecuación (5), se obtuvo un consumo diario de 66,3 kWh/día, siendo este la demanda diaria del Centro de Salud Magllanal.

$$C.Prom = \frac{C.max(2017)+C.max(2018)+C.max(2019)}{3} \quad (4)$$

$$C.Prom = \frac{2167 + 1812 + 2040}{3}$$

$$C.Prom = 1\,989,3 \text{ kWh/mes}$$

$$C.diario = \frac{C.Prom}{30d} \quad (5)$$

$$C.diario = \frac{1\,989,3}{30}$$

$$C.diario = 66,3 \text{ kWh/día}$$

Donde:

$C.prom$: Consumo promedio kWh/mes.

$C.max$: Consumo máximo kWh/mes.

$C.diario$: Consumo diario kWh/día.

d : Día

3.3.5. Dimensionado del generador fotovoltaico

3.3.5.1. Cálculo del consumo medio diario

Para calcular el consumo medio diario, se tomó en cuenta el impacto por uso del inversor, e impacto por eficiencias de conductores y baterías. Mesa, Sanabria y Pérez (2016), sostienen que si el sistema dispusiera de cargas de corriente continua y cargas de corriente alterna se calcula tomando en cuenta el rendimiento del inversor en las cargas de alterna, ya que habrá pérdidas de eficiencia. Para determinar el consumo diario se utilizó la Ecuación (6).

$$E_{dm} = \frac{E_{dm,CD} + \frac{E_{dm,CA}}{\eta_i}}{\eta_{bat} \times \eta_{cond}} \quad (6)$$

En el cálculo del consumo medio diario se asumió que la eficiencia del inversor es 90%, eficiencia de la batería 90% y los conductores 97% de eficiencia. Reemplazando los datos en la Ecuación (6), se obtuvo que el consumo medio diario en el Centro de Salud Magllanal es de 84 397,35 Wh/día.

$$E_{dm} = \frac{0 + \frac{66311}{0,9}}{0,9 \times 0,97}$$

$$E_{dm} = 84\,397,35 \text{Wh/día}$$

Donde:

E_{dm} : Consumo medio diario (Wh).

$E_{dm,CD}$: Consumo medio diario en corriente directa.

$E_{dm,CA}$: Consumo medio diario en corriente alterna.

η_i : Eficiencia del inversor.

η_{bat} : Eficiencia de la batería.

η_{cond} : Eficiencia de conductores.

3.3.5.2. Carga corregida

Para calcular la carga corregida se utilizó la Ecuación (7). Donde se reemplazó el consumo medio diario calculado de 84 397,35 Wh/día, y el voltaje nominal del sistema de generación de 48 V, se obtuvo una carga corregida de 1 758,28 Ah/día.

$$Q = \frac{E_{dm}}{V_{n,sg}} \quad (7)$$
$$Q = \frac{84397,35}{48}$$
$$Q = 1\,758,28 \text{ Ah/día}$$

Donde:

Q : Carga corregida (Ah/día).

$V_{n,sg}$: Voltaje nominal del sistema de generación (V).

3.3.5.3. Corriente del proyecto

Teniendo el valor de la carga corregida y las horas de sol diario promedio, se calculó la corriente del sistema con la Ecuación (8). La Tabla 8, muestra los resultados para un ángulo de inclinación 5°.

$$I_{proyecto} = \frac{Q}{HSD_{crit}} \quad (8)$$

Donde:

$I_{proyecto}$: Corriente del proyecto (A).

HSD_{crit} : Horas de sol diario (h/día)

Para un ángulo de inclinación 5°, el mes más desfavorable es Febrero teniendo 3,71 horas pico y una corriente del sistema de 473,93 A.

Tabla 8

Carga corregida, horas pico y corriente del proyecto.

Inclinación en Gdm (5°)					
Mes	Carga corregida (Ah/día)		Horas pico (H)		Corriente del proyecto
Enero	1 758,28	/	4,13	=	425,73
Febrero	1 758,28	/	3,71	=	473,93
Marzo	1 758,28	/	4,19	=	419,64
Abril	1 758,28	/	4,23	=	415,67
Mayo	1 758,28	/	4,37	=	402,35
Junio	1 758,28	/	4,32	=	407,01
Julio	1 758,28	/	4,43	=	396,90
Agosto	1 758,28	/	4,69	=	374,90
Septiembre	1 758,28	/	4,93	=	356,65
Octubre	1 758,28	/	4,89	=	359,57
Noviembre	1 758,28	/	5,16	=	340,75
Diciembre	1 758,28	/	4,62	=	380,58

Fuente: Elaboración propia.

3.3.5.4. Cálculo del número de paneles

Según Mejía (2018), el número de módulos fotovoltaicos que se requiere, se determinan aplicando un factor de reducción o degradación del módulo (envejecimiento, polvo). La tecnología monocristalina tiene una mayor eficiencia de conversión de energía que la policristalino (cerca del 18 %). Las mejoras actuales y la avanzada tecnología en las fabricaciones han permitido que la tecnología policristalino llegue a eficiencias cercanas a la monocristalina, convirtiéndola en más económica y comercial en el país. En el diseño del sistema, se ha seleccionado paneles solares poli cristalinos de la marca Peimar. La Tabla 9, muestra las características del panel solar.

Tabla 9

Características del panel seleccionado en el diseño del sistema.

Parámetros eléctricos	Valores
Potencia máxima (W)	340 W
Intensidad de corriente (A)	9,28 A
Voltaje nominal (V)	36,7 V
Corriente de corto circuito (V)	9,9 V
Voltaje de circuito abierto (V)	45,2 V

Fuente: Elaboración propia. Datos del fabricante.

a) Paneles fotovoltaicos en paralelo

Para el cálculo del número de paneles en paralelo utilizados en el diseño del sistema se utilizó la Ecuación (9). Como resultado se obtuvo que en el diseño del sistema se necesitan 56 paneles para ser instalados en paralelo.

$$N_{P,Paralelo} = \frac{I_{Proyecto}}{F_R \times I_{P,Operación}} \quad (9)$$

$$N_{P,Paralelo} = \frac{473,93}{0,90 \times 9,28}$$

$$N_{P,Paralelo} = 56,74 \cong 56$$

Donde:

$N_{P,Paralelo}$: Número de paneles en paralelo.

$I_{Proyecto}$: Corriente corregida del proyecto (A).

F_R : Factor de reducción o degradación del panel (polvo, envejecimiento).

$I_{P,Operación}$: Corriente típica del panel en el punto de operación.

b) Paneles fotovoltaicos en serie

Para determinar el número de paneles en serie se utilizó la Ecuación (10). Resultando 2 paneles en serie para el sistema fotovoltaico autónomo.

$$N_{P, Serie} = \frac{V_{n, sg}}{V_{n, p}} \quad (10)$$

$$N_{P, Serie} = \frac{48}{24}$$

$$N_{P, Serie} = 2$$

Donde:

$N_{P, Serie}$: Es el número de paneles en serie.

$V_{n, sg}$: Es el voltaje nominal del sistema de generación (V).

$V_{n, p}$: Es el voltaje nominal del panel (V).

c) Total de paneles fotovoltaicos

Para el cálculo del número total de paneles del sistema, se utilizó la Ecuación (11). Resultando un total de 112 paneles.

$$N_{T, Paneles} = N_{P, Paralelo} \times N_{P, Serie} \quad (11)$$

$$N_{T, Paneles} = 56 \times 2$$

$$N_{T, Paneles} = 112$$

Donde:

$N_{T, Paneles}$: Número total de paneles.

$N_{P, Paralelo}$: Número de paneles en paralelo.

$N_{P, Serie}$: Número de paneles en serie.

d) Potencia del sistema generación

El sistema de generación está compuesto por 56 paneles en paralelo y 2 paneles en serie, teniendo un total de 112 paneles instalados. Tomando la Ecuación (12), se obtuvo una potencia de generación de 29 120 Wp.

$$P_{SG} = N_{P,Paralelo} \times N_{P,Serie} \times P_{max,p} \quad (12)$$

$$P_{SG} = 56 \times 2 \times 340$$

$$P_{SG} = 38\,080 \text{ Wp}$$

Donde:

P_{SG} : Potencia del sistema de generación.

$N_{P,Paralelo}$: Número de paneles en paralelo.

$N_{P,Serie}$: Número de paneles en serie.

$P_{max,p}$: Potencia máxima del panel.

3.3.6. Dimensionado del inversor

Para seleccionar el inversor más apropiado para un sistema fotovoltaico autónomo, hay que determinar su tensión nominal de entrada y su potencia nominal. La tensión nominal de entrada tiene que coincidir con la tensión nominal del sistema de acumulación, U_n .

La potencia nominal del inversor se calcula con la suma de todas las potencias de los receptores que puedan funcionar de forma simultánea. Enriquez (2013), sostiene que para determinar esta potencia se debe trabajar con los valores de potencia aparente de las cargas o receptores. Asimismo Salas , Gómez , Venegas, Valencia y Villicaña (2018) sostienen que los parametros eléctricos a tomar en cuenta en la selección de un inversor o convertidor DC/AC son: Potencia Nominal (kW), Tensión Nominal de Entrada (V), Tensión Nominal de Salida (V), Rendimiento (%) y Frecuencia de operación (Hz).

Según Chakraborty et al. como se cito en Mejía (2018), refiere que habiendo algún receptor que necesita de una corriente de arranque. El tamaño del inversor debería ser un 25-30% más grande que el total de vatios de los equipos. Si el equipo es un motor o compresor, el tamaño del inversor debe ser como mínimo 3 veces mayor que la capacidad de esos equipos y deben agregarse a la capacidad del inversor para manejar la corriente de sobretension durante el arranque. Para dimensionar el inversor se utilizó la Ecuación (13).

$$P_{inv} = P_{AC} \times Fs \quad (13)$$

Donde:

P_{inv} : Potencia del inversor.

P_{AC} : Potencia de las cargas en corriente alterna.

Fs : Factor de simultaneidad.

En la selección del inversor se tomo en cuenta las cargas que necesitan una corriente de arranque (Tabla 10).

Tabla 10
Equipos que necesitan una corriente de arranque.

N°	Descripción de la carga	Cantidad	Potencia Nominal (Watts)	Potencias totales (Watts)
1	Congeladora	1	500	500
2	Aire acond. 24 000 BTU	2	1 925	3 850
3	Aire acond. 12 000 BTU	3	1 085	3 255
4	Friobar pequeño	1	200	200
5	Bomba 1 Hp	1	746	746
6	Refrigeradora	2	350	700
Total de la potencia instalada en Watts				9 251

Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta la potencia instalada y los equipos que necesitan una corriente de arranque se dimensiono el inversor. Considerando un 30% más del total de vatios de los equipos instalados, para los cálculos se utilizó la Ecuación (14).

$$P_{inv} = P_{AC} \times Fs + 30\%P_{AC} \quad (14)$$

$$P_{inv} = 21\,658 \times 1 + 6\,497,4$$

$$P_{inv} = 28\,155,4 \text{ W}$$

Considerando el criterio que el inversor debe ser 3 veces más grande que la potencia total de los equipos que necesitan corriente de arranque, se utilizó la Ecuación (15).

$$P_{inv} = Cargas_{(corriente\ de\ arranque)} \times N_{(veces)} \quad (15)$$

$$P_{inv} = 9\,251 \times 3$$

$$P_{inv} = 27\,753 \text{ W}$$

Tomando en cuenta ambos criterios se seleccionaron tres inversores marca Must solar cuyas características se detallan a continuación (Tabla 11).

Tabla 11

Características eléctricas del inversor utilizado en el sistema.

Parámetros eléctricos	Valores
Potencia Nominal (kW)	10 Kw
Tensión Nominal de Entrada (V)	48 V
Tensión Nominal de Salida (V)	220V/230V/240V/AC
Rendimiento (%)	95%
Frecuencia de operación (Hz)	50Hz/60Hz

Fuente: Elaboración propia. Datos del fabricante.

3.3.7. Dimensionado del sistema de acumulación

Teniendo el consumo diario medio es posible calcular la capacidad que requerirá el banco de baterías a diseñar. Mejía (2018) sostiene que los criterios más utilizados son de Amperios – hora (Ah), ya que es necesario que la batería entregue el voltaje del bus CD para los inversores. Además para calcular la capacidad nominal del banco de baterías se estableció los Q corregidos en (Ah) de demanda de energía, días de autonomía del banco de baterías, factor de profundidad de descarga máxima, y un factor de corrección por temperatura. Con la Ecuación (16), se calculó la capacidad nominal de las baterías en función de la descarga máxima.

$$C_{B,baterías} = \frac{Q \times N_{d,aut}}{(FP_{\max DB,d}) \times F_{CT}} \quad (16)$$

Donde:

$C_{B,baterías}$: Capacidad nominal del banco de baterías (Ah)

Q : (Ah) corregidos demanda de energía.

$N_{d,aut}$: Número de días de autonomía del banco de baterías.

$FP_{\max DB,d}$: Factor de profundidad de descarga máxima diaria.

F_{CT} : Factor de corrección por temperatura.

Si tomamos, Q corregidos de la demanda eléctrica (1 758,28 Ah/día), $N_{d,aut}$ equivalente a dos días, $FP_{\max DB,d}$ igual 80%, y un F_{CT} de 0,9, con estos datos se obtuvo una capacidad nominal del banco de baterías de 4 884,11 Ah/día.

Tabla 12
Características de las baterías utilizadas en el diseño del sistema.

Parámetros eléctricos	Valores
Tipo de batería	AGM
Voltaje nominal (V)	12 V
Capacidad (Ah)	250 Ah

Fuente: Elaboración propia. Datos del fabricante.

Para el cálculo del número de baterías en paralelo se utilizó la Ecuación (17). Resultando 20 baterías en paralelo.

$$N_{b,paralelo} = \frac{C_{B,baterías}}{C_{n,batería}} \quad (17)$$

$$N_{b,paralelo} = \frac{4\ 884,11}{250}$$

$$N_{b,paralelo} = 19,54 \cong 20$$

Donde:

$N_{b,paralelo}$: Numero de baterías en paralelo.

$C_{B,baterías}$: Capacidad nominal del banco de baterías (Ah).

$C_{n,batería}$: Capacidad nominal de la batería (Ah).

Para el cálculo del número de baterías en serie se utilizó la Ecuación (18). Resultando 4 baterías en serie.

$$N_{b,serie} = \frac{V_{n,sgem}}{V_{n,batería}} \quad (18)$$

$$N_{b,serie} = \frac{48}{12}$$

$$N_{b,serie} = 4$$

Donde:

$N_{b,serie}$: Número de baterías en serie.

$V_{n,sgem}$: Voltaje del sistema (V).

$V_{n,bateria}$: Voltaje de la batería (V).

Para el cálculo del total de baterías del sistema fotovoltaico autónomo se utilizó la Ecuación (19). Resultando un total de 80 baterías para el sistema.

$$N_{b,totales} = N_{b,paralelo} \times N_{b,serie} \quad (19)$$

$$N_{b,totales} = 20 \times 4$$

$$N_{b,totales} = 80 \text{ baterías.}$$

Donde:

$N_{b,totales}$: Número de baterías totales.

$N_{b,paralelo}$: Número de baterías en paralelo.

$N_{b,serie}$: Número de baterías en serie.

3.3.8. Dimensionado del regulador de carga

Según Mejía (2018) sostiene que en la selección del regulador de carga se debe determinar la corriente de entrada o corriente máxima del generador multiplicado por un factor de seguridad donde la corriente del controlador deberá ser mayor. Para calcular la corriente del subsistema de regulación, se utilizó la Ecuación (20) y (21).

$$I_{regulador} > F_{sc} \times I_{max.G} \quad (20)$$

$$I_{regulador} > 1,25 \times I_{sc,panel} \times N_{p,paralelo} \quad (21)$$

$$I_{regulador} > 1,25 \times 9,9 \times 56$$

$$I_{regulador} > 693 \text{ A}$$

Donde:

$I_{regulador}$: Corriente de regulador de carga (A).

F_{sc} : Factor de seguridad por cortocircuito.

$I_{max.G}$: Corriente máxima del generador fotovoltaico (A).

$I_{sc,panel}$: Corriente de corto circuito del panel (A).

$N_{p,paralelo}$: Número de paneles en paralelo.

Tabla 13

Características eléctricas del regulador de carga seleccionado en el sistema.

Parámetros eléctricos	Valores
Corriente de carga nominal	100 A
Tensión de la batería	12V, 24V, 48 V
Eficiencia (%)	98%

Fuente: Elaboración propia. Datos del fabricante.

Para calcular el número de reguladores a utilizar en el sistema, se utilizó la Ecuación (22).

Resultando 7 reguladores de 100 A.

$$N_{Reg} = \frac{I_{regulador}}{I_{regulador,setec}} \quad (22)$$

$$N_{Reg} = \frac{693}{100}$$

$$N_{Reg} = 6,93 \cong 7$$

3.3.9. Dimensionado de conductores

Para la selección adecuada de los conductores, el sistema fotovoltaico autónomo se ha dividido en cuatro tramos, como se muestra en la Tabla 14, y la Figura 8; además en el diseño de conductores se debe tener datos de potencia, tensión, longitudes de los diferentes tramos y las máximas intensidades que circulan por cada tramo de la instalación.

Tabla 14

Tramos de instalación del sistema fotovoltaico autónomo.

N°	Tramos de instalación		
Tramo 01	Generador fotovoltaico	⇒	Regulador de carga
Tramo 02	Regulador de carga	⇒	Banco de baterías
Tramo 03	Regulador de carga	⇒	Inversor
Tramo 04	Inversor	⇒	Tablero general

Fuente: Elaboración propia.

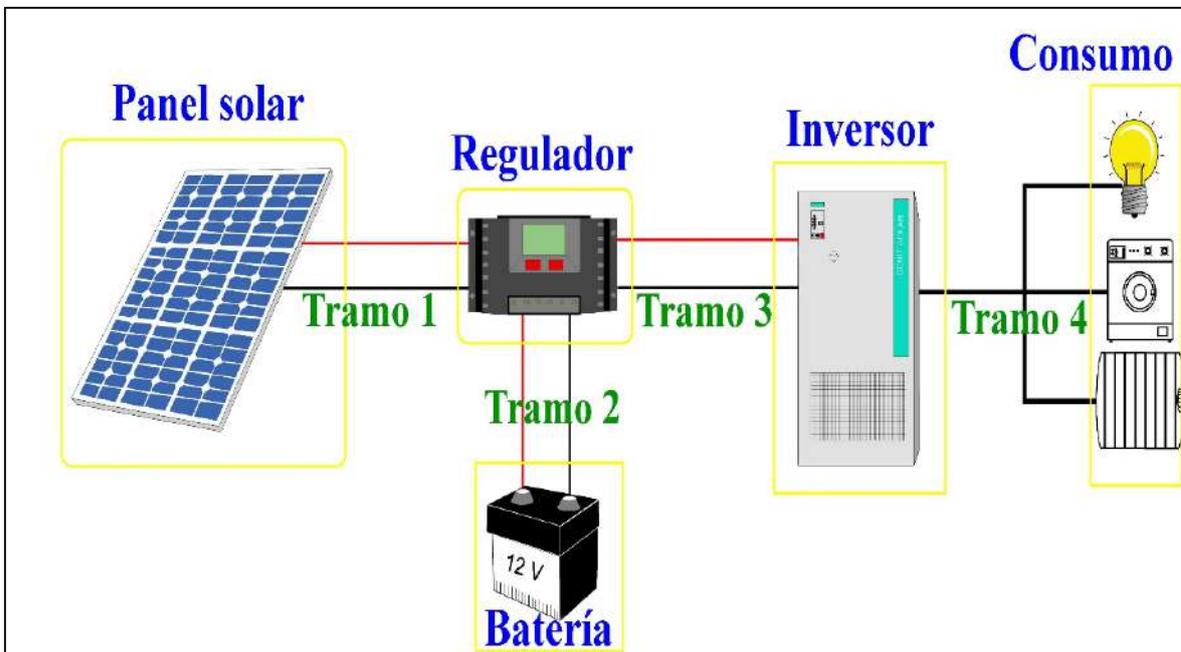


Figura 8. Esquema pictográfico del sistema fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia.

La máxima caída de tensión permitida según el Código Nacional de Electricidad en conductores alimentadores no debe ser mayor a 2,5% y la caída de tensión máxima en el alimentador y circuitos derivados hasta el punto de utilización más alejado no exceda el 4%. En los tramos anteriores, se debe multiplicar el valor de la intensidad por 1,25 en cumplimiento del Código Nacional de Electricidad Utilización. La

a) Tramo 1

Para el diseño del conductor en este tramo de la instalación, la corriente a considerar es la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico. Para calcular la máxima intensidad se utilizó la Ecuación (23).

$$I_{max} = I_{sc} \times N_{p,p} \times 1,25 \tag{23}$$

$$I_{max} = 9,9 \times 8 \times 1,25$$

$$I_{max} = 99 \text{ A}$$

Donde:

I_{max} : Corriente máxima que circula por el tramo 1.

I_{sc} : Corriente de cortocircuito.

$N_{p,p}$: Número de paneles en paralelo.

Calculado la máxima intensidad, seleccionamos el calibre del conductor a utilizar en la instalación, utilizando la tabla de datos técnicos THW – 90 (mm²) INDECO, el conductor seleccionado en este tramo es 25 mm². Conociendo la sección del conductor (25 mm²), máxima intensidad (Imax = 99 A), distancia del tramo (9m), resistividad del cobre ($\rho_{cu} = 0,01786 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$), y la tensión (Vcc = 73,4V). La caída de tensión se calcula con la Ecuación (24).

$$\Delta V = \frac{2 \times \rho_{cu} \times L \times I_{max}}{S} \tag{24}$$

$$\Delta V = \frac{2 \times 0,01786 \times 9 \times 99}{25}$$

$$\Delta V = 1,3 \text{ V}$$

Donde:

ΔV : Caída de tensión (V).

ρ_{cu} : Resistividad del cobre.

L : Longitud del tramo.

I_{max} : Corriente máxima.

Para el cálculo de la caída de tensión expresada en porcentaje se utilizó la Ecuación (25). Dando como resultado 1,7%. Por lo tanto, podemos verificar que el conductor seleccionado es el adecuado ($1,7\% < 2,5\%$).

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V_{cc}} \times 100 \quad (25)$$

$$\% \Delta V = \frac{1,3}{73,4} \times 100$$

$$\% \Delta V = 1,7$$

Donde:

$\% \Delta V$: Porcentaje caída de tensión.

V_{cc} : Tensión nominal.

b) Tramo 2

Para determinar la intensidad máxima que deben soportar los conductores, en este tramo de la instalación se utilizó la Ecuación (26).

$$I_{max} = I_{sc} \times N_{p,p} \times 1,25 \quad (26)$$

$$I_{max} = 9,9 \times 56 \times 1,25$$

$$I_{max} = 693 \text{ A}$$

Una vez calculada la máxima intensidad (693 A), se realizó la selección del conductor, utilizando la tabla de datos técnicos THW-90 (mm²) INDECO; la sección del conductor seleccionado en este tramo es de 240 mm². Conociendo la sección del conductor (240 mm²), máxima intensidad (I_{max}= 693A), distancia del tramo (4m), resistividad del cobre (ρ_{cu}=0,01786 Ωxmm²/m), y la tensión (V_{cc}=73,4V). Para calcular la caída de tensión se utilizó la ecuación (27).

$$\Delta V = \frac{2 \times \rho_{cu} \times L \times I_{max}}{S} \quad (27)$$

$$\Delta V = \frac{2 \times 0,01786 \times 4 \times 693}{240}$$

$$\Delta V = 0,4 \text{ V}$$

La caída de tensión expresada en porcentaje se calculó con la Ecuación (28). Por lo tanto, podemos verificar que el conductor seleccionado es el adecuado (0,6% < 2,5%).

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V_{cc}} \times 100 \quad (28)$$

$$\% \Delta V = \frac{0,4}{73,4} \times 100$$

$$\% \Delta V = 0,6$$

c) Tramo 3

Con la potencia nominal del inversor elegido. $P_{n,inv} = 30\ 000\ W$, su rendimiento nominal es $\eta_{inv} = 95\%$ y la tensión nominal del sistema $48\ V$. Para calcular la intensidad nominal de entrada del inversor se utilizó la Ecuación (29).

$$I_{e,inv} = \frac{P_{n,inv}}{\eta_{inv} \times V_{n.s}} \quad (29)$$

$$I_{e,inv} = \frac{30\ 000W}{0,95 \times 48V}$$

$$I_{e,inv} = 657,9\ A$$

Donde:

$I_{e,inv}$: Corriente de entrada del inversor (A).

$P_{n,inv}$: Potencia del inversor.

η_{inv} : Rendimiento del inversor.

$V_{n.s}$: Tensión nominal del sistema.

La intensidad máxima que deben soportar los conductores en este tramo de la instalación se calculó con la Ecuación (30).

$$I_{max} = I_{e,inv} \times 1,25 \quad (30)$$

$$I_{max} = 657,9 \times 1,25$$

$$I_{max} = 822,4\ A$$

Una vez calculada la máxima corriente, se realizó la selección del conductor, utilizando la tabla de datos técnicos THW-90 (mm²) INDECO; la sección del conductor seleccionado en este tramo es de 300 mm². Conociendo la sección del conductor (300 mm²), máxima intensidad (I_{max}=822,4A), distancia del tramo (4m), resistividad del cobre ($\rho_{cu} = 0,01786 \Omega \times mm^2/m$), y la tensión (V_{cc}=73,4V). La caída de tensión se calcula con la Ecuación (31).

$$\Delta V = \frac{2 \times \rho_{cu} \times L \times I_{max}}{S} \quad (31)$$

$$\Delta V = \frac{2 \times 0,01786 \times 4 \times 822,4}{300}$$

$$\Delta V = 0,4 V$$

La caída de tensión expresada en porcentaje se calculó con la Ecuación (32). Por lo tanto, podemos verificar que el conductor seleccionado es el adecuado (0,5% < 2,5%).

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V_{cc}} \times 100 \quad (32)$$

$$\% \Delta V = \frac{0,4}{73,4} \times 100$$

$$\% \Delta V = 0,5$$

d) Tramo 4

Con la potencia nominal del inversor elegido. $P_{n,inv} = 30\,000 W$, y la tensión de 220 VCA, se calcula la intensidad nominal de salida del inversor con la Ecuación (33).

$$I_{inv} = \frac{P_{n,inv}}{\cos \phi \times V_n} \quad (33)$$

$$I_{inv} = \frac{30\,000 W}{0,9 \times 220}$$

$$I_{s,inv} = 151,5 A$$

Donde:

$I_{s,inv}$: Corriente de salida del inversor (A).

La intensidad máxima que deben soportar los conductores en este tramo de la instalación se realizó con la Ecuación (34).

$$I_{max} = I_{s,inv} \times 1,25 \quad (34)$$

$$I_{max} = 151,5 \times 1,25$$

$$I_{max} = 189,4 \text{ A}$$

La sección del conductor seleccionado en este tramo es de 25 mm². Conociendo la sección del conductor (25 mm²), máxima intensidad (I_{max}=189,4 A), distancia del tramo (10 m), resistividad del cobre ($\rho_{cu} = 0,01786 \text{ } \Omega \times \text{mm}^2/\text{m}$), y la tensión (V_{ca}=220v). La caída de tensión se calcula con la Ecuación (35).

$$\Delta V = \frac{2 \times \rho_{cu} \times L \times I_{max}}{S} \quad (35)$$

$$\Delta V = \frac{2 \times 0,01786 \times 10 \times 189,4}{25}$$

$$\Delta V = 2,7 \text{ V}$$

La caída de tensión expresada en porcentaje se calculó con la Ecuación (36). Por lo tanto, podemos verificar que el conductor seleccionado es el adecuado (1,2% < 2,5%). La Tabla 15, muestra los resultados de la selección de los conductores.

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V_{CA}} \times 100 \quad (36)$$

$$\% \Delta V = \frac{2,7}{220} \times 100$$

$$\% \Delta V = 1,2$$

Tabla 15

Resultados de la selección de conductores.

Selección del tramo de línea	I_{max} (A)	L(m)	S(mm²)	AV (%)
T1: Conexión del generador fotovoltaico al regulador de carga.	99	9	25	1,7
T2: Conexión del regulador de carga hasta el banco de baterías.	693	4	240	0,6
T3: Conexión del regulador de carga hasta el inversor.	822,4	4	300	0,5
T4: Conexión de los inversores al tablero general.	189,4	10	25	1,2

Fuente: Elaboración propia.

3.3.10. Elementos de protección

a) Fusibles

Este sistema asegura la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Tabla 16

Selección de fusibles a utilizar según el tramo.

Selección del tramo de línea	I_{max} (A)	Seccionador con fusible (A)	Interruptor termo magnético
T1	99	100	-
T2	693	700	-
T3	822,4	900	-
T4	189,4	-	200

Fuente: Elaboración propia.

b) Sistema de puesta a tierra

En los sistemas de corriente continua puestos a tierra, la conexión debe efectuarse en una o más de las estaciones de alimentación, pero no en las acometidas individuales ni en otra parte

de los alumbrados interiores. Para la protección del sistema se seleccionaron dos puesta a tierra para sistemas eléctricos.

c) Pararrayos

Generalmente, la sobretensión en una instalación fotovoltaica para auto consumo tiene su origen en descargas atmosféricas (rayos) que se realizan sobre las partes altas de la estructura metálica que soporta los paneles.

Estos aparatos deberán colocarse lo más cerca posible del equipo a proteger, para que pueda derivar a tierra el exceso de tensión originado por la descarga de un rayo, de manera que absorba las sobretensiones que se puedan producir en la instalación y evitando así la perforación de los aislamientos. Para la protección del sistema se seleccionó un pararrayos tipo franklin de tetra puntal.

3.3.11. Estructura de soporte

Un componente muy importante en la construcción del sistema fotovoltaico es la estructura sobre la que se monta el conjunto de módulos del generador, la cual cumple dos funciones:

- ✓ Dotar en la estructura del generador una consistencia mecánica adecuada y un buen sistema de anclaje.
- ✓ Proporcionar la orientación e inclinación óptima para la aplicación diseñada.

Para seleccionar la estructura más adecuada para una aplicación hay que tener en cuenta donde se va instalar el generador (sobre suelo, sobre techo, etc.) y los esfuerzos a los que va estar sometido. Para sistema de generación se seleccionaron siete soportes de acero galvanizado.

3.3.12. Presupuesto del proyecto

Para realizar el presupuesto del sistema, se incluyeron todos los costos habidos, como elementos, accesorios, entre otros referente al sistema. El cálculo del costo para el montaje electromecánico está basado en experiencias de obras electromecánicas realizadas en zona del país, para el presupuesto se estimó el 33% del costo total de adquisición de equipos y accesorios. El presupuesto referencial detallado de los precios de cada partida se muestra en el (Anexo 1). La Tabla 17, muestra el presupuesto referencial del sistema fotovoltaico autónomo.

Tabla 17

Presupuesto referencial del sistema fotovoltaico autónomo.

Ítem	Descripción	Unidad	Cant	Precio	Sub total
I	SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS				
1.1	Paneles solares	Und	112	525,00	58 800,00
1.2	Baterías solares	Und	80	1 000,00	80 000,00
1.3	Regulador de carga	Und	7	2 700,00	18 900,00
1.4	Inversor	Und	3	8 000,00	24 000,00
1.5	Conductores	m	1	2 000,00	2 000,00
1.6	Sistema de protección	Kits	1	3 370,00	3 370,00
1.7	Estructura de soporte	Und	1	20 000,00	20 000,00
II	MONTAJE ELECTROMECHANICO				
2.1	Costo del montaje electromecánico	Glb	1	69 000	69 000,00
2.2	Costo de mantenimiento	Glb	1	2 749,6	2 749,60
Sub total S/.					278 819,60
Gastos generales 10%					27 881,96
Total S/.					306 701,56

Fuente: Elaboración propia.

3.3.13. Evaluación económica

La viabilidad económica del proyecto, depende de los siguientes factores. El presupuesto total del proyecto es 306 701,56 nuevos soles. Para el cálculo de la producción neta de energía anual del sistema se utilizó la Ecuación (37). Como resultado se obtuvo 40 515,43 kWh/año.

$$P_{A,E} = HSP \times N_{P,SG} \times P_{maxP} \times N_{Dias} \quad (37)$$

$$P_{A,E} = 3,71 \times 112 \times 340 \times 0,9 \times 0,9 \times 0,97 \times 365$$

$$P_{A,E} = 40 515,43 \text{ kWh/año}$$

Donde:

$P_{A,E}$: Producción anual de energía (kWh/año).

HSP : Horas pico solar.

$N_{P,SG}$: Número total de paneles.

P_{maxP} : Potencia del panel del solar (W), (más eficiencia cables, batería, inversor).

N_{Dias} : Número de días del año.

Buendía (2014), sostiene que los costos de mantenimiento anuales de sistemas fotovoltaicos es de \$27,75 USD/kW/año que en soles sería S/. 91,90 kW/año, para un tipo de cambio de S/. 3,31 a la fecha 14 de Septiembre. Por lo tanto, el costo de mantenimiento del sistema fotovoltaico del Centro de Salud Magllanal se calcula mediante la Ecuación (38).

$$C_{M-A} = 91,90 \times N_{P,SG} \times P_{max,p} \quad (38)$$

$$C_{M-A} = 91,90 \times 120 \times 0,34 \times 0,9 \times 0,9 \times 0,97$$

$$C_{M-A} = 2749,60 \frac{S/}{Año}$$

Donde:

C_{M-A} : Costo de mantenimiento anual del sistema fotovoltaico (S/. /Año).

La evaluación económica se realizó con el análisis de los siguientes aspectos retorno de la inversión, costo de energía y ahorro monetario.

a) Retorno de la inversión

Este aspecto da un análisis preliminar de la viabilidad económica del proyecto; compara el presupuesto total del sistema fotovoltaico con la producción anual de energía generada por el mismo. Para calcular el retorno de la inversión del proyecto se utilizó la Ecuación (39).

$$R_{INV} = \frac{P_T}{(P_{A,E} \times P_E) - C_{M-A}} \quad (39)$$

$$R_{INV} = \frac{306\,701,56}{(40515,43 \times 0,7561) - 2749,60}$$

$$R_{INV} = 11$$

Donde:

R_{INV} : Retorno simple de inversión.

P_T : Presupuesto total (S/.).

P_E : Precio de la energía (S/. /kWh).

Según el cálculo de la Ecuación (39), se obtiene como resultado de 10,9 años, que corresponde aproximadamente a un retorno de inversión de 11 años.

b) Costo de la energía

El costo de energía del sistema fotovoltaico es la relación entre los costos anuales de mantenimiento y la producción de energía anual y se calcula con la Ecuación (40). Como resultado se obtuvo que el costo de la energía del sistema fotovoltaico es 0,0679 S/. /kWh, por lo tanto el costo de la energía generada por este sistema es más económico que la energía convencional.

$$C_E = \frac{C_{M-A}}{P_{A,E}} \quad (40)$$

$$C_E = \frac{2\,749,60 \frac{S/}{año}}{40\,515,43 \text{ kWh/año}}$$

$$C_E = 0,0679 \frac{S/}{kWh}$$

Donde:

C_E : Costo de la energía.

c) Ahorro monetario

Para determinar el ahorro monetario al implementar el proyecto, se realizó con la Ecuación (41). Como resultado se obtuvo un ahorro monetario anual de 27 882,72 nuevos soles.

$$\text{Ahorro monetario anual} = (P_{A,E} \times P_E) - (P_{A,E} \times P_{E,S}) \quad (41)$$

$$\text{Ahorro monetario anual} = (40\,515,43 \times 0,7561) - (40\,515,43 \times 0,0679)$$

$$\text{Ahorro monetario anual} = \text{S/} . 27\,882,72$$

La cantidad de dinero que se ahorra utilizando el sistema fotovoltaico autónomo diseñado es de S/. 27 882,72.

d) Análisis de inversión TIR y VAN

Utilizando las formulas financieras del Excel se realizaron los cálculos de inversión TIR y VAN, y el retorno de inversión del proyecto, tomando en cuenta el costo de mantenimiento anual de 2 749,60, y un cambio total del banco de baterías en los años 12 y 24 respectivamente, cuyos datos representan la viabilidad del económica del proyecto formulado. La Tabla 18, muestra la base de datos utilizados en el análisis del TIR y VAN, y la Tabla 19, muestra los resultados del análisis con un TIR de 5%, VAN de S/. 16,943.22 y un retorno de inversión de 11 años.

Tabla 18

Base de datos utilizados en el análisis del TIR y VAN.

Años	Inversión inicial	Gastos	Ingresos	Flujo de caja	Flujo de caja actualizado	Flujo de caja acumulado
0	306 701,6	0,00	0,00	-306 701,60	-306 701,60	-306 701,60
1	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	26 556,30	-280 145,30
2	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	25 291,72	-254 853,58
3	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	24 087,35	-230 766,23
4	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	22 940,33	-207 825,89

5	0,00	2 749,,6	30 633,72	27 884,12	21 847,94	-185 977,95
6	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	20 807,56	-165 170,39
7	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	19 816,72	-145 353,67
8	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	18 873,07	-126 480,60
9	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	17 974,35	-108 506,25
10	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	17 118,43	-91 387,82
11	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	16 303,27	-75 084,55
12	0,00	82 749,6	30 633,72	-5 211,88	-29 020,07	-104 104,62
13	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	14 787,54	-89 317,08
14	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	14 083,38	-75 233,70
15	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	13 412,74	-61 820,96
16	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	12 774,04	-49 046,93
17	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	12 165,75	-36 881,18
18	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	11 586,43	-25 294,75
19	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	11 034,69	-14 260,06
20	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	10 509,23	-3 750,82
21	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	10 008,79	6 257,97
22	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	9 532,18	15 790,15
23	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	9 078,27	24 868,42
24	0,00	82 749,6	30 633,72	-52 115,88	-16 159,46	8 708,96
25	0,00	2 749,6	30 633,72	27 884,12	8 234,26	16 943,22

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 19

Resultados del análisis TIR y VAN.

Año	Ingresos totales	Egresos totales	Costo fijo	Flujo neto efectivo
0			-306 701,6	-306 701,6
1	30 633,72	2 749,6		-278 817,5
2	30 633,72	2 749,6		-250 933,4
3	30 633,72	2 749,6		-223 049,2
4	30 633,72	2 749,6		-195 165,1
5	30 633,72	2 749,6		-167 281
6	30 633,72	2 749,6		-139 396,9
7	30 633,72	2 749,6		-111 512,8
8	30 633,72	2 749,6		-83 628,64
9	30 633,72	2 749,6		-55 744,52
10	30 633,72	2 749,6		-27 860,4
11	30 633,72	2 749,6		23,72
12	30 633,72	82 749,6		-52 092,16
13	30 633,72	2 749,6		-24 208,04
14	30 633,72	2 749,6		3 676,08
15	30 633,72	2 749,6		31 560,2
16	30 633,72	2 749,6		59 444,32
17	30 633,72	2 749,6		87 328,44
18	30 633,72	2 749,6		115 212,56
19	30 633,72	2 749,6		143 096,68
20	30 633,72	2 749,6		170 980,8
21	30 633,72	2 749,6		198 864,92
22	30 633,72	2 749,6		226 749,04
23	30 633,72	2 749,6		254 633,16
24	30 633,72	82 749,6		202 517,28
25	30 633,72	2 749,6		230 401,4
TIR			0,05	
VAN			S/. 16 943,22	

Fuente: Elaboración propia.

IV. RESULTADOS

Los resultados de los subsistemas de generación, almacenamiento, regulación y potencia del sistema fotovoltaico autónomo del Centro de Salud Magllanal, se detallan a continuación.

Tabla 20

Resultados del diseño para el subsistema de generación.

Especificaciones técnicas de diseño	Consumo medio diario (Wh/día)	Voltaje nominal del SFA (V)	Número de paneles fotovoltaicos		
			Serie	Paralelo	Total
Panel FV policristalino Peimar tipo (POLY 5BB) de 340 Wp, voltaje nominal de operación 24 V, corriente de operación 9,28 A, voltaje punto de operación 36,7 V, y corriente de cortocircuito 9,9 A.	84 397,35	48	2	56	112

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 21

Resultados del diseño para el subsistema de almacenamiento.

Especificaciones técnicas de diseño	Capacidad banco de baterías (Ah)	Baterías		
		2 días de autonomía		
		Serie	Paralelo	Total
Batería TFS250 AGM ciclo profundo U-POWER, 250 Ah, 12 V CD.	4 884,11 Ah/día	4	20	80

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 22

Resultados del diseño para los subsistemas de regulación y de potencia.

Especificaciones técnicas de diseño	Reguladores		
	Corriente de salida calculado (A)	cantidad de reguladores	cantidad de inversores
Regulador o controlador de carga Smart Solar Victron (MPPT 150/100) de 100 A, 48 V, y 5 800 W; e inversor Must Solar baja frecuencia con (MPPT), PV 3 500 Series, monofásico de 48 V CD, /220V/230V/240VAC, frecuencia 50/60Hz, potencia 10,0KW, y eficiencia de 95%.	693	7	3

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 23

Resultados de los sistema de protección.

Sistema fotovoltaico autónomo	Sistema de protección	
	Puesta a tierra	Pararrayos
	2	1

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 24

Resultados de la evaluación económica del proyecto.

Presupuesto referencial	Retorno de la inversión	Costo de la energía del sistema	Ahorro monetario anual
S/. 306 701,60	11 años	0,0679 S/. /kWh	S/. 27 882,72

Fuente: Elaboración propia.

V. DISCUSIÓN

Mejía (2018) es una investigación denominada, diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para el suministro de energía eléctrica al laboratorio de ingeniería mecánica de la universidad politécnica amazónica” cuenta con base de datos de la Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (National Aeronautics and Space Administration, NASA), de la cual obtuvo los datos de radiación solar, siendo Febrero el mes más desfavorable con una irradiación de 3,88 kWh/m²/día, en un ángulo 5°. Para el diseño del Sistema Fotovoltaico Autónomo del Centro de Salud Magllanal Jaén – Cajamarca, se utilizó los datos de la NASA, y se obtuvo una irradiación de 3,71 kWh/m²/día, en el mes de menor radiación Febrero, en un ángulo de 5° de la NASA, la diferencia entre ambas irradiaciones se debe a las distintas Latitudes y Longitudes de las zonas de investigación.

Núñez (2010) realizó una investigación denominada, sistema de energía alternativa para la iluminación en el hospital indígena atocha, ciudad de Ambato, Ecuador. En el estudio realizado determino, una potencia instalada de 2 880 W y un consumo estimado diario de 8 240 Wh/día, para el dimensionado del sistema utilizó 15 paneles solares BP 3125Q de 125 Wp, 12 baterías de 250 Ah, dos reguladores de carga de 80 A, y tres inversores de 1 800 W, en el diseño de sistema fotovoltaico del Centro de Salud Magllanal, se tiene una potencia instalada calculada de 21 668 W y consumo diario de 66,3 kWh/día, teniendo una potencia y un consumo mayor, en el dimensionado del sistema se utilizó 112 paneles solares de 340 Wp, un banco de 80 baterías 250 Ah, 12 V, siete reguladores de carga de 100 A, tres inversores de 10 kW 220/230/240VAC.

Enriquez (2013) en una investigación denominada, diseño y calculo de un sistema fotovoltaico autónomo para la posta medica de la localidad de Tocota, provincia de Caravelí ,para determinar la inclinación optima de una superficie fija usa una formula basada en el análisis estadístico de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función

de la Latitud del lugar. En el sistema fotovoltaico de la posta medica de la localidad de Tocota que cuenta con una Latitud de $-15,66^{\circ}$ y una Longitud de $-74,09^{\circ}$ respectivamente calculó un ángulo de inclinación óptimo de $15,66^{\circ}$, para el diseño del sistema fotovoltaico autónomo del Centro de Salud Magllanal, Jaén – Cajamarca, ubicado en una Latitud de $-5,70819^{\circ}$ y una Longitud de $-78,81729^{\circ}$, en el cual se obtuvo un ángulo de inclinación óptimo de $7,64^{\circ}$, la diferencia del ángulo de inclinación se debe a las diferentes Latitudes de las zonas de investigación.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- ✓ De acuerdo con los datos encontrados para la zona del proyecto, el nivel de radiación promedio mensual varía desde un mínimo en el mes de Febrero de 3,71 kWh/m²/día al máximo que es el mes de Noviembre con 5,16 kWh/m²/día en relación a Gdm 5°. Para el proyecto se consideró el mes de menor radiación solar, que corresponde a Febrero.
- ✓ Se estimó que la potencia instalada en el Centro de Salud Magllanal es de 21 658 W, con un consumo de energía de 66,3 kWh/día, de acuerdo a la facturación de Electro Oriente S.A.
- ✓ Para la implementación del proyecto se estimó que se necesitan 112 paneles solares de 340 Wp, 07 reguladores de carga de 100 A, 03 inversores de 48 V y 10 kW, y un banco de 80 baterías con capacidad total de 4884,11 Ah/día.
- ✓ En la evaluación económica del proyecto se estimó un presupuesto referencial de S/.306 701,6. El retorno de inversión es de 11 años, costo de la energía del sistema 0,0679 S/ / kWh, y un ahorro monetario anual de S/. 27 882,72.

6.2. Recomendaciones

- ✓ Se recomienda la implementación del sistema fotovoltaico autónomo, por ser este efectivo para la gestión energética del Centro de Salud Magllanal y mediante él se tienen grandes ventajas de aplicación donde se requiere confiabilidad y bajo costo en el servicio eléctrico. Estos resultados destacan ante el constante funcionamiento de los

equipos del centro de salud, además del eminente crecimiento poblacional y con ello un mayor costo en la facturación por consumo energético.

- ✓ El sistema también podría ser implementado en otras instituciones de Salud tales como postas y hospitales, que presenten una radiación que haga factible la instalación de proyectos de este tipo además de contar con una potencia instalada y consumo energético mayor, lo que haría al proyecto más viable en temas de inversión económica.

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aranda , A., & Ortego, A. (2011). *Integración de las energías renovables en edificios* (1° edición). Zaragoza, España.
- Arias , R., & Pérez, I. (2011). Nueva metodología para determinar los parametros de un modulo fotovoltaico. *Ingeniería energética*, 39(1), 38-47. Recuperado de http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012018000100006&nrm=iso
- Buendía , A. (2014). *Caracterización y evaluación económica paara la inversión en plantas menores a 20 MW conectadas al Sistema Interconectados Nacional (SIN) de Colombia a partir de fuentes de energías renovables eólica y solar*. Tesis de posgrado, Universidad Nacional de Colombia., Medellin, Colombia.
- Cieza, J. (2017). *Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para las instalaciones para las insstalaciones electricas del alumbrado en el hostel lanceLOT ubicado en Chiclayo - Chiclayo - Lambayeque*. Lambayeque, Perú.
- Enriquez , E. (2013). *Diseño y cálculo de un sistema fotovoltaico autónomo*. (Tesis de pregrado), Universidad Nacional de Ingenieria . Recuperado de http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/8812/1/enriquez_fe.pdf
- González, G., Zambrano , J., & Estrada, E. (2014). *Estudio, diseño e implementacion de un un sistema de energia solar en la comuna puerto roma de la isla mondragon del golfo de guayaquil, provincia de Guayas*. Guayas, Ecuador.
- Mejía, E. (2018). *Diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para el suministro de energía eléctrica al laboratorio de ingeniería mecánica de la universidad politécnica amazónica*. Universidad politécnica amazónica, Bagua Grande, Perú. Recuperado de <http://repositorio.upa.edu.pe/bitstream/handle/UPA/19/Informe%20Final%20de%20Proyecto%20de%20Investigaci%3b3n%20SFA%20-%202018%20UPA.pdf?sequence=6&isAllowed=y>
- Mendez , J., & Cuervo, R. (12). *Energía solar fotovoltaica* (7° edición). Madrid, España.
- Mesa, L. A., Sanabria, C. A., & y Pérez, W. J. (2016). *Diseño de un sistema solar fotovoltaico autónomo para una institutución educativa rural en el municipio de Páez*. Boyaca .
- Núñez, A. (2010). *Sistema de energía alternativa para la iluminación en el hospital indígena Atocha*. Tesis de pregrado, Universidad Técnica de Ambato, Ambato, Ecuador. Recuperado de http://repo.uta.edu.ec/bitstream/123456789/431/1/Tesis_t638ec.pdf

- Rendón, L. (2018). Un llamado para apostar por energías renovables. *Revista Producción + Limpia*, 13(1), 1-13. Recuperado de <http://www.scielo.org.co/pdf/pml/v13n1/1909-0455-pml-13-01-6.pdf>
- Rodríguez, M., Vázquez, A., Vélez, A., & Saltos, W. (2018). Mejora de la calidad de la energía con sistemas fotovoltaicos en la zonas rurales. *Revista científica*, 33(3), 265-274. Recuperado de <https://doi.org/10.14483/23448350.13104>
- Salamanca, S. (2017). Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica. Caso de aplicación en la ciudad de Bogotá. *Científica*, 30(3), 263-277. Recuperado de <http://www.scielo.org.co/pdf/cient/n30/2344-8350-cient-30-00263.pdf>
- Salas, Y., Gómez, H., Venegas, M., Valencia, G., & Villicaña, E. (2018). Diseño técnico y económico de un banco de prueba solar fotovoltaico para generación de energía eléctrica de forma aislada. *PROSPECTIVA*, 16(2), 82-88. Recuperado de <http://www.scielo.org.co/pdf/prosp/v16n2/1692-8261-prosp-16-02-00082.pdf>

VIII. ANEXOS

ANEXO 1: Presupuesto referencial detallado del proyecto

ANEXO 2: Especificaciones técnicas del dimensionamiento de equipos del sistema fotovoltaico autónomo

ANEXO 3: Planos del detalle de la conexión del sistema fotovoltaico autónomo

ANEXO 4: Ficha técnica del conductor

ANEXO 1: Presupuesto referencial detallado del proyecto

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN

UBICACIÓN: CAJAMARCA - JAÉN - JAÉN

TESISTAS: GARRIDO CASTILLO JUAN EULOGIO - MORALES QUISPE MAYCON YERSSON

ITEM	DESCRIPCIÓN	UND	CANT.	PRECIO S/.	SUB TOTAL S/.
PLANTA FOTOVOLTAICA					
I	SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS				
1.1	ELEMENTOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO				
1.1.1	PANEL SOLAR - MARCA PEIMAR 340 Wp.	Und	112	525.00	58800.00
1.1.2	REGULADOR DE CARGA SMART SOLAR VICTRON 150/100 - 100 A	Und	7	2700.00	18900.00
1.1.3	BATERIA SOLAR TFS250 U-POWER 250 Ah - CICLO PROFUNDO	Und	80	1000.00	80000.00
1.1.4	INVERSOR MUST SOLAR PV3500 SERIES (MPPT) 10 kW	Und	3	8000.00	24000.00
1.2	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN				
1.2.1	FUSIBLE FNH00-100K-A / 100 A	Und	7	100.00	700.00
1.2.2	FUSIBLE FNH2-710K-A / 700 A	Und	1	220.00	220.00
1.2.3	FUSIBLE FNH3-900K-A / 900 A	Und	1	350.00	350.00
1.2.4	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 200 Amp	Und	1	600.00	600.00
1.3	INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN				
1.3.1	KIT PARARRAYOS	Glb	1	900.00	900.00
1.3.1.1	PARARRAYOS TETRAPUNTAL FRANKLIN 5/8	Und	—	—	—
1.3.1.2	BASE AISLANTE DE RESINA PUNTA RECEPTORA CON ROSCA	Und	—	—	—
1.3.1.3	MASTIL GALVANIZADO TUBO REDONDO LAC D 1x1.2 mm	Und	—	—	—
1.3.1.4	ABRAZEDARAS DE MASTIL GALVANIZADO	Und	—	—	—
1.3.1.5	AISLADORES DE CERAMICA TIPO CARRETE	Und	—	—	—
1.3.1.6	SOPORTES DE PLANTINA PARA ISLADORES	Und	—	—	—
1.3.1.7	CABLE FORRADO PUESTA A TIERRA AMARILLO Y VERDE 35 mm	m	—	—	—
1.3.1.8	CAJA DE REGISTRO D/POLIPROPILENO P/PUESTA A TIERRA	Und	—	—	—
1.3.1.9	BARRA DE COBRE ELECTROLITICO 5/8 X 2.4 m	Und	—	—	—
1.3.1.10	ELICOIDAL DESNUDO 50 mm	Und	—	—	—
1.3.1.11	CONECTORES AB DE 5/8 PARA UNIÓN CONDUCTOR A POZO A TIERRA	Und	—	—	—
1.3.1.12	CEMENTOS CONDUCTIVOS THORCEM	Kg	—	—	—
1.3.2	KIT PUESTA A TIERRA	Glb	1	600.00	600.00
1.3.2.1	VARILLA DE COBRE 5/8	Und	—	—	—
1.3.2.2	CONECTOR DE COBRE 5/8	Und	—	—	—
1.3.2.3	CAJA DE REGISTRO D/POLIPROPILENO	Und	—	—	—
1.3.2.4	BENTONITA	Kg	—	—	—
1.3.2.5	TORJEL DOSIS QUIMICA	Kg	—	—	—
1.3.2.6	CABLE PARA CONEXIÓN 16 mm DE COBRE	m	—	—	—
1.4	SOPORTES DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA				
1.4.1	KIT DE ESTRUCTURAS DE SOPORTE (ACERO GALVANIZADO)	Glb	1	20000.00	20000.00
1.5	CONEXIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO				
1.5.1	CONDUCTORES THW - 90 INDECO	Glb	1	2000.00	2000.00
II	MONTAJE ELECTROMECHANICO				
2.1	COSTO DEL MONTAJE ELECTROMECHANICO	Glb	1	69000	69000.00
2.2	COSTO DE MANTENIMIENTO	Glb	1	2749.6	2749.60
				SUB TOTAL S/.	278819.60
				GASTOS GENERALES 10 %	27881.96
				TOTAL S/.	306701.56

ANEXO 2: Especificaciones técnicas del dimensionamiento de equipos del sistema fotovoltaico autónomo

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (STC*)

	SG340P
Potencia de pico (Pmax)	340 W
Tolerancia de potencia	0/+5 W
Tensión a Pmax (Vmp)	36.7 V
Corriente a Pmax (Imp)	9.28 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	45.2 V
Corriente de corto circuito (Isc)	9.9 A
Tensión máxima de sistema	1500 V
Máximo valor nominal del fusible	15 A
Eficiencia Módulo	17.51%

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Celdas	72 (6x12) policristalinas PERC
Tamaño Celdas	156x156 mm / 6x6"
Cubierta Frontal	3.2 mm / 0.12" grosor. vidrio templado
Cápsula	TPT (Tedlar-PET-Tedlar)
Cubierta Posterior	EVA (Etilene Vinil Acetato)
Marco	Aleación de aluminio anodizado doble grosor
Acabados Marco	Plata
Acabados Lámina posterior	Blanco
Diodos	3 Diodos de Bypass
Junction Box	certificado IP67
Conectores	MC4 o conectores compatibles
Longitud Cables	1100 mm / 43.3"
Sección Cables	4.0 mm ² / 0.006 in ²
Tamaños	1957x992x40 mm / 77x39x1.57"
Peso	22.5 kg / 49.6 lbs
Carga Máx	Certificado para 5400 Pa

CARACTERÍSTICAS TEMPERATURA

NOCT**	45±2 °C
Coefficiente temperatura de la potencia máxima	-0.43 %/°C
Coefficiente temperatura de la tensión de circuito abierto	-0.32 %/°C
Coefficiente temperatura de la corriente de corto circuito	0.047 %/°C
Temperatura de funcionamiento	-40 °C ~ +85°C

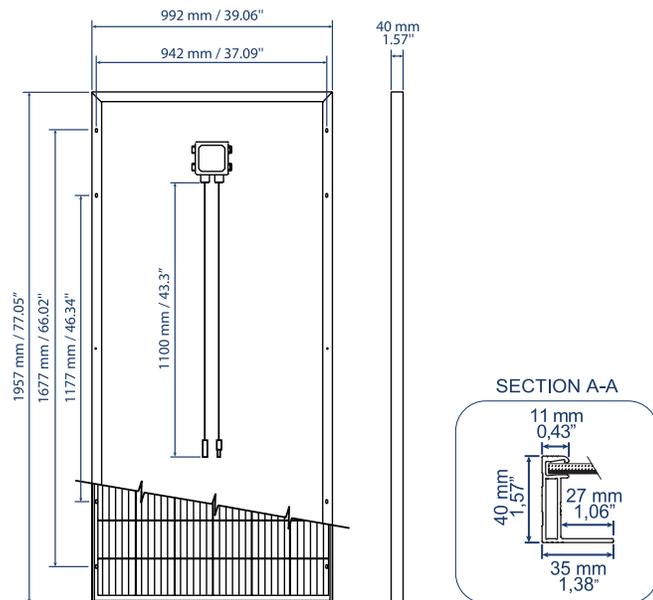
EMBALAJE***

Tamaño Palé	2000x1200x1200 mm / 79x47x47"
Paneles por Palé	27
Peso	622 Kg / 1371 lbs

CERTIFICACIONES

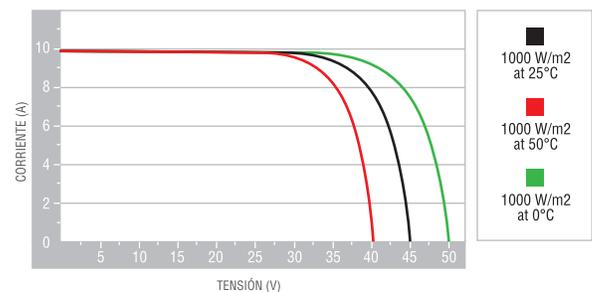
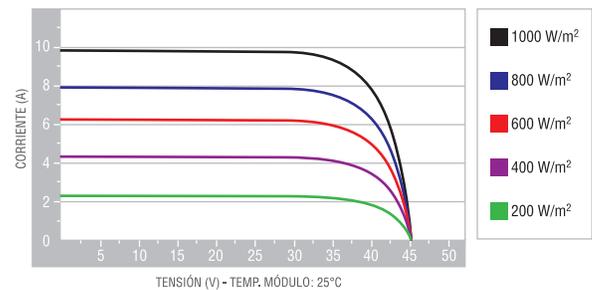
Resistencia al fuego	Clase de reacción al fuego: 1 (UNI 9177)
----------------------	--

TAMAÑO



CARACTERÍSTICAS CORRIENTE/VOLTAJE

Valores referidos al panel: SG340P



SERIE TFS & RS

AGM CICLO PROFUNDO

Características

- Tecnología AGM.
- Diseño de vida extremadamente alto en uso cíclico.
- Clasificación EUROBAT: 12 + Larga Vida.
- Baterías VRLA, sin mantenimiento, 99% eficiencia en la recombinación interna de gases.
- Fácil instalación y comprobación.
- Carcasa de ABS V0, retardante de llama.
- Batería 100% reciclable.

Aplicaciones

Energía fotovoltaica, auto caravanas, caravanas, barcos, carretillas elevadoras, plataformas elevadoras, vehículos eléctricos, barredoras, fregadoras, elevadores, apiladores, luminarias de carretera.

DEEP CYCLE AGM

Main Features

- AGM technology.
- Extremely high cyclic life.
- EUROBAT classification; 12+ years design life, Long Life.
- VRLA batteries, maintenance free, internal gas recombination efficiency 99%.
- Easy installation and commissioning.
- ABS V0 (flame retardant) container and lid.
- Battery 100% recyclable.

Main uses

Solar energy systems, mobile homes, street solar lighting, vessels, fork lifts, lifting platforms, electrical vehicles, sweepers, scrubbing machines, electric stackers, etc.

Model	Nominal Voltage (V)	Rated Capacity (AH) 10HR	Dimension								Weight kg	I.R.	Terminal type
			Length		Width		Height		Total Height				
			mm	in.	mm	in.	mm	in.	mm	in.			
UP-TFS250-12	12	250	555	21.8	125	4.9	320	12.6	320	12.6	57.3	4.03	1+1 FA
UP-RS250-6	6	255	386	15.3	168	6.7	232	9.1	232	9.1	35.0	1.4	1+1 TA
UP-RS388-4	4	388	386	15.3	168	6.7	232	9.1	232	9.1	36.0	0.81	1+1 TA
UP-RS500-2	2	500	386	15.3	168	6.7	232	9.1	232	9.1	28.5	0.39	2+2 FA
UP-RS625-2	2	625	386	15.3	168	6.7	232	9.1	232	9.1	32.0	0.35	2+2 FA
UP-RS775-2	2	775	386	15.3	168	6.7	232	9.1	232	9.1	36.0	0.31	2+2 TA

* Las medidas y especificaciones están sujetas a modificaciones sin previo

* Technical specifications may be change without any notice,



Controladores de carga SmartSolar con conexión de rosca o FV MC4 MPPT 150/85 & MPPT 150/100

www.victronenergy.com

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

Especialmente con cielos nublados, 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.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo.

El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de *software* de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación en función de la temperatura.

Bluetooth Smart integrado: no necesita mochila

La solución inalámbrica para configurar, supervisar y actualizar el controlador con un teléfono inteligente, una tableta u otro dispositivo Apple o Android.

VE.Direct

Para una conexión de datos con cable a un Color Control, un Venus GX, un PC u otros dispositivos.

On/Off remoto

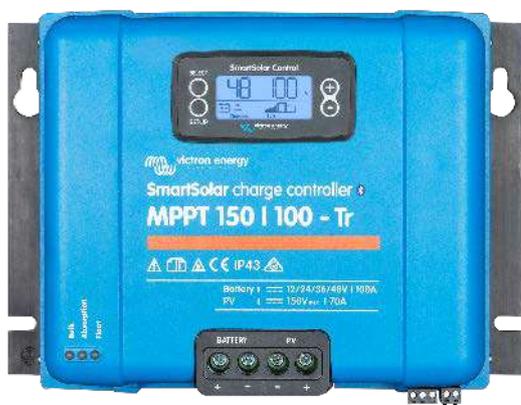
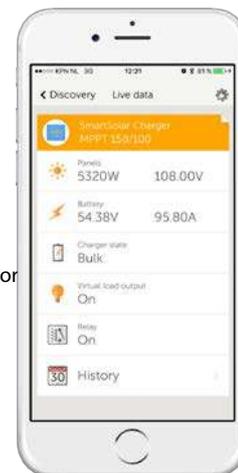
Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

Relé programable

Se puede programar (entre otros, con un teléfono inteligente) para activar una alarma u otros eventos.

Opcional: pantalla LCD conectable

Simplemente retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.



Controlador de carga SmartSolar
MPPT 150/100-Tr
Con dispositivo conectable



Controlador de carga SmartSolar
MPPT 150/100-MC4
Sin pantalla

Controlador de carga SmartSolar	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48V (Se precisa una herramienta de <i>software</i> para ajustar el sistema en 36V)	
Corriente de carga nominal	85A	100A
Potencia FV máxima, 12 V 1a,b)	1200W	1450W
Potencia FV máxima, 24 V 1a,b)	2400W	2900W
Potencia FV máxima, 48 V 1a,b)	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	70A	70A
Tensión máxima del circuito abierto FV	150V máximo absoluto en las condiciones más frías 145V en arranque y funcionando al máximo	
Eficacia máxima	98%	
Autoconsumo	Menos de 35mA a 12V / 20mA a 48V	
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)	
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)	
Algoritmo de carga	adaptativo multifase	
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -68 mV / °C	
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión	
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)	
Humedad	95%, sin condensación	
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth	
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)	
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 V CC, 1 A hasta 60 V CC	
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)	
CARCASA		
Color	Azul (RAL 5012)	
Terminales FV 3)	35mm ² / AWG2 (Modelos Tr) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4)	
Bornes de batería	35mm ² / AWG2	
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)	
Peso	4,5kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 216 x 295 x 103 Modelos MC4: 246 x 295 x 103	



PV3500 Series

Inversor solar de aislada y baja frecuencia

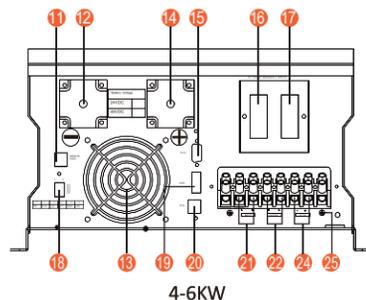
Características

- Potencia Nominal entre 4kVA y 12kVA
- Onda senoidal pura
- Configurable desde la pantalla LCD (Modos de trabajo, estado de cargas, voltaje de baterías y de campo solar, etc.)
- Regulador MPPT de hasta 120A según versiones
- MPPT con eficiencia máxima del 98%
- Cargador AC de alta potencia de 80A
- Transformador con bobinado íntegro de cobre
- Protección contra sobretensión, sobrecarga y descarga profunda
- Con programa para PC (CD Incluido) para programación del Inversor
- Con bobinado de cobre para una superior fiabilidad de onda
- Compatible con generadores de gasolina o diésel
- Con aislamiento galvánico.

Introducción:

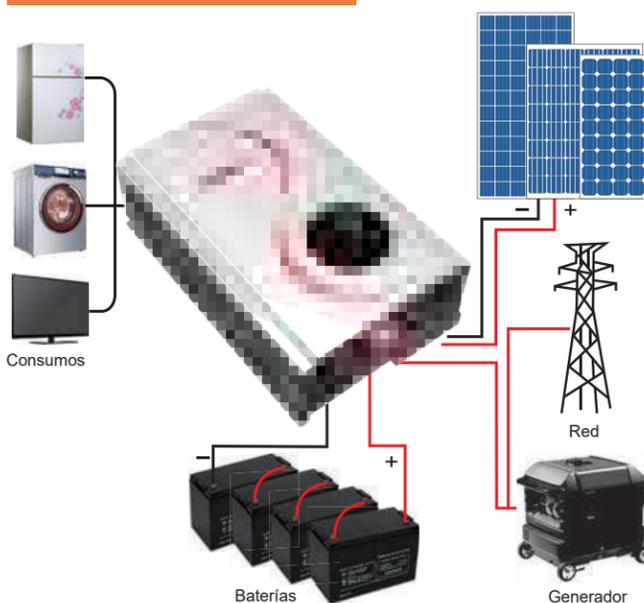
Inversor de onda pura con cargador AC y regulador de carga de tipo MPPT. Multifunción, con posibilidad de combinar al mismo tiempo los diferentes métodos de carga. Incorpora una pantalla LCD para su configuración a través de los botones que van instalados justo en la parte inferior. Es fácil y accesible para cualquier usuario, con opción de mostrar los valores de corriente de carga desde paneles solares, desde generador o red eléctrica, así como la opción de visualizar los consumos.

Información del Display LCD



4-6KW

Conexión del Sistema Solar



-
- 8-12KW
1. Interruptor / bajo consumo
 2. Ajuste cargador AC
 3. Display LCD
 4. Ajuste voltaje baterías
 5. Indicador Inversor
 6. Indicador carga
 7. Indicador red
 8. Indicador fallo
 9. Función
 10. Indicador FV
 11. Puerto remoto
 12. BAT"-
 13. Ventilador
 14. BAT"+
 15. RS485/CAN puerto comunicaciones
 16. térmico entrada AC / bypass
 17. Térmico salida consumos
 18. Interruptores función (SW1-SW5)
 19. AGS
 20. BTS
 21. Entrada AC desde generador o red
 22. Salida AC para consumos
 23. Segunda entrada fotovoltaica(opcional)
 24. Primera entrada fotovoltaica
 25. Tierra

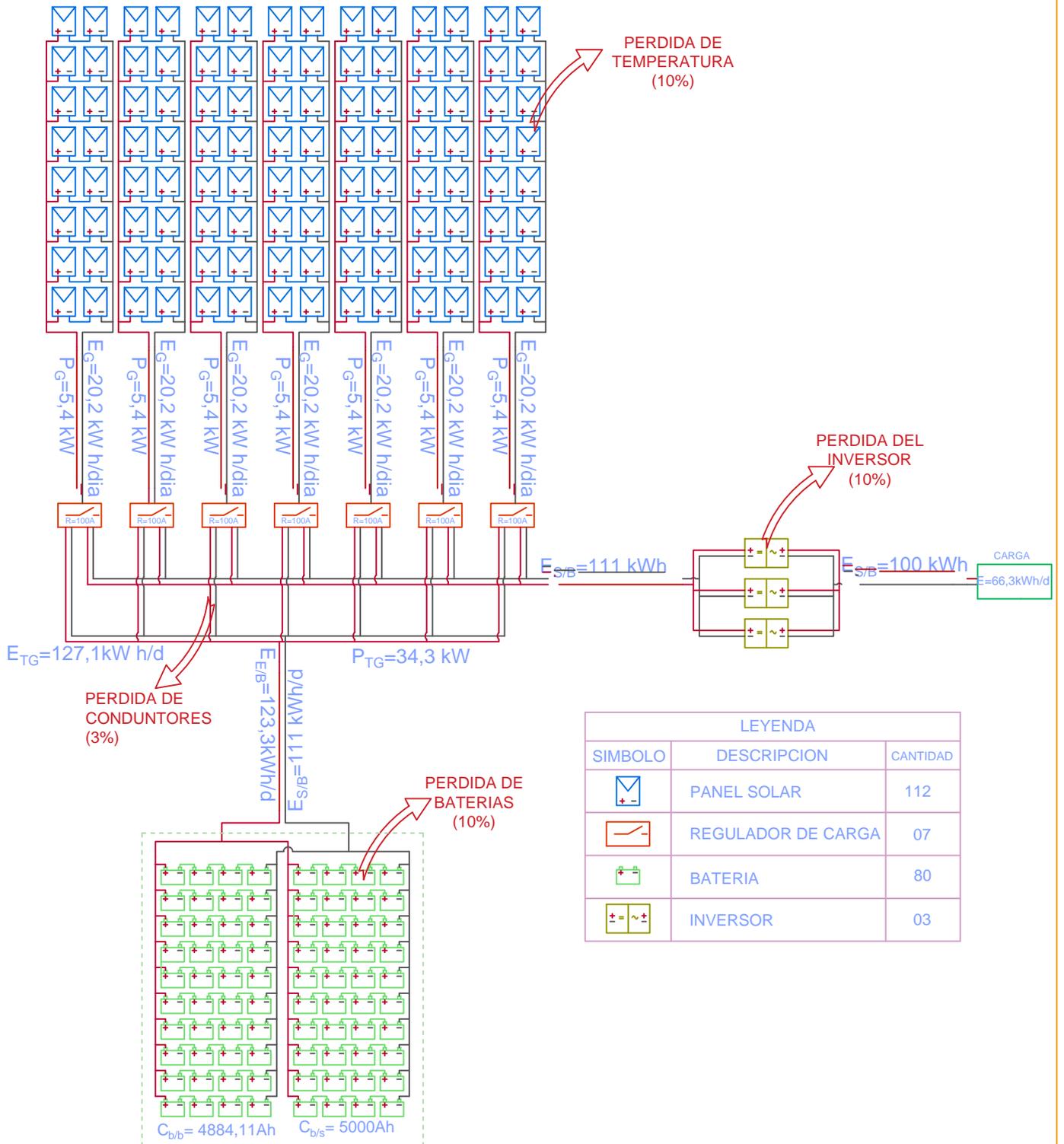
Especificaciones

MODELO		PV35-4K	PV35-5K	PV35-6K	PV35-8K	PV35-10K	PV35-12K
Voltaje de Baterías del Sistema		24V 48V	48V	48V	48VDC	48VDC	48VDC
SALIDA INVERSOR	Potencia del Inversor	4KW	5KW	6KW	8.0KW	10.0KW	12.0KW
	Pico potencia (20ms)	12KW	15.0KW	18.0KW	24.0KW	30.0KW	36.0KW
	Capacidad arranque motores	2HP	2HP	3HP	4HP	5HP	6HP
	Tipo de Onda	Onda pura / igual que en la entrada (modo bypass)					
	Voltaje nominal salida RMS	220V/230V/240VAC(+/-10% RMS)					
	Frecuencia de salida	50Hz/60Hz +/-0.3 Hz					
	Eficiencia del inversor (Pico)	>85%			>88%		
	Eficiencia modo red	>95%					
Factor de potencia	0.8						
Tiempo de transferencia típico	10ms(max)						
ENTRADA AC	Voltaje	230VAC					
	Rango voltaje seleccionable	154-272VAC(Para ordenadores)					
	Rango frecuencia	50Hz/60Hz (Automático)					
BATERÍA	Voltaje mínimo arranque	20.0VDC/21.0VDC for 24VDC mode (40.0VDC/42.0VDC for 48VDC mode)					
	Voltaje batería baja	21.0VDC+/-0.3V for 24VDC mode (42.0VDC+/-0.6V for 48VDC mode)					
	Voltaje desconexión batería baja	20.0VDC+/-0.3V for 24VDC mode (40.0VDC+/-0.6V for 48VDC mode)					
	Alarma alto voltaje	32.0VDC+/-0.3V for 24VDC mode (64.0VDC+/-0.6V for 48VDC mode)					
	Recuperacion alarma alto voltaje	31.0VDC+/-0.3V for 24VDC mode (62.0VDC+/-0.6V for 48VDC mode)					
	Consumo en vacío / modo espera	<25W con ahorro de energía			<25W con ahorro de energía		
CARGADOR AC	Voltaje cargador	En función voltaje batería					
	Térmico protección entrada AC	30A	30A	30A	40A	50A	63A
	Protección sobrecarga	31.4VDC para modelo 24VDC (62.8VDC para modelo 48VDC)					
	Máxima corriente de carga	65A	40A	35A	40A	70A	80A
BTS	Potencia continua salida	En función de la demandada y con regulación según temperatura batería					
PROTECCIÓN Y BYPASS	Onda de entrada	Senoidal (red o generador)					
	Frecuencia nominal entrada	50Hz o 60Hz					
	Protección sobrecarga	Térmico					
	Protección cortocircuito salida	Térmico					
	Potencia térmico de bypass	40A			80A		
REGULADOR MPPT	Corriente máxima bypass	40Amp			80Amp		
	Máxima corriente carga FV	60A			60A(120A Opcional)		
	Voltaje DC	24V/48V Automático			48V		
	Potencia carga FV	1600W	3200W	3200W	3200W	3200W(6400W para modelo 120A)	
	Rango operativo MPPT	32-145VDC para 24V ,64-147V para 48V			64-147VDC		
	Voltaje Maximo FV Circuito abierto	147VDC					
	Consumo en stand-by	<2W					
CARACTERIST. FÍSICAS	Instalación	En pared					
	Tamaño	620*385*215mm			670*410*215mm		
	Peso neto (Regulador solar) kg	36	41	44	69+2.5	75.75+2.5	75.75+2.5
	Tamaño caja (W*H*D)	755*515*455mm			884*618*443mm		
	Peso caja (Regulador solar) kg	56	61	64	89+2.5	95.5+2.5	95.5+2.5
OTROS	Rango temperatura de trabajo	0°C to 40°C					
	Temperatura almacenamiento	-15°C to 60°C					
	Nivel sonoro	60dB MAX					
	Pantalla	LED+LCD					
	Unidades contenedor(20GP/40GP/40HQ)	140pcs / 280pcs / 320pcs					

Conexiones



ANEXO 3: Planos del detalle de la conexión del sistema fotovoltaico autónomo



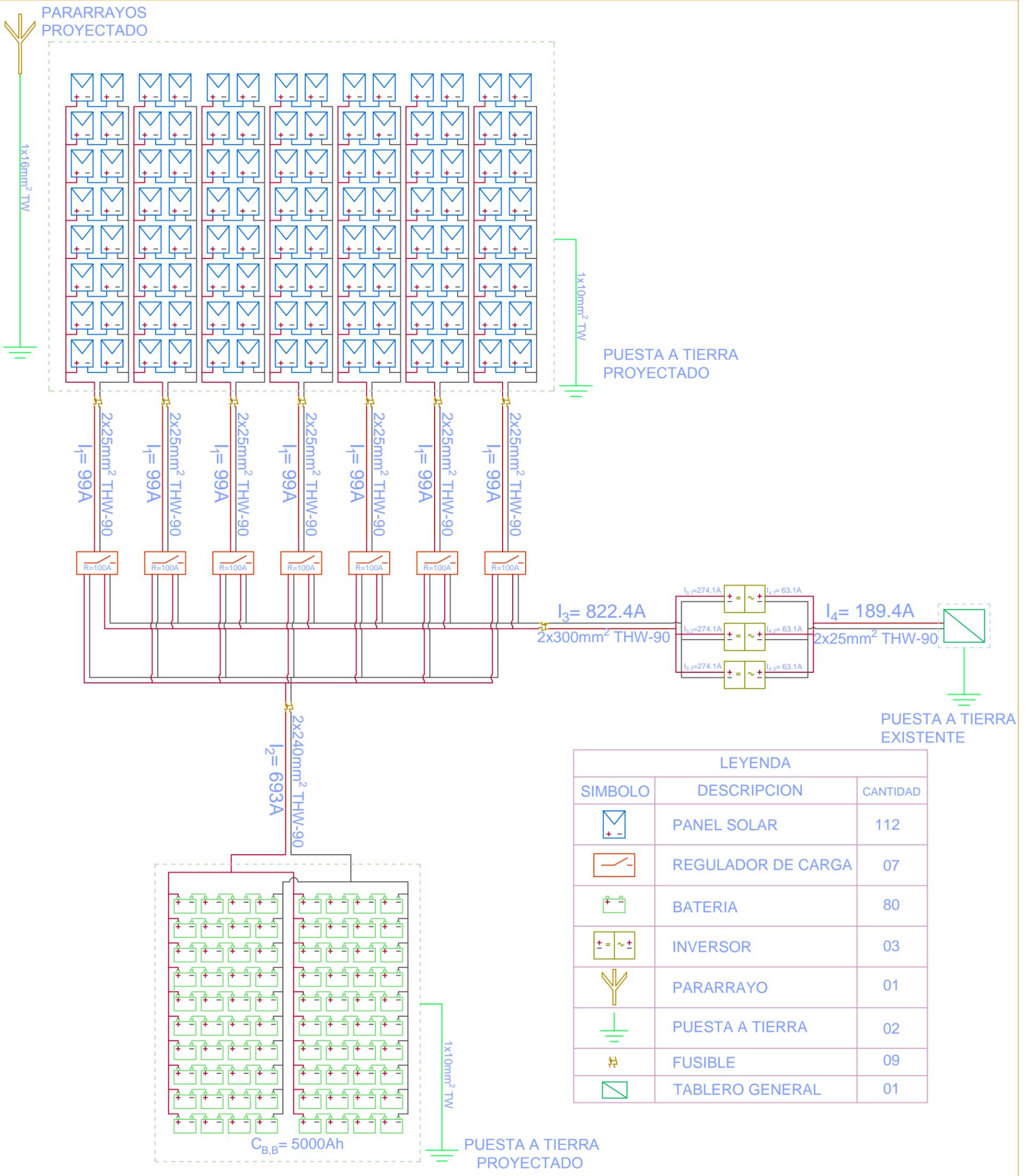
LEYENDA		
SIMBOLO	DESCRIPCION	CANTIDAD
	PANEL SOLAR	112
	REGULADOR DE CARGA	07
	BATERIA	80
	INVERSOR	03



UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN
Carrera Profesional de Ingeniería Mecánica y Eléctrica



DIBUJADO POR: Bachiller. MORALES QUISPE MAYCON YERSSON Bachiller. JUAN EULOGIO GARRIDO CASTILLO	TESIS	FECHA: 10/2019
REVISADO POR: ING. EDUAR JAMIS MEJÍA VÁSQUEZ	DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO PARA LA DEMANDA ELÉCTRICA DEL CENTRO DE SALUD MAGLLANAL, JAÉN-CAJAMARCA	ESCALA: S/N
DISTRITO: JAÉN	DISEÑO DE LOS SUBSISTEMAS DE GENERACIÓN, ACUMULACIÓN Y POTENCIA	N° DE LAMINA: 01
PROVINCIA: JAÉN		
DEPARTAMENTO: CAJAMARCA		



UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN
Carrera Profesional de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

DIBUJADO POR:
Bachiller. MORALES QUISPE MAYCON YERSSON
Bachiller. JUAN EULOGIO GARRIDO CASTILLO

REVISADO POR:
ING. EDUAR JAMIS MEJÍA VÁSQUEZ

DISTRITO:
JAÉN

PROVINCIA:
JAÉN

DEPARTAMENTO:
CAJAMARCA

TESIS

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO
PARA LA DEMANDA ELÉCTRICA DEL CENTRO DE SALUD
MAGLLANAL, JAÉN-CAJAMARCA

**CONDUCTORES THW-90, MAXIMAS INTENSIDADES DE
CORRIENTE ELÉCTRICA Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN**

FECHA: 10/2019

ESCALA: S/N

Nº DE LAMINA:
02

ANEXO 4: Ficha técnica del conductor

Calibre conductor	Números hilo	Diámetro hilo	Diámetro conductor	Espesor aislamiento	Diámetro exterior	Peso	Amperaje (*)	
							Aire	Ducto
mm ²	mm	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