Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Universidad del Perú. Decana de América

Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica

Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica

Diseño de un sistema fotovoltaico para la iluminación pública de las provincias de Sullana, Tarata y Alto Amazonas

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para optar el Título Profesional de Ingeniera Electricista

AUTOR

Deisy Maribel PEREDA PALACIOS

ASESOR

Dr. Luis Mark PONCE MARTÍNEZ

Lima, Perú

2024

Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Pereda, D. (2024). *Diseño de un sistema fotovoltaico para la iluminación pública de las provincias de Sullana, Tarata y Alto Amazonas*. [Trabajo de suficiencia profesional de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

Metadatos complementarios

Datos de autor	
Nombres y apellidos	Deisy Maribel Pereda Palacios
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	70430650
URL de ORCID	No Aplica
Datos de asesor	
Nombres y apellidos	Luis Mark Rudy Ponce Martínez
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	08117818
URL de ORCID	https://orcid.org/0000-0002-9037-6794
Datos del jurado	
Presidente del jurado	
Nombres y apellidos	Walter Alejandro Guzmán Estremadoyro
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	21143307
Miembro del jurado 1	
Nombres y apellidos	José Luis Mejia Olivas
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	10053479
Miembro del jurado 2	
Nombres y apellidos	Edy Alberto Román Ccorahua
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	06767696
Datos de investigación	
Línea de investigación	A.2.5.1 Energética
Grupo de investigación	No Aplica
Agencia de financiamiento	No Aplica

Ubicación geográfica de la investigación	Edificio: Comisaría PNP El Obrero Departamento: Piura Provincia: Sullana Distrito: Sullana Latitud: -4.91048 Longitud: -80.68234
Año o rango de años en que se realizó la investigación	Enero 2019 - Junio 2019
URL de disciplinas OCDE	Ingeniería eléctrica, Ingeniería Electrónica https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.02.01

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
(Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA)
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA
Teléfono 619-7000 Anexo 4226
Calle Germán Amezaga 375 – Lima 1 – Perú

ACTA DE SUSTENTACIÓN TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

ACTA N°035/FIEE-CTGT/2024

Los suscritos Miembros del Jurado, docentes permanentes de las Escuelas Profesionales de la Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, reunidos en la fecha 31 de mayo del 2024, como presidente de Jurado el **DR. WALTER ALEJANDRO GUZMAN ESTREMADOYRO**, integrado por el Miembro de Jurado el **MG. JOSÉ LUIS MEJIA OLIVAS,** el Miembro de Jurado **MG. EDY ALBERTO ROMÁN CCORAHUA** y Miembro Asesor el **DR. LUIS MARK RUDY PONCE MARTÍNEZ.**

Después de escuchar la Sustentación Presencial del Trabajo de Sufiencia Profesional de la Bachiller **DEISY MARIBEL PEREDA PALACIOS** con código **N° 06190179** que para optar el Título Profesional de Ingeniera Electricista sustentó el Trabajo de Sufiencia Profesional titulado **DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA ILUMINACIÓN PÚBLICA DE LAS PROVINCIAS DE SULLANA, TARATA Y ALTO AMAZONAS.**

El jurado examinador procedió a formular las preguntas reglamentarias y, luego de una deliberación en privado, decidió otorgarle el calificativo de **15 (QUINCE)**

Ciudad Universitaria, 31 de mayo del 2024

DR. WALTER ALEJANDRO GUZMAN ESTREMADOYRO
Presidente Jurado

MG. JOSÉ LUIS MEJIA OLIVAS
Miembro Jurado

MG. EDY ALBERTO ROMÁN CCORAHUA
Miembro Jurado

DR. LUIS MARK RUDY PONCE MARTÍNEZ
Miembro Asesor

CERTIFICADO DE SIMILITUD

Yo **DR. LUIS MARK RUDY PONCE MARTÍNEZ** mi condición de asesor acreditado con el Acta de Sustentación de Trabajo de Suficiencia Profesional: **DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA ILUMINACIÓN PÚBLICA DE LAS PROVINCIAS DE SULLANA, TARATA Y ALTO AMAZONAS** presentado por la bachiller **Deisy Maribel Pereda Palacios**, para optar al título profesional de Ingeniera Electricista. CERTIFICO que se ha cumplido con lo establecido en la Directiva de Originalidad y de Similitud de Trabajos Académicos, de Investigación y Producción Intelectual. Según la revisión, análisis y evaluación mediante el software de similitud textual, el documento evaluado cuenta con el porcentaje de 14% de similitud, nivel **PERMITIDO** para continuar con los trámites correspondientes y para su **publicación en el repositorio institucional.** Se emite el presente certificado en cumplimiento de lo establecido en las normas vigentes, como uno de los requisitos para la obtención del grado correspondiente.

Firma del Asesor
DNI: 08117818
Nombres y apellidos del asesor:
Dr. Luis Mark Rudy Ponce Martínez

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a mi hijo LIAM que es lo más lindo que me ha dado la vida, además de la memoria de mi madre María Palacios, a mi padre, hermanos y Lleni, por haber sido mi apoyo a lo largo de toda mi carrera universitaria y a lo largo de mi vida. A todas las personas especiales que me acompañaron en esta etapa, aportando a mi formación tanto profesional y como ser humano.

RESUMEN

El documento se centra realizar el diseño de un sistema de paneles solares para la iluminación vial en tres provincias del Perú.
Se analiza la información existente sobre la radiación solar de las zonas de estudios de las tres provincias seleccionadas para la instalación, así como también los conceptos teóricos y fórmulas que ayudan a calcular las características y cantidades de las partes del sistema en mención.

El objetivo del trabajo es utilizar lo que el sol emite para convertirlo y brindar iluminación; en un horario matutino y en el horario nocturno acumularlo a través de un sistema de paneles solares. Todo ello a fin de tener iluminación y no contaminar el medio ambiente en lo mayor posible.

Actualmente se tiene un gran problema sobre la contaminación del medio ambiente, un sistema fotovoltaico resulta beneficioso porque produce menos contaminación que las otras maneras de generar energía eléctrica.

ABSTRACT

The document focuses on the design of a solar panel system for road lighting in three provinces of Peru.
The existing information on solar radiation in the study areas of the three provinces selected for the installation is analyzed, as well as the theoretical concepts and formulas that help calculate the characteristics and quantities of the parts of the system in question.

The objective of the work is to use what the sun emits to convert it and provide lighting; in the morning and at night accumulate it through a solar panel system. All this in order to have lighting and not contaminate the environment as much as possible.

Currently there is a big problem regarding environmental pollution, a photovoltaic system is beneficial because it produces less pollution than other ways of generating electrical energy.

TABLA DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS ..... **ix**

ÍNDICE DE TABLAS ..... **x**

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN **1**

CAPÍTULO II **2**

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA **2**

2.1 Descripción de la situación problemática **2**

2.2 Formulación del Problema **3**

2.3 Objetivos **3**

2.3.1 Objetivo general 3

2.3.2 Objetivos específicos 3

2.4 Justificación de la Investigación **3**

CAPÍTULO III **3**

FUNDAMENTOS TEORICOS **5**

3.1 Antecedentes **5**

3.1.1 Niveles de radiación solar en el Perú 6

3.2 Energía solar **8**

3.2.1 Energía solar térmica 8

3.2.2 Energía solar fotovoltaica o eléctrica 8

3.3 Sistema fotovoltaico 8
3.3.1 Tipos de instalación fotovoltaica 9
3.3.2 Componentes de un sistema fotovoltaico 11
3.3.3 Ventajas y desventajas de un sistema fotovoltaico 14

3.4 Sistema de alumbrado público en el Perú 14
3.4.1 Niveles de iluminación recomendados 16
3.4.2 Disposición de las luminarias 19

CAPÍTULO IV 21

METODOLOGIA DE LA INVESTIGACIÓN 21

4.1 Tipo de estudio 21

4.2 Diseño de investigación 21

4.3 Técnicas de recolección de datos 21

4.4 Estrategia o procedimiento 21
4.4.1 Seleccionar el tipo de vía a iluminar. 22
4.4.2 Seleccionar el nivel de iluminación exigido 22
4.4.3 Seleccionar las zonas de estudio 22
4.4.4 Calcular el sistema de iluminación. 22
4.4.5 Determinar el nivel de irradiación de las zonas de estudio 26
4.4.6 Calcular el número de horas tope solar sobre la horizontal 27
4.4.7 Determinar la demanda de energética 27
4.4.8 Seleccionar el voltaje del sistema (Us) 28
4.4.9 Determinar el coeficiente de rendimiento de la instalación 28
4.4.10 Dimensionar la capacidad de la batería 29
4.4.11 Dimensionar los paneles fotovoltaicos 30
4.4.12 Dimensionar del controlador 31
4.4.13 Dimensionar del conductor eléctrico 31

CAPÍTULO V 35

CÁLCULOS Y PRESUPUESTO 35

5.1 Cálculos 35
5.1.1 Selección del tipo de vía a iluminar. 35
5.1.2 Selección del nivel de iluminación exigido..... 35
5.1.3 Selección de las zonas de estudio 36
5.1.4 Cálculo del sistema de iluminación. 39
5.1.5 Determinación del nivel de irradiación de las zonas de estudio 41
5.1.6 Cálculo del número de horas tope solar sobre la horizontal..... 41
5.1.7 Cálculo de la demanda de energética 43
5.1.8 Selección del voltaje del sistema (Us)..... 43
5.1.9 Determinación del coeficiente de rendimiento de la instalación……
..... 43
5.1.10 Cálculo de la capacidad de la batería 45
5.1.11 Dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos..... 47
5.1.12 Selección del controlador 49
5.1.13 Dimensionamiento de los conductores eléctricos..... 49
5.1.14 Resumen de la instalación 53
5.1.15 Selección del mástil y accesorios de sujeción..... 54

5.2 Costos de los componentes del sistema fotovoltaico para la iluminación pública 54
5.2.1 Costos de la Zona 1: Sullana 55
5.2.2 Costos de la Zona 2: Alto Amazonas 56
5.2.3 Costos de la Zona 3: Tarata 57

CAPÍTULO VI . : ANÁLISIS DE RESULTADOS……58

6.1 Análisis económico del sistema..... 58
6.1.1 Consideraciones para el cálculo del VAN y TIR 59

6.2 Resultados del análisis económico 60
6.2.1 Zona 1: Sullana 60
6.2.2 Zona 2: Alto Amazonas 62
6.2.3 Zona 3: Tarata..... 64

CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES 66

CAPÍTULO VIII: RECOMENDACIONES 67

CAPÍTULO IX: APÉNDICES 668

CAPÍTULO X: BIBLIOGRAFÍA 83

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

En el tiempo, la iluminación es una necesidad primaria en el mundo a fin de evitar la oscuridad y poder responder a ataques de origen animal facilitando de igual manera la alimentación.

La electricidad es prioritaria para el avance humano y es parte importante para aminorar los principales obstáculos en la sociedad en el camino hacia un futuro con sostenibilidad.

Este trabajo tiene el objetivo diseño de un sistema de paneles solares para la iluminación vial de tres provincias del Perú.

El capítulo 1 visualiza un detalle al problema, así como objetivo principal del trabajo.

En el capítulo 2 se presenta una breve descripción al tema conociendo conceptos principales sobre la radiación solar, sistemas fotovoltaicos, así como también conceptos principales del alumbrado público en el Perú. Además, las características de las zonas de estudio donde se hará la instalación del sistema fotovoltaico.

En el capítulo 3 en esta parte se menciona el tipo de estudio de la investigación, las fuentes de datos que se utilizaron y el procedimiento del cómo se hará para cumplir con el objetivo propuesto, que para este trabajo básicamente son fórmulas matemáticas.

En el capítulo 4 Se realizan los cálculos para saber las características del alumbrado público que se desea diseñar, se selecciona tres provincias del Perú que serán zona1, zona 2 y zona 3 para el estudio. Al conocer los datos de emisión del sol por zona y su máxima solicitud del alumbrado público se procede con los cálculos para obtener por zona la cantidad necesaria de cada equipo del sistema fotovoltaico, así como sus características técnicas y comerciales (costos). Se calcula el presupuesto total del proyecto para cada zona.

Finalmente, en el capítulo 5 se analiza el aspecto económico del proyecto para las tres zonas de estudio, es decir, si es viable o no económicamente.

CAPÍTULO II: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 Descripción de la situación problemática

La problemática de energía con el aumento de requerimientos, se hace presente en un cambio en la matriz de energía en el país prioritariamente dominado por energía generada de origen hidráulico.

Actualmente el alumbrado público en el Perú funciona a través de las redes de baja tensión de las empresas de distribución eléctrica, siendo éstas las responsables de su operación y mantenimiento, y para lo cual cobran mensualmente una tarifa de alumbrado público (alicuota) a cada cliente que incluye el costo de la energía consumida, costos de operación y mantenimiento, entre otros.

Pese a auditorías a la calidad del servicio de alumbrado vial y peatonal, que tiene que ver con agentes como la ubicación, potencia y mantenimiento de los equipos lumínicos, aún no supera las categorías óptimas.

Además, como el sistema actual trabaja a través de una red eléctrica compuesta por numerosos ramales, donde si uno falla entonces fallarán todas las unidades de alumbrado que conforman dicho ramal, pero si se tiene un sistema compuesto por unidades independientes de alumbrado se mejorará considerablemente la confiabilidad del sistema, el mantenimiento y la seguridad de la población.

2.2 Formulación del Problema

¿De qué manera el diseño de un sistema de paneles solares para la iluminación vial de tres provincias del Perú??

2.3 Objetivos

2.3.1 Objetivo general

Diseñar un sistema fotovoltaico para la iluminación pública de las provincias del Perú

2.3.2 Objetivos específicos

- Seleccionar el tipo de vía pública en la que se va a trabajar.
- Seleccionar las tres provincias de estudio según el nivel de irradiación solar.
- Cumplir las normas establecidas para este tipo de iluminación.

2.4 Justificación de la Investigación

Producir energía donde no haya exposición alta de contaminación al medio ambiente y no afecte al planeta ni a la capa de ozono.

A nivel mundial hay una concientización con el cuidado del planeta, asegurando la utilización de energías naturales para lograr el aumento de energías limpias.

La luminosidad es vital para permitir la rentabilidad en las diversas tareas que ejecutamos y preparar un entorno acogible, avalando la seguridad de los humanos y sus bienes materiales.

Entonces implementar sistema fotovoltaico para la iluminación vial permite superar las categorías de alumbrado y la eficiencia de energía y así poder obtener una mejor vida nocturna en las vías vehiculares y peatonales en espacios públicos.

CAPÍTULO III: FUNDAMENTOS TEORICOS

3.1 Antecedentes

La adquisición de la energía eléctrica para el uso diario, ya sea para residencias o en las manufacturas es una problemática que hoy el planeta tiene, más aún cuando se obtiene de fuentes naturales renovables.

La utilización de la energía solar, como la totalidad de las fuentes de energía poseen beneficios y obstáculos, pero comparando con formas de adquisición de esta, se concluye aceptable, ya que esta energía es absolutamente renovable e inacabable. Además, esta fuente de energía se podría utilizar en sociedades donde no hay un ingreso directo de energía habitual pero también la pueden utilizar las personas que soliciten preparar un propio módulo de energía en su residencia y no solicitar de empresas eléctricas.

Desde la apreciación energética la iluminación pública y vial es una de los entornos donde se debe obtener un fuerte ahorro energético y económico tal y como indican las fiscalizaciones realizadas por el instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE).

3.1.1 Niveles de radiación solar en el Perú

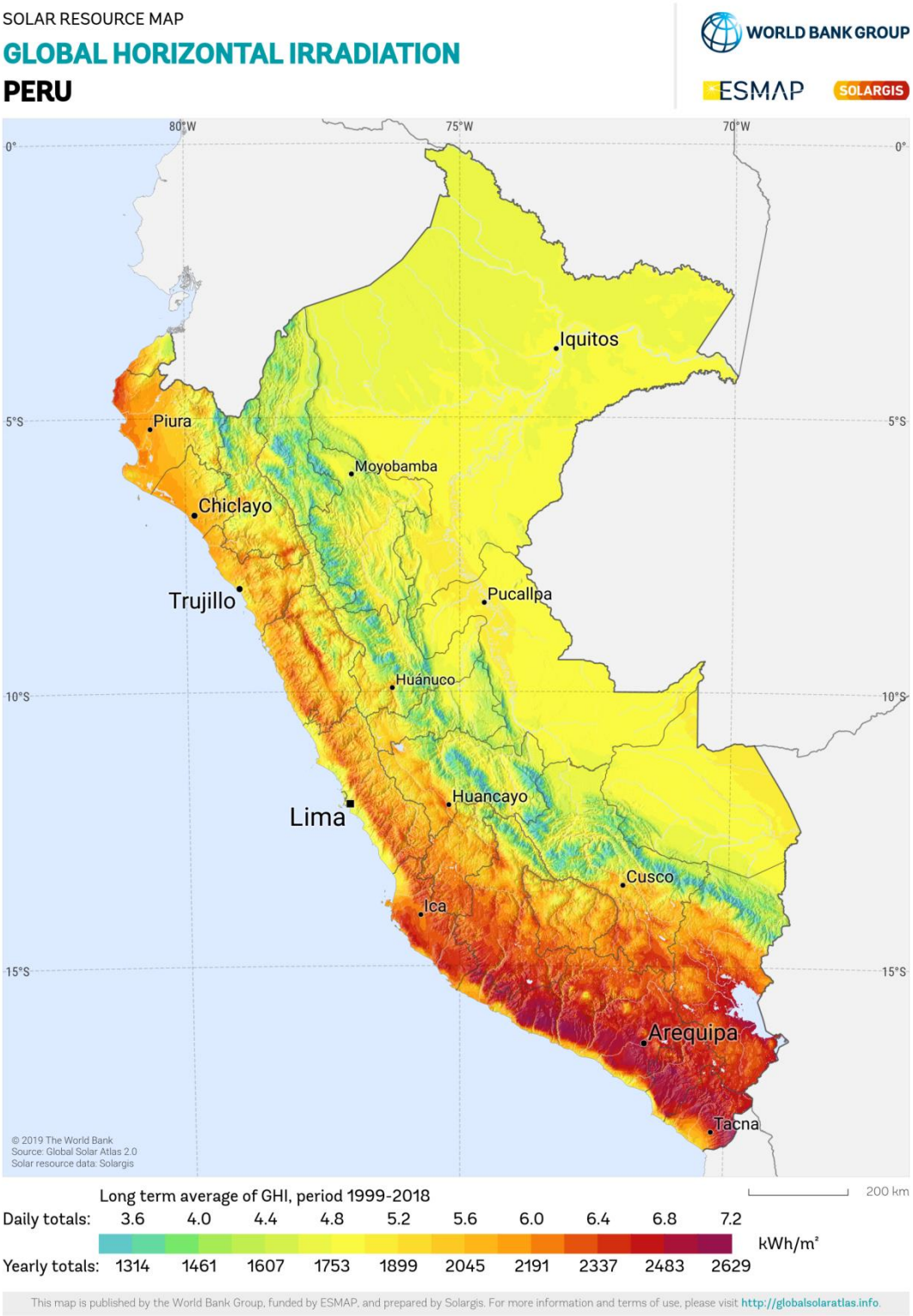
El Perú es un país con niveles de irradiación variables a lo largo de su territorio, desde 3.4kWh/m2 en determinadas partes de la selva hasta 7.2kWh/m2 en la zona sur (entre costa y sierra), siendo esta última una de las zonas con mayor irradiación solar a nivel mundial.

El mapa de la Fig. II.1 fue elaborado por la empresa Solargis con auspicio del Banco Mundial, cuyos datos corresponden al promedio anual de las mediciones efectuadas durante el período 1999 – 2018.

Adicionalmente, utilizando la plataforma virtual globalsolaratlas.info, se elaboraron los cuadros de Niveles de Irradiación Promedio por Departamentos y Provincias en el Perú, los cuales se encuentran en el Apéndice A.

Fig. 1

Irradiación horizontal global



Fuente: (Solargis, 2020)

3.2 Energía solar

La energía del sol se capta través de las radiaciones solares. Esta energía es constante y es renovable por ser una fuente natural.
Son energías constantes que captan de origen natural de forma constante y son infinitas comparada a la humanidad, llamadas energías alternas.
Esta clase de energía puede ser obtenidas de dos metodologías: calor y electricidad.

3.2.1 Energía solar térmica

Para captar la energía en forma de calor se realiza mediante captadores o colectores térmicos, que son sistemas fototérmicos capaces de usar la energía térmica del sol para calentar agua sin la necesidad de usar ningún tipo de combustible.

3.2.2 Energía solar fotovoltaica o eléctrica

La energía solar o del sol fotovoltaica se capta en los paneles fotovoltaicos, que superan obtener los rayos del sol y transformarlos en energía eléctrica.

3.3 Sistema fotovoltaico

Es un conjunto de componentes eléctricas que generan electricidad a raíz de los rayos solares. El componente principal del sistema es el módulo que es un conjunto de células capaces de cambiar la energía de iluminación en corriente continua. Los demás componentes se incluyen en un sistema que se destina al objetivo de iluminar. (Perpiñan, 2015)

Los sistemas fotovoltaicos son plantas generadoras de electricidad que se utilizan para producir energía eléctrica a través de la radiación originada del sol. Están compuestos de varios factores dependiendo del tipo de instalación, sin embargo, todos los sistemas fotovoltaicos tienen en común que solicitan

de módulos fotovoltaicos para transformar la radiación del sol en energía eléctrica

El desempeño de un sistema fotovoltaico depende principalmente de la cantidad de radiación solar que reciba.

3.3.1 Tipos de instalación fotovoltaica

Este tipo de energía natural consta de tres modelos constructivos, una de interconexión a red, otra separada de la red o independiente y los híbridos.

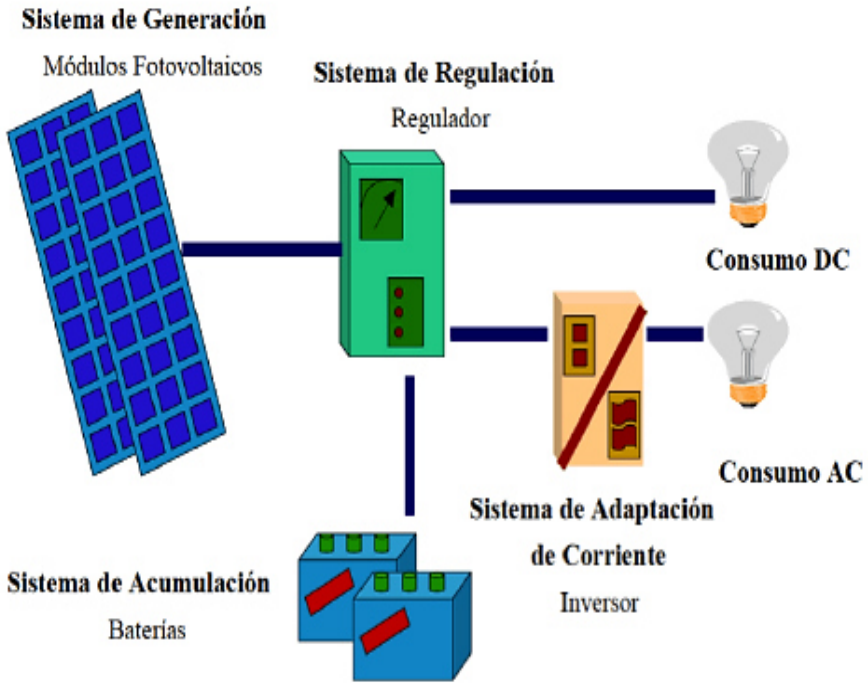
Instalación fotovoltaica aislada

Son aquellas instalaciones que no están conectadas a la red eléctrica. Están incorporados normalmente en áreas alejadas, donde su distribución geográfica no cuenta con accesibilidad a la red eléctrica o esta no existe.

Los sistemas aislados comúnmente están abastecidos con procesos de almacenamiento de energía (baterías) ya que solo abastecen energía durante el día y el requerimiento se genera a lo largo del día y la noche.

Fig. 2

Instalación fotovoltaica aislada



Fuente: (Guerrero, Ruvalcaba, & Vazquez, 2016)

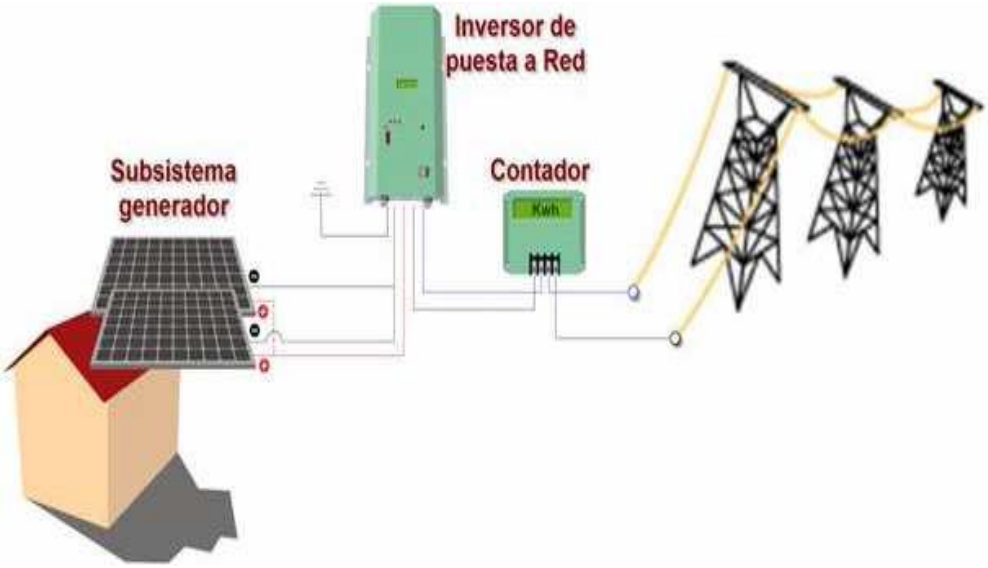
Instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica

Implantados con el objetivo de cumplir el requerimiento eléctrico zonal de manera unida con enlaces de distribución.

Estas instalaciones no cuentan con almacenamiento (baterías) puesto que la energía generada durante las horas de insolación es dirigida a la red eléctrica.

Fig. 3

Instalación fotovoltaica conectada a la red.



Fuente: (Poclín, 2019)

Este trabajo se centra en la instalación fotovoltaica aislada, por lo que se desarrollará más este sistema.

Instalaciones híbridas.

Son una composición de lo mencionado anteriormente. Trabaja tanto conectado a CFE como en modo aislado.

3.3.2 Componentes de un sistema fotovoltaico

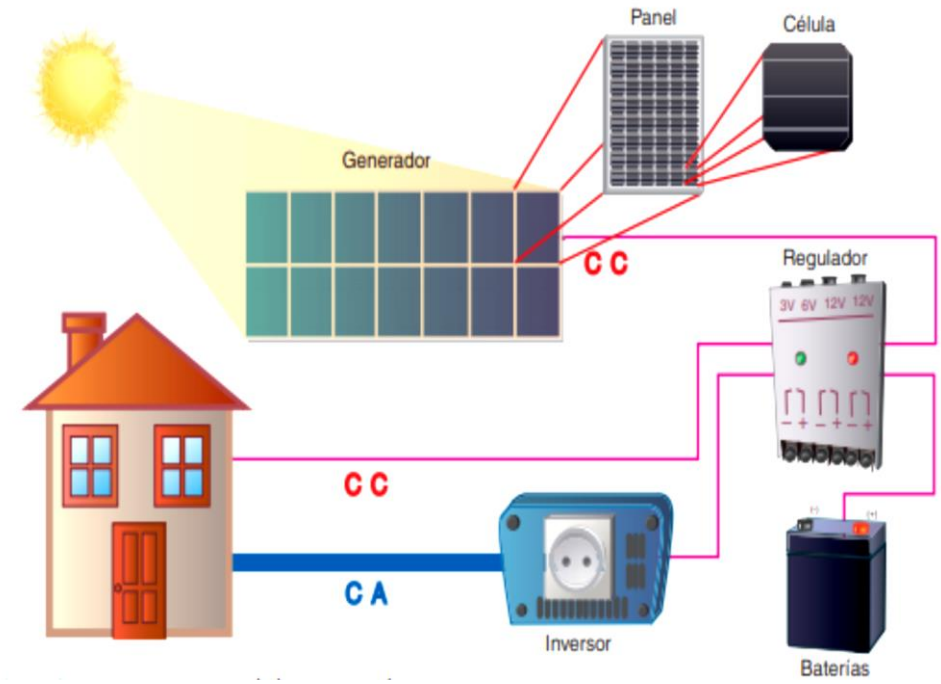
En el país, la construcción, suministro y pruebas de las partes del sistema por paneles solares se encuentra normado según la “Norma DGE: Especificación técnica del sistema fotovoltaico y sus componentes en electrificación rural”, publicada en septiembre del 2015. Algunas de estas normas son:

- ✓ **IEC 61215:** Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para la aplicación terrestre. Clasificación de diseño y aprobación de tipo.

- ✓ **IEC 61730-1:** Requisito de seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.
- ✓ **IEC 61730-2:** Requisitos de seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos.

Fig. 4

Componentes de un sistema fotovoltaico



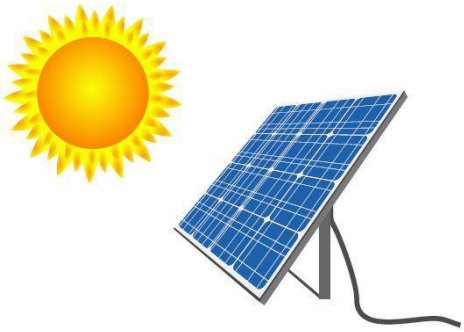
Fuente: (Sanchez Gutierrez, 2019)

Paneles solares

Son dispositivos formados por placas semiconductores que reaccionan a los rayos solares para tomar la mayor parte de energía solar y transformarla en electricidad. Los paneles solares son producidos en su mayoría de silicio y cuentan con un tiempo útil de 25 a 30 años,

Fig. 5

Panel solar



Fuente: (Martínez & Moreno, 2016)

Regulador de carga o regulador solar

Su función es prohibir que la batería donde se acumulará la energía, se sobrecargue o se descargue, ello con el fin de maximizar la vida útil de la batería. Permite maximizar la vida de las baterías ya que brinda el paso de la electricidad según el estado en que se encuentre la batería en cada momento.

Batería

Su función es almacenar energía para dar una potencia instantánea elevada.
La confiabilidad de un sistema de paneles tipo isla obedece íntegramente a lo mencionado.

Inversor

Cumple la función de convertir la corriente continua generada por los paneles solares o las baterías a corriente alterna, que es utilizada en una red eléctrica convencional o en instalaciones aisladas.

3.3.3 Ventajas y desventajas de un sistema fotovoltaico

Ventajas del sistema fotovoltaico:

- ✓ Es renovable por su naturaleza, pues la entrega de energía es constante,
- ✓ Ecológica, no emite gases de efecto invernadero a fin de evitar contaminación.
- ✓ Los paneles solares dan aval de operatividad, porque solicitan las mínimas revisiones y/o controles.
- ✓ Es insonora.
- ✓ Los Paneles son procesos de conveniencia de energía idónea para zonas donde el cableado eléctrico no llega (zonas rurales, montañosas, islas), o es difícil y oneroso su movilización.

Desventajas del sistema fotovoltaico:

- ✓ Se requiere de un espacio de gran extensión para la instalación de los paneles.
- ✓ Primeramente, se necesita una inversión económica alta a la que muchos usuarios no están dispuestos a exponerse.

3.4 Sistema de alumbrado público en el Perú

El alumbrado público vial es el servicio prioritario y de uso público que conlleva en alumbrado de calles del público, parques, y otras zonas de libre acceso con el objetivo de avalar el proceso normal de actividades, así como el tránsito peatonal y vehicular durante las noches.

En el país la norma técnica DGE “Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución”, define las categorías de alumbrado que se debe tener en cuenta en todas las zonas públicas.

Es importante saber los siguientes conceptos generales:

- ✓ **Sistema vial:** Se describe como una agrupación de calles y carreteras dispuestas en una estructura clasificada conectada entre sí, con el objetivo de dar la comunicación con las vías regionales y nacionales.

- ✓ **Aceras**: Llamadas andenes o senderos peatonales, se menciona a los espacios adyacentes a las vías destinados al tránsito peatonal.

- ✓ **Vía:** Espacio designado al tránsito vehicular, este puede ser en uno o más sentidos y a su vez está formado por calzadas, separadores y aceras.

- ✓ **Calzada:** Se describe como parte de la vía designada al tránsito de vehículos; está comprendida entre las aceras o entre el separador y las aceras y esta puede estar formada por varios carriles.

- ✓ **Carril:** Área de la calzada con un solo sentido designado al tránsito de un solo vehículo.

- ✓ **Separador:** Se define como una mediana y es descrito como el espacio que separa calzadas, es utilizado en muchas ocasiones para la ubicación de posteadura.

3.4.1 Niveles de alumbrado recomendados

En el Perú la Norma Técnica DGE "Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución" establece las directivas de iluminación mínima que se debe respetar en las zonas de iluminación de rúas del público, de acuerdo a la clase de iluminación que se defina de acuerdo a su categorización vial.

Clases de alumbrados

A cada rúa de zona de público le toca una categoría de iluminación específica que define su mínimo de iluminación

TABLA N° -1

Clases de alumbrados de acuerdo a la tipología vial

Clase de vía	clase de alumbrado	Función	Características del tránsito y la vía
Expresa	I	*Une zonas de alta generación de tránsito con alta fluidez *Accesibilidad a las áreas urbanas adyacentes mediante infraestructura especial (rampas)	* Flujo de vehicular ininterrumpido. *Cruces a desnivel. * No se permite estacionamiento. * Alta velocidad de circulación, mayor a 60km/h. * No se permite paraderos urbanos sobre la calzada principal. * No se permite vehículo de transporte urbano, salvo casos que tengan vía especial.
Arterial	II	* Une zonas de alta generación de tránsito con medio o alta fluidez. * Acceso a las zonas adyacentes mediante vías auxiliares.	* No se permite estacionamiento. * Alta y media velocidad de circulación, entre 60 y 30 km/h. * No se permiten paraderos urbanos sobre la calzada principal. * Volumen importante de vehículos de transporte público.
Colectora 1	II	Permite acceso a vías locales	* Vías que están ubicadas y/o atraviesan varios distritos. * Se considera en esta categoría las vías principales de un distrito o zona céntrica. * Generalmente tienen calzadas principales y auxiliares. * Circulan vehículos de transporte público.
Colectora 2	III	Permite acceso a vías locales	* Los vehículos circulan a una velocidad máxima de 30km/h. * Vías con calzadas asfaltadas, pero sin veredas continuas y con flujo motorizado muy reducido o nulo.
Zona de Comercio	III	Permite el acceso al local comercial local	* Los vehículos circulan a una velocidad máxima de 30km/h. * Se permite estacionamiento. * No se permite vehículos de transporte público. * Flujo peatonal importante.
Local domiciliaria 1	IV	Permite acceso a las viviendas	* Vías con calzadas asfaltadas, veredas continuas y con flujo motorizado reducido. * Vías con calzadas asfaltadas, pero sin veredas continuas y con flujo motorizado muy reducido o nulo.
Local domiciliaria 2	V	Permite acceso a las viviendas	* Vías con calzada sin asfaltar. * Vías con calzadas asfaltadas, veredas continuas y con flujo motorizado muy reducido o nulo.
Vías peatonales	V	Permite el acceso a las viviendas y propiedades mediante el tráfico peatonal	* Tráfico exclusivamente peatonal.

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2002)

Niveles de luminancias e iluminancias a considerar

Para realizar el diseño de iluminación, se debe considerar el tipo de calzada de la superficie de la rúa, los niveles de iluminación, e índices de control de deslumbramiento.

La identificación de los tipos de calzada se realizará de acuerdo a lo siguiente:

TABLA N°-2
Clases de aceras

Clase de piso o área	Clase de acera
Recubrimiento de concreto	Claro
Recubrimiento de asfaltado	Oscuro
Piso de tierra	Claro

Fuente: Elaboración Propia

TABLA N°-3

Niveles de luminancia, iluminancia e índice de control de deslumbramiento

Tipo de alumbrado	Luminancia media revestimiento seco	Iluminancia media (LUX)		Índice de control de deslumbramiento
	(cd/m2)	**Calzada clara**	**Calzada oscura**	**(G)**
I	1.5 – 2.0	15 – 20	30 - 40	6
II	1.0 – 2.0	10 – 20	20 - 40	5 – 6
III	0.5 – 1.0	5 – 10	10 – 20	5 – 6
IV		2 - 5	5 – 10	4 - 5
V		1 - 3	2 - 6	4 - 5

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2002)

En relación a la uniformidad media de iluminancia se tendrá:

TABLA N° - 4

Promedio de uniformidad de luminosidad

Tipo de Iluminación	Promedio de Uniformidad
III	0.25 – 0.35
IV, V	>= 0.15

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2002)

Control de calidad de la iluminación

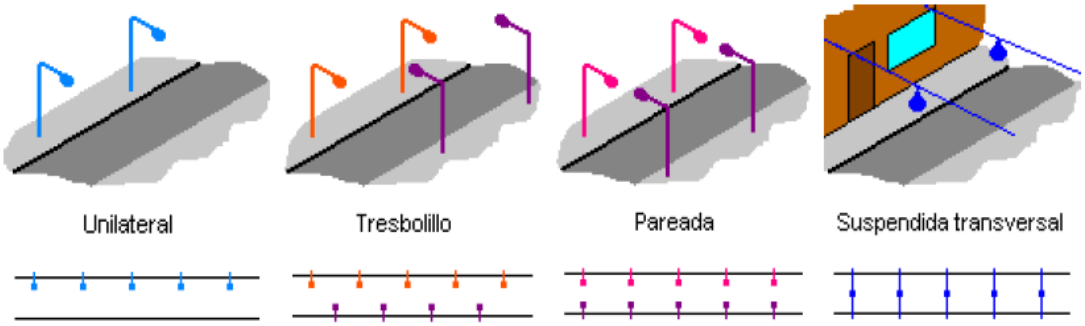
- ✓ Los estándares aceptables de iluminación para efecto del seguimiento de la calidad de la iluminación de rúas con acceso al público, para la ejecución de la NTCSE y reclamos de clientes, se menciona en TABLA N° II 3.
- ✓ Toda modificación de pintura de la acera conlleva a que el alumbrado se acomode a los principios actuales que le compete.

3.4.2 Disposición de las luminarias

En las longitudes rectas de rúas con una sola acera preexisten tres distribuciones básicas: unilateral, bilateral tresbolillo y bilateral pareada. Es viable colgar el alumbrado de un cable principal pero sólo se utiliza en caminos muy ajustados.

Fig.6

Disposición de luminarias en vías con única calzada

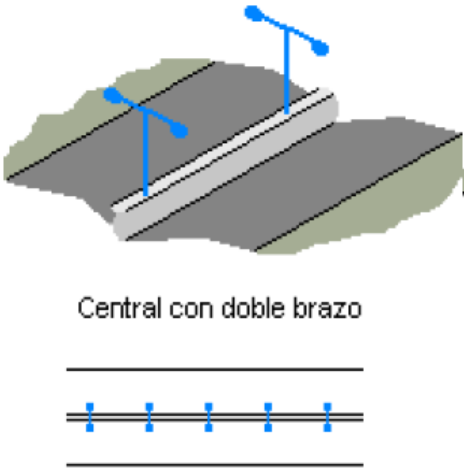


Fuente: (Lujan & Escobar, 2017)

De darse la situación de longitudes rectas de rúas con dos o más aceras separadas en el promedio se deben instalar las luminarias encima del promedio o tomar en consideración las dos aceras de manera individual

Fig. 6.1

Luminaria central con doble brazo

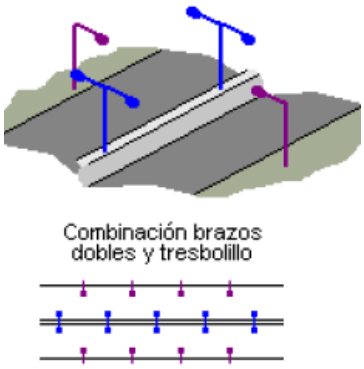


Fuente: (Lujan & Escobar, 2017)

Si el promedio es ajustado deben instalar luminarias de doble brazo que visualmente se aprecie mejor y den varias ventajas de instalación por su sencillez.

Fig.7

Luminarias de combinación brazos dobles y tresbolillo

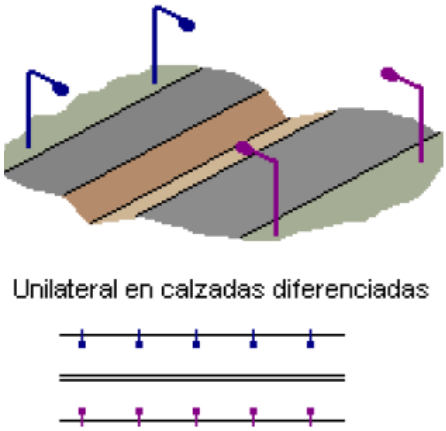


Fuente: (Lujan & Escobar, 2017)

Si el promedio es amplio se recomienda evaluar las aceras de manera independiente. Se deben juntar la combinación de tresbolillo y brazos dobles o usar alumbrado parcial.

Fig.8

Luminarias unilaterales en calzadas diferenciadas



Fuente: (Lujan & Escobar, 2017)

CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

4.1 Tipo de estudio

La clase de investigación del presente es descriptivo y cuantitativo.

4.2 Diseño de investigación

Es descriptivo porque se busca analizar la información que se tiene de la radiación solar en distintos puntos del Perú, así como también las definiciones y características de equipos del sistema fotovoltaico por paneles a usar.

Es cuantitativo porque se realizarán cálculos como: el consumo de energía eléctrica de las luminarias, dimensionamiento de los paneles solares, las baterías, los reguladores, los inversores y finalmente ejecutar el diseño completo del sistema fotovoltaico por paneles.

4.3 Técnicas de recolección de datos

La información necesaria sobre conceptos, características, procedimientos y las fórmulas se obtendrán de resúmenes de libros, revistas, tesis, proyectos, informes, etc.
Para obtener los datos de la radiación solar se utilizó la página web de un programa de NASA.

4.4 Estrategia o procedimiento

Se determinará un sistema modelo en determinada región geográfica del Perú, a fin que sirva de base para evaluar luego su factibilidad en otros puntos

del país. Las consideraciones que se debe tener para dimensionar el sistema fotovoltaico para la iluminación pública son:

4.4.1 Seleccionar el tipo de vía a iluminar.

Según la TABLA N° II-1, donde se muestran los tipos de vía con su respectivo tipo de alumbrado, los cuales son:

- ✓ Tipo I: Expresa
- ✓ Tipo II: Arterial y Colectora I
- ✓ Tipo III: Colectora II y Zona de Comercio
- ✓ Tipo IV: Local Domiciliario I
- ✓ Tipo V: Local Domiciliario II y Vías Peatonales

4.4.2 Seleccionar el nivel de alumbrado exigido

Conocido la forma de rúa a iluminar, los niveles de iluminación correspondientes serán los exigidos por la norma técnica DGE "Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución", de acuerdo a lo indicado en la TABLA N° **¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento.**-2.

4.4.3 Seleccionar las zonas de estudio

Con la ayuda del mapa de irradiación solar que se muestra en la Fig.II.1 se escogerá las tres zonas de estudio.
Luego se seleccionará una ciudad por cada zona de estudio, para ello se utilizarán las tablas del Apéndice A.

4.4.4 Calcular el sistema de iluminación.

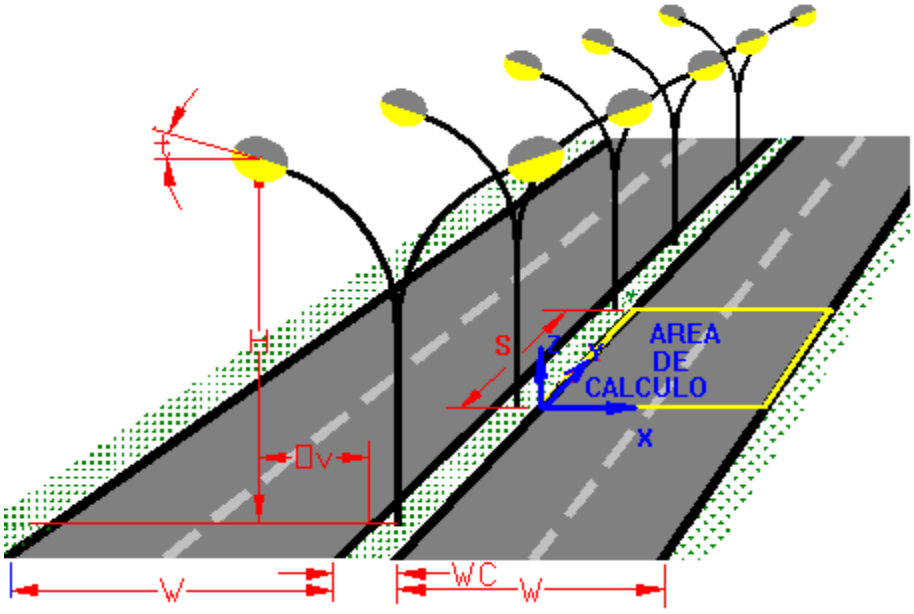
El sistema de iluminación estará conformado por unidades independientes de alumbrado, las cuales irán dispuestas sobre la berma central de la vía a iluminar, se hace hincapié en que se toma esta configuración para asegurar la incidencia del sol sobre los paneles;

en caso la vía no disponga de una berma central se podrá optar por la configuración bilateral (a los lados de las aceras) siempre que no existan edificaciones que puedan generar sombra por mucho tiempo sobre los paneles citados.

A continuación, se muestra el esquema del sistema propuesto:

Fig.9

Esquema del sistema de iluminación



Fuente: Elaboración Propia

Donde:

W: Ancho de vía (un sentido)

Wc: Ancho de la berma

□v: Proyección horizontal de la luminaria

H: Separación de la luminaria sobre el piso

S: Separación entre postes o mástiles

<u>También se debe seleccionar la unidad de alumbrado</u>

La unidad de alumbrado estará conformada básicamente por un mástil y dos (2) luminarias (una a cada lado) con sus respectivos pastorales. La luminaria considerada es de tipo LED para funcionar a 24VDC, de alta eficiencia.

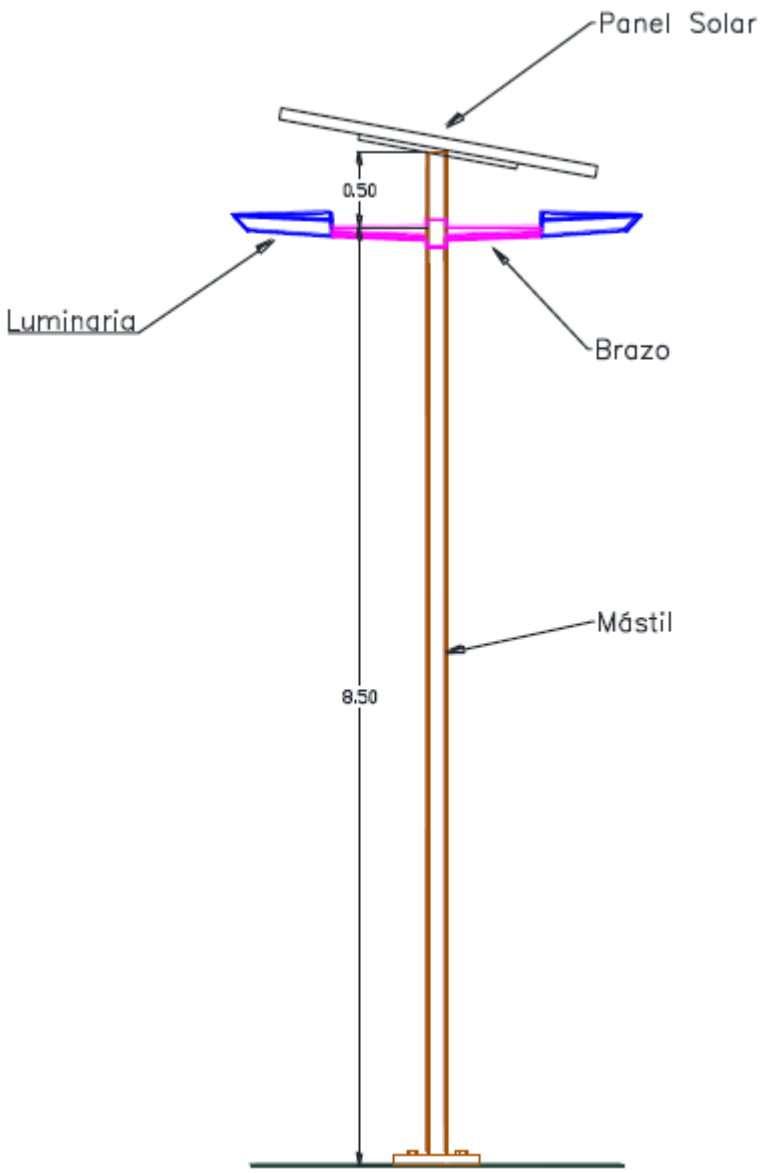
El mástil que servirá de soporte para las luminarias y el panel solar, será de fierro galvanizado con recubrimiento de pintura anticorrosiva. Para ambientes húmedos muy corrosivos se usarán postes de poliéster protegido con fibra de vidrio (PFRV). El panel solar será del tipo policristalino en las dimensiones que se indicarán más adelante en los cálculos del sistema fotovoltaico.

Las luminarias irán instaladas sobre mástiles, a 8.5m de altura sobre el nivel del piso, a través de brazos (pastorales) horizontales. Los mástiles se instalarán a nivel de piso sobre una base de concretos sujetos mediante pernos de acero inoxidable.

En la siguiente figura se muestran las partes principales de la luminaria pública propuesta y sus respectivas medidas en metros:

Fig.10

Unidad de alumbrado público propuesto



Fuente: Elaboración Propia

4.4.5 Determinar el nivel de irradiación de las zonas de estudio

El nivel de irradiación solar se determina con ayuda del portal “NASA Prediction of Worldwide Energy Resources”, ingresando las coordenadas geográficas (latitud y longitud) de las ciudades seleccionadas. Se acota que para el calibrado del sistema fotovoltaico

se requieren los valores de irradiación mensuales, por lo que se usa el portal “NASA Prediction of Worldwide Energy Resource en lugar del portal “Global Solar Atlas” en el que los valores mostrados corresponden a promedios anuales históricos.

Adicionalmente a los valores de irradiación mensual, se consultará el equivalente de días sin sol, es decir los días de autonomía del sistema de modo que se puedan dimensionar correctamente las beterías y asegurar la continuidad del servicio.

Para los cálculos se considerará el valor de irradiación correspondiente al mes crítico (con menor nivel de irradiación) a una inclinación tal que dicho valor sea máximo.

En la presente tesis los paneles solares tendrán una instalación fija, es decir, estarán inclinados con el mismo ángulo todo el año.

También es necesario indicar que al encontrarnos en el hemisferio sur los paneles solares deberán estar orientados siempre hacia el norte.

4.4.6 Calcular el número de horas tope solar sobre la horizontal

Una hora de sol pico corresponde a una hora de luz solar de irradiancia 1000 W/m2. Para encontrar el valor de H.S.P. se divide el número de la irradiación recurrente diaria y luego se divide el número de la irradiancia en circunstancia estándar de cantidad (STC, 1000W/m2).

4.4.7 Determinar la demanda de energética

Habiéndose considerado unidades de alumbrado independientes bajo la configuración de doble central, entonces se multiplica por dos para saber la demanda de energía por unidad de alumbrado cuyo valor será llamado consumo energético teórico (Et).

4.4.8 Seleccionar el voltaje del sistema (Us)

Como regla practica la tensión del sistema se escoge de acuerdo al siguiente cuadro:

TABLA N° -5

Valores recomendados para la tensión de sistema

Máxima demanda (kW)	Tensión recomendada (V)
1.5	12
1.5 - 5	24
➢ 5	48

Fuente: Elaboración Propia

4.4.9 Determinar el coeficiente de rendimiento de la instalación

El sistema fotovoltaico a dimensionar corresponde a un sistema OFF-GRID 24VDC, el cual estará conformado por los siguientes elementos:

- ✓ Paneles Solares
- ✓ Controlador de carga
- ✓ Baterías
- ✓ Cables de conexión

Para el cálculo del rendimiento de la instalación se consideran las pérdidas ligadas a los desarrollos de carga / descarga de las baterías de almacenamiento, pérdidas en el regulador y el efecto Joule.

El beneficio total de la ejecución (R), obtiene a través de la siguiente expresión:

$$\mathbf{R} = (\mathbf{1} - \mathbf{Kb} - \mathbf{Kc} - \mathbf{Kv})\left(\mathbf{1} - \frac{\mathbf{Ka}}{\mathbf{Pd}} * \boldsymbol{N}\right) \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (3.1)$$

Donde:

- ✓ **Kb:** coeficiente de pérdidas por rendimiento del acumulador
  0.05 para sistemas que no demanden descargas intensas
  0.10 para sistemas con descargas profundas
- ✓ **Kv:** coeficiente de pérdidas varias
  Se consideran pérdidas como efecto joule rendimiento global de la red, etc. De 0.05 a 0.15
- ✓ **Ka:** coeficiente de autodescarga diaria
  0.002 para baterías de baja autodescarga (ej. NI-Cd)
  0.005 para baterías estacionarias de plomo – acido
  0.012 para baterías de elevadas autodescargas. (ej. automotores)
- ✓ **Pd:** profundidad de descarga diaria de la batería
  La profundidad de descarga no debe superar el 80% de la capacidad nominal de la batería (mientras menor sea la profundidad de descarga se extiende más el tiempo de vida útil de la batería).
- ✓ **N:** número de días de autonomía de la instalación
  Se estima los días en que la instalación deberá operar bajo una mínima irradiación (ejemplo. días nublados continuos) y se consumirá más energía de la que el sistema FV pueda generar. Valores de referencia de 2 y 4 días**.**

4.4.10 Dimensionar la capacidad de la batería

Para dimensionar la capacidad del banco de baterías (CBat) necesario para acumular la energía generada por el sistema, primero se debe calcular el consumo energético efectivo con la siguiente expresión:

$$\mathbf{Eb} = \frac{\mathbf{Et}}{\mathbf{R}} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (3.2)$$

Donde:

- ✓ **Eb:** consumo energético efectivo
- ✓ **Et:** consumo energético teórico

Luego se debe hallar el valor de capacidad del bando de baterías de almacenamiento.

$$\mathbf{C\ bat} = \frac{\mathbf{Eb} * \mathbf{N}}{\mathbf{Vs} * \mathbf{Pd}} \qquad \ldots\ldots\ldots (3.3)$$

Donde:

- ✓ **Eb**: consumo energético efectivo
- ✓ **Vs:** voltaje del sistema
- ✓ **N**: número de días de autonomía de la instalación
- ✓ **Pd**: profundidad de descarga diaria de la batería

Para hallar la cantidad de baterías en serie y paralelo se considera la capacidad en amperios hora (Ah) la cual contiene la batería elegida. Se sugiere que todo sea similar en características.

<u>Número de baterías en paralelo:</u>

Primero se debe calcular el consumo efectivo en AH mediante la siguiente expresión:

$$\mathbf{Consumo\ efectivo\ en\ Ah} = \frac{\mathbf{Eb}}{\mathbf{Vs}} \qquad \ldots\ldots (3.4)$$

A continuación, se calculará el número de baterías en paralelo.

$$\mathbf{N°\ P} = \frac{\mathbf{Consumo\ efectivo\ en\ Ah} * \mathbf{N}}{\mathbf{Capaciadad\ en\ Ah\ de\ la\ bateria} * \mathbf{Pd}} \qquad \ldots\ldots\ldots (3.5)$$

Donde:

- ✓ **N**: número de días de autonomía
- ✓ **Pd:** profundidad de descarga

<u>Número de baterías en serie:</u>

$$\mathbf{N°S} = \frac{\mathbf{Vs}}{\mathbf{V\ batería}} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots (3.6)$$

Donde:

- ✓ **Vs:** voltaje del sistema
- ✓ **V batería:** voltaje de la batería

La fórmula para el cálculo de total de número de baterías necesarias es la siguiente:

$$\mathbf{N°total\ de\ baterias} = \mathrm{N°p} * \mathrm{N°S} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots (3.7)$$

4.4.11 Dimensionar los paneles fotovoltaicos

Para seleccionar los paneles fotovoltaicos y determinar su cantidad se debe observar que la energía que deben producir los paneles (Ep) debe ser al menos igual a la cantidad diaria de energía que las baterías deben almacenar (Eb). Para el cálculo se considerará:

$$\mathbf{Ep} = \mathrm{Eb} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots (3.8)$$

La potencia necesaria por los paneles solares se calculará dividiendo dicha energía por la cantidad de horas tope de sol pico (HSP). Luego:

$$\textbf{Potencia necesaria} = \frac{\textbf{Ep}}{\textbf{HSP}} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots (3.9)$$

Para calcular los paneles necesarios se utiliza la ecuación:

$$\textbf{N° paneles} = \frac{\textbf{potencia necesaria}}{\textbf{Pmax}} \qquad \ldots\ldots\ldots (3.10)$$

Donde:

- ✓ **N° paneles:** número de paneles a utilizar en el sistema.
- ✓ **Potencia necesaria:** potencia a utilizar.
- ✓ **Pmáx:** potencia máxima o pico del panel seleccionado.

4.4.12 Dimensionar del controlador

Para la elección del controlador se toman en consideración los siguientes criterios:

- ✓ La potencia nominal del controlador debe ser mayor que la potencia generada por los paneles fotovoltaicos.
- ✓ La tensión máxima en circuito abierto del controlador debe cubrir el valor homólogo de tensión del arreglo de los paneles fotovoltaicos.
- ✓ La corriente de cortocircuito del controlador debe ser mayor a la corriente de cortocircuito del arreglo de paneles fotovoltaicos.

4.4.13 Dimensionar del conductor eléctrico

Al ejecutar la selección del tendido se reconoce Imaxcable, que el cable soportará. Se debe compensar el cable y se adiciona un 25% la intensidad máxima como indica en la siguiente ecuación:

$$\mathbf{Imax\ cable} = \mathbf{1.25} * \mathbf{Isc} * \mathbf{N°\ \ PP} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (3.11)$$

Donde:

- ✓ **Isc**: corriente de cortocircuito del panel
- ✓ **N°PP**: número de paneles en paralelo

Además:

El diámetro de los cables se debe seleccionar de forma tal que las máximas caídas de tensión en ellos, en comparación con la tensión con la que se esté trabajando, estén por abajo de los siguientes expresados en la TABLA N° III.3.

TABLA N°-6

Máxima caída de tensión permisible en conductores

Tramo	Máxima caída de tensión Permisible (ΔV)
Panel - regulador	3 % Vs
Controlador - batería	1 % Vs
Controlador y cargas	3 % Vs

Fuente: (Pareja, 2009)

$$\Delta\mathbf{V} = \mathbf{Vs} * (\%) \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (3.12)$$

Donde:

- ✓ **Vs:** voltaje del sistema
- ✓ **%:** valor máx. admisible de la TABLA III.3

Para calcular la sección mínima necesaria se utilizará la siguiente expresión, correspondiente a la caída de tensión de un sistema DC:

$$\mathbf{S(mm2)} = \frac{\mathbf{2\ x\ L\ x\ Imaxcble}}{\mathbf{K\ x\ \Delta V}} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (3.13)$$

Donde:

- ✓ **k:** conductividad del material del conductor (cobre) = 56m/ Ωmm2
- ✓ **L:** longitud del cable (m).
- ✓ **Imaxcable:** corriente máxima que soporta el cable (A).
- ✓ **∆V:** máxima caída de tensión permisible.

CAPÍTULO V: CÁLCULOS Y PRESUPUESTO

5.1 Cálculos

5.1.1 Selección del tipo de vía a iluminar.

En la Tabla N° II-1, se muestran los tipos de vía con su respectivo tipo de alumbrado.

La intención es cubrir los requerimientos más exigentes de alumbrado público; sin embargo, para los tipos I y II, tal como se podrá deducir de los cálculos que se presentan más adelante, se requerirían paneles muy grandes, poco factibles de instalar a nivel técnico y estético. En ese sentido se escoge iluminar vías del tipo III, en cualquiera de sus dos funciones:

- ✓ **Tipo III → Colectora II:** Vías ubicadas entre 1 o 2 distritos, con una 1 o 2 calzadas principales, pero sin calzadas auxiliares y que sirven al transporte público.
- ✓ **Tipo III → Local Comercial:** Vías que permiten ingreso a zona comercial, destinadas a autos particulares a una rapidez máxima de 30km/h, percibiéndose por lo general un flujo peatonal importante.

5.1.2 Selección del nivel de iluminación exigido

Como el tipo de vía a iluminar es **Tipo III**, los niveles de iluminación correspondientes de acuerdo a lo indicado en la TABLA N° II-3. Además, se atenderá a la iluminancia media indicada para “calzada oscura” debido a que las calles en el Perú son principalmente revestidas con asfalto. La uniformidad media de iluminancia se obtiene de la Tabla N° II-4.

En resumen, se tendrá los siguientes datos:

TABLA N°-7

Parámetros lumínicos del alumbrado tipo III

Tipo de alumbrado	Luminancia media revestimiento seco	Iluminancia Media (lux)	Índice de control de deslumbramiento	Uniformidad Media
	(cd/m2)	Calzada oscura	(G)	
III	0.5 – 1.0	10 - 20	5 - 6	0.25 – 0.35

Fuente: Elaboración Propia

5.1.3 Selección de las zonas de estudio

Se eligió tres zonas de estudio tomando en cuenta los niveles de irradiación mostrados en la Fig. II.1 para luego se selecciona una ciudad por cada zona de estudio utilizando las tablas del Apéndice A.

Zona 1: Piura

En Piura se eligió la provincia de Sullana cuyo nivel de irradiación es 5.8 kWh/m2.

Su ubicación geográfica es:

- ✓ Provincia: Sullana
- ✓ Distrito: Sullana
- ✓ Coordenadas: 04°53’18’’S, 80°41’07’’O

Fig.11

Ubicación de la provincia de Sullana

Fuente: (Instituto Nacional de Estadística e Informática, 2015)

Zona 2: Loreto

En Loreto se eligió la provincia de Alto Amazonas cuyo nivel de irradiación es 4.9 kWh/m2.

Su ubicación geográfica es:

- ✓ Provincia: Alto Amazonas
- ✓ Distrito: Lagunas
- ✓ Coordenadas: 05°14’09’’S, 75°40’43’’O

Fig.12

Ubicación de la provincia de Alto Amazonas

Fuente: (Instituto Nacional de Estadística e Informática, 2015)

Zona 3: Tacna

En Tacna se eligió la provincia de Tarata cuyo nivel de irradiación es 6.9 kWh/m2.

Su ubicación geográfica es:

- ✓ Provincia: Tarata
- ✓ Distrito: Susapaya
- ✓ Coordenadas: 17°21'12''S, 70°07'58''O

Fig. 13

Ubicación de la provincia de Tarata

Fuente: (Instituto Nacional de Estadística e Informática, 2015)

5.1.4 Cálculo del sistema de iluminación.

Se debe tomar en cuenta que para el cálculo solo se requiere “el área de cálculo” que se muestra en la Fig.III.5 el cual está delimitado por el ancho de vía y la distancia entre mástiles próximos.

Se utiliza el software DIALUX y se consideran los siguientes parámetros:

Características de la Vía:

- ✓ Ancho de vía (un sentido): 6.5 m.
- ✓ Ancho de la berma central: 4.0 m
- ✓ Ancho de las bermas laterales: 2.3 m
- ✓ Ancho de aceras: 1.5 m

Características de Instalación:

- ✓ Altura de Instalación (luminarias): 8.6m
- ✓ Longitud del brazo (saliente): 1.5m
- ✓ Inclinación del brazo: 0°
- ✓ Distancia entre mástiles: 35m

Características de la luminaria:

- ✓ Tipo: LED
- ✓ Potencia: 90W
- ✓ Tensión Alimentación = 24VDC
- ✓ Eficiencia = 170lm/W

A continuación, se muestra el resumen corroborando el cumplimiento de los niveles de iluminación exigidos por norma para una vía tipo III.

TABLA N° -8

Resumen de resultados para el sistema de iluminación

	Tipo de alumbrado	Luminancia media revestimiento seco	Iluminancia Media (lux)	Uniformidad Media
		(cd/m2)	Acera oscuro	
Normativa	III	0.5 – 1.0	10 – 20	0.25 – 0.35
Resultados	III	0.93	18	0.27

Fuente: Elaboración Propia

La distancia máxima entre mástiles capaz de cumplir los requerimientos de iluminación es de 35m, la cual es similar a la distancia entre mástiles en el sistema convencional de alumbrado, la cual varía de 30 a 40m.

5.1.5 Determinación del nivel de irradiación de las zonas de estudio

El nivel de irradiación solar, el ángulo de inclinación y los días de autonomía se determinan con ayuda del portal "NASA Prediction of Worldwide Energy Resources", ingresando las coordenadas geográficas (latitud y longitud) de las ciudades seleccionadas.
Para los cálculos se considerará el valor de irradiación correspondiente al mes crítico (con menor nivel de irradiación) a una inclinación tal que dicho valor sea máximo.

TABLA N° -9

Nivel de irradiación solar mensual en las zonas de estudios

Zona 1: Sullana		Zona 2: Alto Amazonas		Zona 3: Tarata	
Enero	5.05	**Enero**	3.91	**Enero**	6.1
Febrero	4.85	**Febrero**	4.1	**Febrero**	5.53
Marzo	5.51	**Marzo**	4.01	**Marzo**	6.29
Abril	5.8	**Abril**	4.39	**Abril**	5.82
Mayo	5.17	**Mayo**	4.29	**Mayo**	5.81
Junio	5.18	**Junio**	4.22	**Junio**	5.34
Julio	5.51	**Julio**	4.61	**Julio**	5.49

Agosto	5.98	**Agosto**	4.97	**Agosto**	6.47
Septiembre	6.27	**Septiembre**	5.09	**Septiembre**	6.36
Octubre	6.53	**Octubre**	4.59	**Octubre**	7.58
Noviembre	6.29	**Noviembre**	4.67	**Noviembre**	6.87
Diciembre	5.83	**Diciembre**	4.44	**Diciembre**	7.33
Parámetro	Irradiación a 12°	**Parámetro**	Irradiación a 12°	**Parámetro**	Irradiación a 12°

Fuente: Elaboración propia

Para los cálculos se considerará el valor de irradiación correspondiente al mes crítico (con menor nivel de irradiación) a una inclinación tal que dicho valor sea máximo.

Según la Tabla N° IV- 3 tenemos:

- ✓ Zona 1→ 4.85 kWh / m2 / día que corresponde a febrero
- ✓ Zona 2 → 3.91 kWh / m2 / día que corresponde a enero
- ✓ Zona 3 → 5.34 kWh / m2 / día que corresponde a junio.

Además, se está considerando una inclinación de 12° hacia el norte.

5.1.6 Cálculo de cantidad de horas de sol tope sobre la horizontal (H.S.P.)

Para la Zona 1, 2 y 3 las HSP serán:

$$\text{HSP zona } 1 = \frac{4850}{1000} = 4.85$$

$$\text{HSP zona 2} = \frac{3910}{1000} = 3.91$$

$$\text{HSP zona 3} = \frac{5340}{1000} = 5.34$$

Se acota que esto se hace debido a que las potencias nominales de los paneles solares son calculadas por sus fabricantes en condiciones estándar.

5.1.7 Cálculo de la demanda de energética

Siendo la potencia de la luminaria a utilizar de 90 W, la demanda a considerar será de 2 x 90 W = 180W por unidad de alumbrado, con un tiempo de operación de 12h diarias (desde las 6pm hasta las 6am del día siguiente). De este modo:

- ✓ Máxima Demanda (MD) = 180W
- ✓ Consumo Energético teórico (Et) = 12h x 180W = 2160 Wh
- ✓ Tensión de carga (V) = 24VDC
- ✓ Corriente de carga (A) = 180/24 = 7.5 A

5.1.8 Selección del voltaje del sistema (Us)

Como regla practica la tensión del sistema se escoge de acuerdo a la TABLA N° III-2.

La máxima demanda del sistema será de 180 W; por lo tanto, la tensión recomendada sería de 12 V, sin embargo, siendo los equipos más comerciales en 24 V, y con el fin de aminorar las pérdidas se selecciona como tensión del sistema Us = 24 V.

5.1.9 Determinación del coeficiente de rendimiento de la instalación

Teniendo en cuenta que un sistema nunca tiene una eficiencia de 100%. Se calcula el factor R.

- ✓ **Kb:** 0.05 en el sistema que se previsiona no son previsibles descargas intensas
- ✓ **Kv:** 0.15
- ✓ **Ka:** 0.005 para baterías estables de plomo – acido
- ✓ **Pd:** 80% se cumplirán los 1000 ciclos.
- ✓ **N:** zona 1**=** 3 días**;** zona 2 **=** 4 días**;** zona 3**=** 2 días**;**

Reemplazando los valores:

<u>Zona 1: Sullana</u>

$$\mathbf{R1} = (\mathbf{1} - \mathbf{Kb} - \mathbf{Kc} - \mathbf{Kv})\left(\mathbf{1} - \frac{\mathbf{Ka}}{\mathbf{Pd}} * \mathbf{N}\right)$$

$$\mathrm{R1} = (1 - 0.05 - 0.15)\left(1 - \frac{0.005}{0.8} * 3\right)$$

$$\mathrm{R1} = 0.785$$

<u>Zona 2: Alto Amazonas</u>

$$\mathbf{R2} = (\mathbf{1} - \mathbf{Kb} - \mathbf{Kc} - \mathbf{Kv})\left(\mathbf{1} - \frac{\mathbf{Ka}}{\mathbf{Pd}} * \mathbf{N}\right)$$

$$\mathrm{R2} = (1 - 0.05 - 0.15)\left(1 - \frac{0.005}{0.8} * 4\right)$$

$$\mathrm{R2} = 0.78$$

<u>Zona 3: Tarata</u>

$$\mathbf{R3} = (\mathbf{1} - \mathbf{Kb} - \mathbf{Kc} - \mathbf{Kv})\left(\mathbf{1} - \frac{\mathbf{Ka}}{\mathbf{Pd}} * \mathbf{N}\right)$$

$$\mathrm{R3} = (1 - 0.05 - 0.15)\left(1 - \frac{0.005}{0.8} * 2\right)$$

$$\mathrm{R3} = 0.79$$

5.1.10 Cálculo de la capacidad de la batería

Primeramente, se calcula el consumo energético efectivo con la siguiente expresión:

Zona 1: Sullana

$$\mathrm{Eb1} = \frac{\mathrm{Et}}{\mathrm{R1}} = \frac{2160}{0.785} = 2751.59\ Wh$$

Luego se debe hallar la capacidad del bando de baterías.

$$\mathbf{C\ bat1} = \frac{\mathrm{Eb1} * \mathrm{N}}{\mathrm{Vs} * \mathrm{Pd}} = \frac{2751.59 * 3}{24 * 0.8} = \mathbf{429.93\ \ Ah}$$

Número de baterías en paralelo:

$$\mathbf{Consumo\ efectivo\ en\ Ah1} = \frac{2751.59}{24} = 114.64\ Ah$$

A continuación, se calculará el número de baterías en paralelo.

$$\mathbf{N°\ P1} = \frac{114.64 * 3}{240 * 0.8} = 1.79\ \sim\sim\ 2$$

Número de baterías en serie:

$$\mathbf{N°S1} = \frac{24}{12} = \mathbf{2}$$

Para saber el total de número de baterías necesarias reemplazan los valores en:

$\mathbf{N°total\ de\ baterias} = 2 * 2 = \mathbf{4}$ **Baterías**

Zona 2: Alto Amazonas

$$\mathrm{Eb2} = \frac{\mathrm{Et}}{\mathrm{R2}} = \frac{2160}{0.78} = 2769.23\ Wh$$

La capacidad del bando de baterías.

$$\mathbf{C\ bat2} = \frac{\mathrm{Eb2} * \mathrm{N}}{\mathrm{Vs} * \mathrm{Pd}} = \frac{2769.23 * 4}{24 * 0.8} = \mathbf{576.92\ \ Ah}$$

Número de baterías en paralelo:

$$\mathbf{Consumo\ efectivo\ en\ Ah2} = \frac{2769.23}{24} = 115.38\ Ah$$

A continuación se calculará el número de baterías en paralelo.

$$\mathbf{N°\ P2} = \frac{115.38\ * 4}{240 * 0.8} = 2.35\ \sim\sim\ 2$$

Número de baterías en serie:

$$\mathbf{N°S2} = \frac{24}{12} = \mathbf{2}$$

Para saber el total de número de baterías necesarias reemplazan los valores en:

$\mathbf{N°total\ de\ baterias} = 2 * 2 = \mathbf{4}$ **Baterías**

Zona 3: Tarata

$$\mathrm{Eb3} = \frac{\mathrm{Et}}{\mathrm{R3}} = \frac{2160}{0.79} = 2734.17\ Wh$$

Luego se debe hallar la capacidad del bando de baterías.

$$\mathbf{C\ bat3} = \frac{\mathrm{Eb3} * \mathrm{N}}{\mathrm{Vs} * \mathrm{Pd}} = \frac{2734.17 * 2}{24 * 0.8} = \mathbf{284.80}\ \boldsymbol{Ah}$$

<u>Número de baterías en paralelo:</u>

$$\mathbf{Consumo\ efectivo\ en\ Ah} = \frac{2734.17}{24} = 113.92\ Ah$$

A continuación, se calculará el número de baterías en paralelo.

$$\mathbf{N°\ P} = \frac{113.92 * 2}{155 * 0.8} = 1.83\ \sim\sim\ 2$$

<u>Número de baterías en serie:</u>

$$\mathbf{N°S} = \frac{24}{12} = \mathbf{2}$$

Para saber el total de número de baterías necesarias reemplazan los valores en:

$$\mathbf{N°total\ de\ baterias} = 2 * 2 = \mathbf{4}\ \textbf{Baterías}$$

En la presente tesis se propone utilizar baterías del fabricante Formula Star. En revisión de las fichas técnicas de sus equipos se encuentra que el modelo más adecuado para la zona 1 y 2 corresponde al FS 240 solar, con una capacidad de 240 Ah, 12 V.
Para la zona 3 corresponde al FS 155 solar, con una capacidad de 155 Ah, 12 V.

5.1.11 Dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos

Para el desarrollo se considerará:

$\mathbf{Ep} = 2751.59 \quad \mathbf{Wh}$

Para el desarrollo de los paneles fotovoltaicos necesarios se usa la fórmula (3.9). Además de las HSP por zonas según se muestra en el acápite 4.1.6. Luego:

$$\mathbf{Potencia\ necesaria\ zona\ 1} = \frac{2751.59}{4.85} = \mathbf{567.33Wp}$$

$$\mathbf{Potencia\ necesaria\ zona\ 2} = \frac{\mathbf{2751.59}}{\mathbf{3.91}} = \mathbf{703.73\ Wp}$$

$$\mathbf{Potencia\ necesaria\ zona\ 3} = \frac{\mathbf{2751.59}}{5.34} = \mathbf{515.27\ Wp}$$

Para el presente sistema se prevé utilizar paneles del fabricante JINKO SOLAR, el cual comercializa en el Perú, JKM330PP-72 de 280 Wp, 340Wp y Wp.

<u>Zona 1: Sullana</u>

$$\text{N° paneles Zona 1} = \frac{\text{potencia necesaria zona 1}}{\text{Pmax}}$$

$$\text{N° paneles Zona 1} = \frac{567.33}{280} = \mathbf{2.02 \rightarrow 2}$$

<u>Zona 2: Alto Amazonas</u>

$$\text{N° paneles Zona 2} = \frac{\text{potencia necesaria zona 2}}{\text{Pmax}}$$

$$\text{N° paneles Zona 2} = \frac{703.73}{340} = \ 2.07 \rightarrow \mathbf{2}$$

<u>Zona 3: Tarata</u>

$$\text{N° paneles Zona 3} = \frac{\text{potencia necesaria zona 3}}{\text{Pmax}}$$

$$\text{N° paneles Zona 3} = \frac{515.27}{260} = \ \mathbf{1.98} \rightarrow \mathbf{2}$$

Por lo tanto:

- ✓ Zona 1 → dos paneles de 280 Wp conectados en paralelo.
- ✓ Zona 2 → dos paneles de 340 Wp conectados en paralelo.
- ✓ Zona 3 → dos paneles de 260 Wp conectados en paralelo.

5.1.12 Selección del controlador

Según lo explicado en la sección (3.4.12) **e**l regulador escogido es el **BLUE SOLAR MPPT 100/50** de la marca Victron, cuya potencia máxima es de 700 W y el voltaje es 24 V.
Como la potencia máxima de paneles de las tres zonas es de 680 W para sistemas de 24 V, es inferior a la potencia del controlador por lo que se necesitan 1 regulador para cada Zona.

5.1.13 Dimensionamiento de los conductores eléctricos

Reemplazando los datos de la TABLA N° III.3 en la ecuación (3.12) se obtiene la caída de tensión admisible para el sistema.

TABLA N° -10

Caídas de tensión admisibles para el sistema

Tramo	Máxima caída de tensión Permisible (ΔV)	Caída de tensión admisible
Panel - regulador	3 % Vs	0.72
Controlador - batería	1 % Vs	0.24
Controlador y cargas	3 % Vs	6.6

Fuente: Elaboración Propia

En la TABLA N° IV- 4, se tiene la caída de tensión para cada tramo y sabiendo la longitud con la ecuación (3.13) se calcula la sección de los cables que conectan los elementos.

Como las tres zonas de estudio tienen el mismo sistema de conexión lo que varía es la longitud y la corriente de corto circuito de cada panel por lo que se calcularan las secciones de los cables para cada Zona.

<u>Zona 1: Sullana</u>

Como la corriente de corto circuito del panel es 8.69 A y el número de paneles en paralelo es 2.

Con la ecuación (3.11) se halla la intensidad máxima de corriente que soportara el cable.

$$\mathbf{Imax\ cable} = 1.25 * \mathrm{Isc} * \mathrm{N°\ PP} = 1.25 * 8.69 * 2 = \mathbf{21.72\ A}$$

- **Cable de los paneles al regulador:** 6 m de longitud

$$S(mm^2) = \frac{2 * L * Imaxcable}{K * \Delta V} = \frac{2 * 6 * 21.72}{56 * 0.72} = 6.46\, mm2$$

El cable para este tramo será **de 6 mm²**

- **Cable del controlador a la batería:** 3 m de longitud

$$S(mm^2) = \frac{2 * L * Imaxcable}{K * \Delta V} = \frac{2 * 3 * 21.72}{56 * 0.24} = 9.69\ mm2$$

El cable para este tramo será **de 10 mm².**

- **Cable del controlador a las cargas:** 4 m de longitud

$$S(mm^2) = \frac{2 * L * Imaxcable}{K * \Delta V} = \frac{2 * 4 * 21.72}{56 * 6.6} = 0.47\ mm2$$

El cable para este tramo será **de 2 mm².**

<u>Zona 2: Alto Amazonas</u>

Como la corriente de corto circuito del panel es 8.91 A y el número de paneles en paralelo es 2.

Con la ecuación (3.11) se halla la intensidad máxima de corriente que soportara el cable.

$$\mathbf{Imax\ cable} = 1.25 * Isc * N°\ PP\ =\ 1.25 * 8.91 * 2 = \mathbf{22.27\ A}$$

- **Cable de los paneles al regulador:** 7 m de longitud

$$S(mm^2) = \frac{2 * L * Imaxcable}{K * \Delta V} = \frac{2 * 7 * 22.27}{56 * 0.72} = 7.73\, mm2$$

El cable para este tramo será **de 10 mm²**

- **Cable del controlador a la batería:** 4 m de longitud

$$S(mm^2) = \frac{2 * L * Imaxcable}{K * \Delta V} = \frac{2 * 4 * 22.27}{56 * 0.24} = 13.25\ mm2$$

El cable para este tramo será **de 16 mm².**

- **Cable del controlador a las cargas:** 5 m de longitud

$$S(mm^2) = \frac{2 * L * Imaxcable}{K * \Delta V} = \frac{2 * 5 * 22.27}{56 * 6.6} = 0.60\ mm2$$

El cable para este tramo será **de 2 mm².**

<u>Zona 3: Tarata</u>

Como la Icc del panel es 8.37 A y el número de paneles en paralelo es 2.

Con la ecuación (3.11) se halla la intensidad máxima de corriente que soportara el cable.

$$\mathbf{Imax\ cable} = 1.25 * Isc * N°\ PP = 1.25 * 8.37 * 2 = \mathbf{20.92}$$

- **Cable de los paneles al regulador:** 5.5 m de longitud

$$S(mm^2) = \frac{2 * L * Imaxcable}{K * \Delta V} = \frac{2 * 5.5 * 20.92}{56 * 0.72} = 5.70\ mm2$$

El cable para este tramo será **de 6 mm²**

- **Cable del controlador a la batería:** 4.5 m de longitud

$$S(mm^2) = \frac{2 * L * Imaxcable}{K * \Delta V} = \frac{2 * 4.5 * 20.92}{56 * 0.24} = 14\ mm2$$

El cable para este tramo será **de 16 mm^2.**

- **Cable del controlador a las cargas:** 5 m de longitud

$$S(mm^2) = \frac{2 * L * Imaxcable}{K * \Delta V} = \frac{2 * 5 * 20.92}{56 * 6.6} = 0.57\ mm2$$

El cable para este tramo será **de 2 mm^2.**

5.1.14 Resumen de la instalación

Los componentes del sistema fotovoltaico para las tres zonas serán iguales, acepto por la potencia de los paneles.

Tabla N°-11

Componentes del sistema fotovoltaico de las tres zonas de estudio

Zona	Equipo	Unidad	Cantidad
1	Panel solar 280 Wp	Und.	2
	Batería 180 Ah, 9.02A, 12 V	Und.	4
	Controlador 700 W, 24V	Und.	1
	Cables de conexión	Glb	1
2	Panel solar 340 Wp	Und.	2
	Batería 180 Ah, 9.02A, 12 V	Und.	4
	Controlador 700 W, 24V	Und.	1
	Cables de conexión	Glb	1
3	Panel solar 260 Wp	Und.	2
	Batería 180 Ah, 9.02A, 12 V	Und.	4
	Controlador 700 W, 24V	Und.	1
	Cables de conexión	Glb	1

Fuente: Elaboración Propia

5.1.15 Selección del mástil y accesorios de sujeción

Los mástiles usados para el soporte de las luminarias y el panel solar serán de 9m de longitud, fabricados para ser instalados sobre una base de concreto a través de cuatro (4) pernos de acero inoxidable.

El material del mástil será de fierro galvanizado, se acota que este material es seleccionado sobre el concreto armado debido a que es más apropiado para el anclaje del soporte del panel solar. El mástil deberá ser recubierto con pintura anticorrosiva, con espesor necesario para garantizar al menos el tiempo de vida de la instalación (24 años).

Dentro de los accesorios de sujeción tenemos:

- ✓ **Pastoral Recto Doble**: Será construido de fierro galvanizado, con dos (2) brazos rectos de 1.5m cada uno para sostén de las luminarias. Su sujeción con el mástil será a través de pernos zincados.
- ✓ **Soporte para el panel:** Será de aluminio, de inclinación variable regulado por perno - horquilla. La sujeción al mástil será a través de pernos cincados.

5.2 Costos de los componentes del sistema fotovoltaico para la iluminación pública

Los precios que se mencionan son un promedio de los precios que existen en el mercado Nacional e internacional. Los costos se presentarán por cada Zona de estudio.

5.2.1 Costos de la Zona 1: Sullana

Tabla N° -12

Costos de todo el sistema fotovoltaico y luminarias de la zona 1

Ítem	Equipo	Unid.	Cantidad	Precio Unitario (S/)	Precio total (S/)
		Sistema fotovoltaico			
1	**Panel solar**	Und.	2	810	1620
2	**Batería**	Und.	4	1200	4800
3	**Controlador**	Und.	1	800	800
4	**Cables**	Glb	1	120	120
		Luminaria			
1	**Luminaria LED**	Und.	2	500	1000
		Mástil y accesorios de soporte			
1	**Poste metálico**	Und.	1	420	420
2	**Soporte para panel**	Und.	1	200	200
3	**Pastoral doble recto**	Und.	1	70	70
		Costo total de los equipos			**9030**

Fuente: Elaboración Propia

También se está asumiendo un costo aproximado de las actividades de instalación y mantenimiento de los equipos, así como también de la sustitución de las baterías y controlador que tienen una duración de 10 a 12 años de vida más no de los paneles ya que estos tienen una duración de 25 años.

Tabla N°-13

Costos de mantenimiento, instalación de equipos zona 1

Ítem	Descripción	Precio Unitario (S/)
1	Instalación de Equipos	1000
2	Sustitución de equipos	5720
3	Mantenimiento del sistema	300
4	Limpieza de paneles	80
	Costo total	7100

Fuente: Elaboración Propia

5.2.2 Costos de la Zona 2: Alto Amazonas

TABLA N° -14

Costos de todo el sistema fotovoltaico y luminarias de la zona 2

Ítem	Equipo	Unid.	Cantidad	Precio Unitario (S/)	Precio total (S/)
			Sistema fotovoltaico		
1	**Panel solar**	Und.	2	930	1860
2	**Batería**	Und.	4	1200	4800
3	**Controlador**	Und.	1	800	800
4	**Cables**	Glb	1	120	120
			Luminaria		
1	**Luminaria LED**	Und.	2	500	1000
			Mástil y accesorios de soporte		
1	**Poste metálico**	Und.	1	400	400
2	**Soporte para panel**	Und.	1	210	210
3	**Pastoral doble recto**	Und.	1	80	80
			Costo total de los equipos		**9270**

Fuente: Elaboración Propia

Tabla N°-15

Costos de mantenimiento, instalación de equipos zona 2

Ítem	Descripción	Precio Unitario (S/)
1	Instalación de Equipos	1100
2	Sustitución de equipos	5720
3	Mantenimiento del sistema	375
4	Limpieza de paneles	75
	Costo total	7270

Fuente: Elaboración Propia

5.2.3 Costos de la Zona 3: Tarata

Tabla N°-16

Costos de todo el sistema fotovoltaico y luminarias de la zona 3

Ítem	Equipo	Unid.	Cantidad	Precio Unitario (S/)	Precio total (S/)
Sistema fotovoltaico					
1	Panel solar	Und.	2	700	1400
2	Batería	Und.	4	1050	4200
3	Controlador	Und.	1	800	800
4	Cables	Glb	1	170	170
Luminaria					
1	Luminaria LED	Und.	2	500	1000
Mástil y accesorios de soporte					
1	Poste metálico	Und.	1	470	470
2	Soporte para panel	Und.	1	290	290
3	Pastoral doble recto	Und.	1	85	85
Costo total de los equipos					**8415**

Fuente: Elaboración Propia

Tabla N°-17

Costos de mantenimiento, instalación de equipos zona 3

Ítem	Descripción	Precio Unitario (S/)
1	Instalación de Equipos	2000
2	Sustitución de equipos	5720
3	Mantenimiento del sistema	300
4	Limpieza de paneles	50
	Costo total	8070

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO VI: ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1 Análisis económico del sistema

Sobre el tiempo de vida del proyecto, queda determinado por tiempo de vida de los paneles solares los cuales presentan el mayor tiempo de vida de los componentes de la instalación, con 24 años.
La tarifa BT5C corresponde al sistema de iluminación pública. El precio de kWh de esta tarifa sirve para determinar el valor de la alicuota de alumbrado que luego es facturada a los usuarios finales.

Esta tarifa incluye los costos de energía, potencia (ambos con sus respectivos factores de pérdidas) y el valor agregado de distribución en baja tensión en hora punta. Cabe indicar que el valor agregado de distribución incluye los costos de instalación, operación y mantenimiento del sistema de alumbrado.

Finalmente, dado que esta tarifa es para el usuario final se entiende que la utilidad de la empresa concesionaria está incluida en la misma. En ese sentido, se considerará una utilidad del 20%, con lo cual:
Costo kWh (concesionaria) = 1/ 1.20 x Precio kWh (usuario final)
= 0.83 x Precio KWh (usuario final)
Los precios por kWh para el usuario final (tarifa BT5C) son obtenidos del pliego tarifario declarado por las concesionarias para el mes de Enero del año 2020 y de acceso a través de la plataforma de OSINERGMIN.

A continuación, se realizará el comparativo económico, durante el tiempo de vida del proyecto, para la instalación propuesta respecto al sistema convencional de alumbrado público de modo que se pueda determinar la rentabilidad del proyecto a través de los indicadores TIR (tasa interna de retorno) y VAN (valor actual neto).

6.1.1 Consideraciones para el cálculo del VAN y TIR

El VAN (Valor Actual Neto) es la diferencia, entre el valor del flujo de caja proyectado para la vida útil del proyecto, actualizado a la fecha de la inversión mediante una tasa de descuento igual a la tasa de rendimiento que se espera obtener. Para su cálculo se emplea la fórmula:

$$\text{VAN} = \sum_{k=1}^{n} BNA - I0 \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (5.1)$$

$$\text{VAN} = \sum_{k=1}^{n} \frac{Vt}{(1+k)} - I0 \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (5.2)$$

Donde:

- ✓ **t =** Vida útil del proyecto
- ✓ **Vt**= Flujo de caja en el año “t”

- ✓ **k=** Tasa de rendimiento que se espera obtener
- ✓ **I0=** Inversión Inicial del proyecto

La TIR es la máxima tasa que el proyecto podría tener sin dejar de ser rentable. Su cálculo se efectúa igualando el VAN a cero y resolviendo para la tasa de rendimiento.

La rentabilidad esperada, es decir, cuan rentable esperamos que sea el sistema propuesto frente al convencional, será de 8%. Se escoge ese valor considerando el caso crítico de que la ejecución del proyecto requiera financiamiento completo de parte de una entidad bancaria por el tiempo de vida del mismo.

6.2 Resultados del análisis económico

6.2.1 Zona 1: Sullana

Tabla N°-18

Ingresos y Egresos para calcular el Van de la Zona 1

Ingresos / Ahorros	**Precio Unitario (S/)**
Costo Kwh (concesionaria)	0.573
Costo de energía Anual	729
Egresos / inversión	
Inversión (suministro e Instalación)	1030
Sustitución de equipos (12 años)	5720
Mantenimiento del sistema	300
Limpieza de paneles	80
Calculo del VAN	
Rendimiento esperado	8.0%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla N°-19

Resultados del BNA para la Zona 1

Año	Ingresos	Egresos	Resultado del ejercicio	Flujo de caja acumulado	BNA
0	0	10030	10030	10030	10030
1	729	80	649	9381	8686.11111
2	729	380	349	9032	7743.48422
3	729	80	649	8383	6654.69568
4	729	380	349	8034	5905.22984
5	729	80	649	7385	5026.10691

6	729	380	349	7036	4433.87349
7	729	80	649	6387	3726.75315
8	729	380	349	6038	3262.14352
9	729	80	649	5389	2695.84168
10	729	380	349	5040	2334.49518
11	729	80	649	4391	1883.22464
12	729	5720	-4991	9382	3725.72128
13	729	80	649	8733	3211.10598
14	729	380	349	8384	2854.42537
15	729	80	649	7735	2438.39459
16	729	380	349	7386	2155.90299
17	729	80	649	6737	1820.80193
18	729	380	349	6388	1598.5908
19	729	80	649	5739	1329.79554
20	729	380	349	5390	1156.41484
21	729	80	649	4741	941.826899
22	729	380	349	4392	807.866707
23	729	80	649	3743	637.490109
24	729	380	349	3394	535.231551
25	729	380	349	3045	444.62452
			Sumatoria de BNA		76010.1525

Fuente: Elaboración Propia

Calculamos el VAN:

$$\text{VAN} = \text{BNA} - I0 = 76010.1525 - 10030 = 65980.152$$

TIR = 1.57%

6.2.2 Zona 2: Alto Amazonas

Tabla N°-20

Ingresos y Egresos para calcular el Van de la Zona 2

Ingresos / Ahorros	Precio Unitario (S/)
Costo Kwh (concesionaria)	0.682
Costo de energía Anual	810
Egresos / inversión	
Inversión (suministro e Instalación)	10370
Sustitución de equipos (12 años)	5720
Mantenimiento del sistema	375
Limpieza de paneles	75
Calculo del VAN	
Rendimiento esperado	8.0%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla N°-21

Resultados del BNA para la Zona 2

Año	Ingresos	Egresos	Resultado del ejercicio	Flujo de caja acumulado	BNA
0	0	10370	10370	10370	10370.000
1	810	75	735	9635	8921.296
2	810	450	360	9275	7951.818
3	810	75	735	8540	6779.327
4	810	450	360	8180	6012.544
5	810	75	735	7445	5066.942
6	810	450	360	7085	4464.752
7	810	75	735	6350	3705.164
8	810	450	360	5990	3236.211

9	810	75	735	5255	2628.808
10	810	450	360	4895	2267.332
11	810	75	735	4160	1784.153
12	810	5720	-4910	9070	3601.822
13	810	75	735	8335	3064.762
14	810	450	360	7975	2715.177
15	810	75	735	7240	2282.350
16	810	450	360	6880	2008.206
17	810	75	735	6145	1660.803
18	810	450	360	5785	1447.691
19	810	75	735	5050	1170.146
20	810	450	360	4690	1006.231
21	810	75	735	3955	785.683
22	810	450	360	3595	661.266
23	810	75	735	2860	487.102
24	810	450	360	2500	394.248
25	810	75	735	1765	257.722
			Sumatoria de BNA		74361.556

Fuente: Elaboración Propia

Calculamos el VAN:

$$\text{VAN} = \text{BNA} - I0 = 74361.556 - 10370 = 63991.55$$

TIR = 2.11%

6.2.3 Zona 3: Tarata

Tabla N° -22

Ingresos y Egresos para calcular el Van de la Zona 3

Ingresos / Ahorros	Precio Unitario (S/)
Costo Kwh (concesionaria)	0.539
Costo de energía Anual	780
Egresos / inversión	
Inversión (suministro e Instalación)	9840
Sustitución de equipos (12 años)	5200
Mantenimiento del sistema	300
Limpieza de paneles	50
Cálculo del VAN	
Rendimiento esperado	8.0%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla N° -23

Resultados del BNA para la Zona 3

Año	Ingresos	Egresos	Resultado del ejercicio	Flujo de caja acumulado	BNA
0	0	10415	10415	10415	10415.000
1	780	50	730	9685	8967.593
2	780	350	430	9255	7934.671
3	780	50	730	8525	6767.420
4	780	350	430	8095	5950.067
5	780	50	730	7365	5012.495
6	780	350	430	6935	4370.226
7	780	50	730	6205	3620.558

8	780	350	430	5775	3120.053
9	780	50	730	5045	2523.756
10	780	350	430	4615	2137.638
11	780	50	730	3885	1666.210
12	780	5100	-4320	8205	3258.318
13	780	50	730	7475	2748.542
14	780	350	430	7045	2398.548
15	780	50	730	6315	1990.751
16	780	350	430	5885	1717.775
17	780	50	730	5155	1393.236
18	780	350	430	4725	1182.427
19	780	50	730	3995	925.690
20	780	350	430	3565	764.864
21	780	50	730	2835	563.189
22	780	350	430	2405	442.377
23	780	50	730	1675	285.278
24	780	350	430	1245	196.336
25	780	50	730	515	75.199
		Sumatoria de BNA			70013.217

Fuente: Elaboración Propia

Calculamos el VAN:

$$\text{VAN } = Sumatoria \text{ BNA} - I0 = 70013.217 - 10415 \ = 59598.21$$

TIR = 5.28%

CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES

1. El Sol tiene una alta calidad de energía es permisible y eficiente, no requiere de mucho espacio para su uso

2. El sistema propuesto de un sistema fotovoltaico para alumbrado público, resultó rentable (tasa interna de retorno positiva) en las localidades de Sullana (Piura), Alto Amazonas (Loreto) y Tarata (Tacna). Se puede decir que localidades cercanas o con características geográficos similares y dentro de la misma concesión eléctrica, resultarán también rentables.

3. Los costos de inversión por una unidad doble de alumbrado (a instalarse sobre berma central), varían según su ubicación y características geográficas de la Zona de estudio, siendo la inversión mayor en los lugares con menos irradiación solar y/o mayor cantidad de días nublados.

4. Se logró estimar la radiación solar en las zonas de estudio; los meses con menor radiación según la zona fueron:
   - ✓ Zona 1→ 4.85 kWh / m2 / día el mes de febrero.
   - ✓ Zona 2 → 3.91 kWh / m2 / día el mes de enero
   - ✓ Zona 3 → 5.34 kWh / m2 / día el mes de junio.

   Por lo que fueron seleccionados para los cálculos como los meses más críticos.

5. El costo más incidente dentro del sistema propuesto corresponde a las baterías, representado alrededor del 50% del costo del suministro. Debido a esto, para proyectos medianos o grandes la compra de dichos equipos debe ser directa con el fabricante.

CAPÍTULO VIII: RECOMENDACIONES

1. Se debe hacer más estudios sobre los usos de los recursos energéticos renovables en el Perú para obtener más información sobre qué tipo de energía pueda aprovecharse según las características de cada región.

2. Se recomienda que las municipalidades realicen el ejercicio financiero para que verifiquen la rentabilidad esperada del sistema y puedan invertir en ellos para la iluminación de parques, jardines o plazas.

3. Realizar programas de capacitación tanto para estudiantes como para técnicos en las áreas de construcción, montaje y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos.

4. El uso de nuevas tecnologías para alumbrado público vial debe contener procesos de control inteligente para tener beneficios complementarios por el uso de las lámparas led.

5. Se sugiere la implementación de laboratorios de energías renovables para que se pueda ejecutar investigación y producir conocimiento de uso para toda la región.

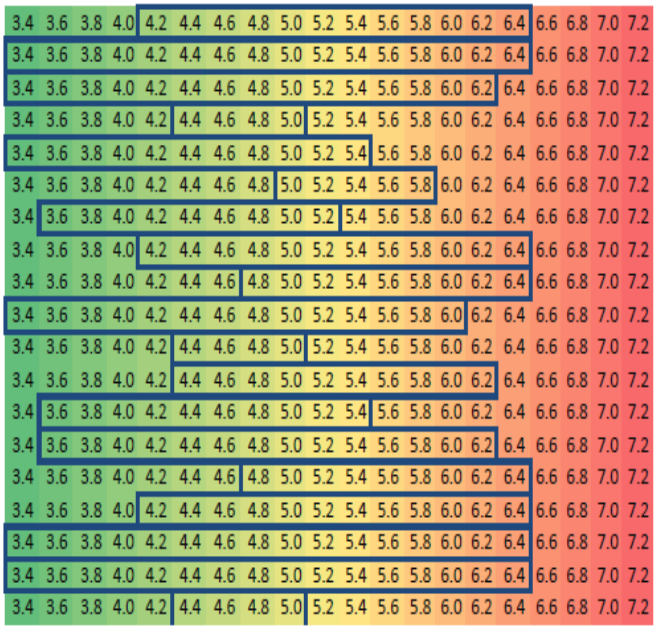
6. Para decidir si se debe implementar este trabajo no solo se debe tener en cuenta el aspecto económico sino también el aspecto social y medioambiental, porque nuestro planeta no está actualmente en las mejores condiciones ambientales y este proyecto por pequeño que sea ayudaría a dar un alivio a medio ambiente.

CAPÍTULO IX: APÉNDICES

APÉNDICE A: CUADRO DE NIVEL DE IRRADIACIÓN PROMEDIO POR DEPARTAMENTOS Y PROVINCIAS EN EL PERÚ

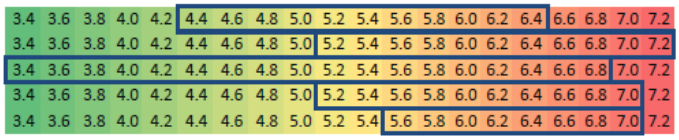
ITEM	DEPARTAMENTO	IGH (kWh/m2)	
		Mínimo	Máximo
1	Tumbes	4.2	6.4
2	Piura	3.4	6.4
3	Cajamarca	3.4	6.2
4	Loreto	4.4	5.0
5	Amazonas	3.4	5.4
6	Lambayeque	5.0	5.8
7	San Martín	3.6	5.2
8	La Libertad	4.2	6.4
9	Ancash	4.8	6.4
10	Huánuco	3.4	6.0
11	Ucayali	4.4	5.0
12	Lima	4.4	6.2
13	Pasco	3.6	5.4
14	Junín	3.6	6.2
15	Ica	4.8	6.4
16	Huancavelica	4.2	6.4
17	Ayacucho	3.4	6.4
18	Cusco	3.4	6.4
19	Madre de Dios	4.4	5.0

Irradiación Global Horizontal (IGH)



ITEM	DEPARTAMENTO	IGH (kWh/m2)	
		Mínimo	Máximo
20	Apurímac	4.4	6.4
21	Arequipa	5.2	7.2
22	Puno	3.4	6.8
23	Moquegua	5.2	7.0
24	Tacna	5.6	7.0

Irradiación Global Horizontal (IGH)

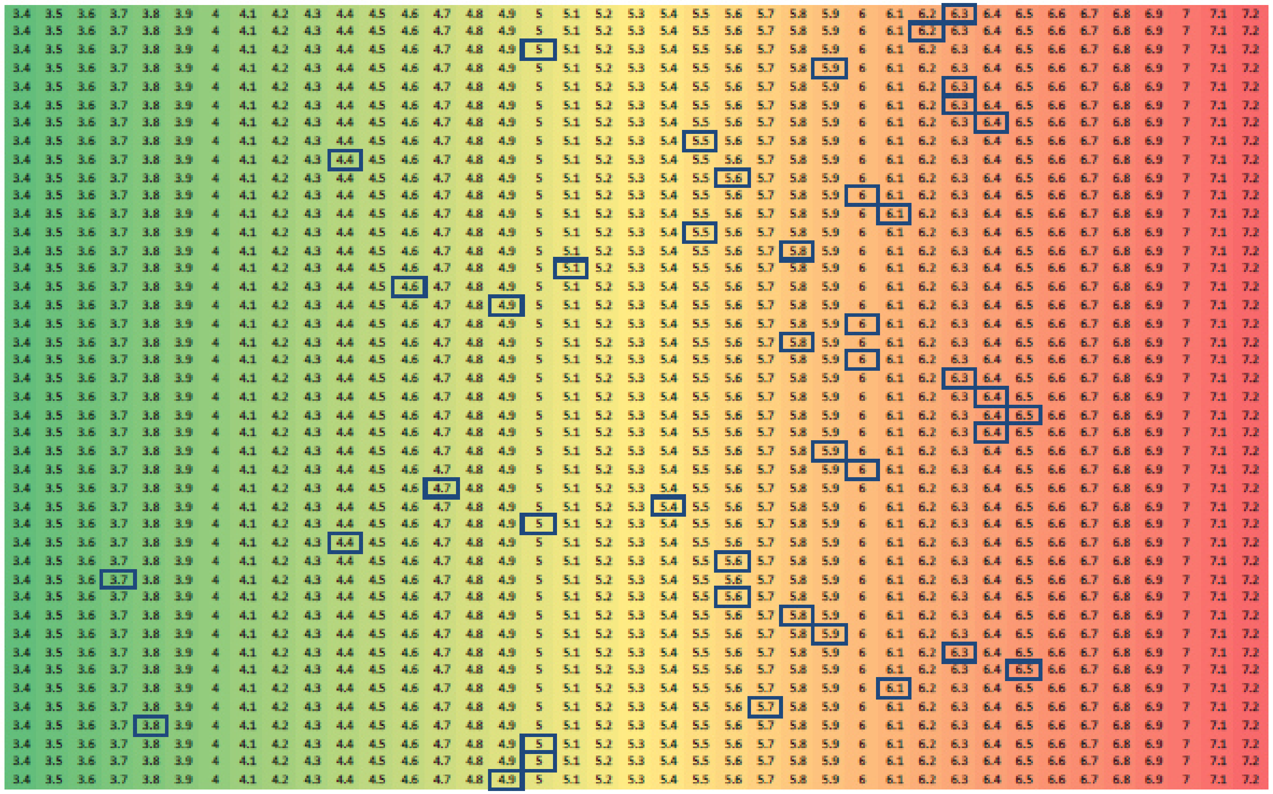


ITEM	DEPARTAMENTO	CIUDADES	IGH representativo (kWh/m2)	Irradiación Global Horizontal (IGH)																																						
7	SAN MARTÍN	Lamas	4.6	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	**4.6**	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Moyobamba	4.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	**4.7**	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		El Dorado	4.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	**4.8**	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Picota	4.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	**4.9**	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Huallaga	4.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	**4.8**	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Mariscal Cáceres	4.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	**4.7**	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Tocache	5.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	**5**	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Bellavista	4.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	**4.8**	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		San Martín	4.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	**4.9**	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Rioja	4.6	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	**4.6**	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
8	LA LIBERTAD	Trujillo	5.6	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	**5.6**	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Chepén	5.6	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	**5.6**	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Pacasmayo	5.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	**5.8**	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Ascope	5.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	**5.7**	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Gran Chimú	5.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	**5.7**	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Otuzco	5.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	**5.7**	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Julcán	5.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	**5.7**	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Virú	5.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	**5.7**	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Santiago de Chuco	5.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	**5.8**	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Pataz	4.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	**4.9**	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Sánchez Carrión	5.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	**5.3**	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Bolívar	4.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	**4.9**	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
9	ANCASH	Ocros	6.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	**6**	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Bolognesi	5.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	**5.8**	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Aija	5.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	**5.8**	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Recuay	5.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	**5.8**	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Huari	5.2	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	**5.2**	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Anotnio Raimondi	5.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	**5.4**	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Carlos Fermín	5.2	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	**5.2**	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Mariscal Luzuriaga	5.6	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	**5.6**	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Pomab amba	5.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	**5.3**	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Sihuas	5.2	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	**5.2**	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Pallasca	5.5	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	**5.5**	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Corongo	6.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	**6**	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Huaylas	5.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	**5.9**	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Yungay	5.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	**5.7**	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Santa	6.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	**6**	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Carhhuaz	5.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	**5.9**	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Huaraz	5.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	**5.7**	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Casma	6.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	**6**	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Asunción	5.2	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	**5.2**	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Huarmey	6.2	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	**6.2**	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2

ITEM	DEPARTAMENTO	CIUDADES	IGH representativo (kWh/m2)	Irradiación Global Horizontal (IGH)																																						
10	HUÁNUCO	Huánuco	5.1	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	**5.1**	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Marañon	4.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	**4.8**	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Huacaybamba	4.6	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	**4.6**	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Leoncio Prado	5.1	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	**5.1**	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Dos de Mayo	4.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	**4.8**	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Yarowilca	5.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	**5**	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Ambo	5.2	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	**5.2**	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Lauricocha	5.2	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	**5.2**	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Pachitea	4.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	**4.7**	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Puerto Inca	4.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	**4.8**	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Huamalies	4.6	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	**4.6**	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
11	UCAYALI	Padre Abad	4.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	**4.9**	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Coronel Portillo	5.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	**5**	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Atalaya	4.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	**4.9**	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Púrus	4.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	**4.9**	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
12	LIMA	Lima	4.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	**4.8**	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Huaura (sierra)	6.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	**6**	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Huaura (costa)	5.2	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	**5.2**	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Huaral (sierra)	6.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	**6**	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Huaral (costa)	4.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	**4.7**	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Canta	5.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	**5.9**	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Huarochiri	5.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	**5.9**	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Yauyos	6.1	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	**6.1**	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Cañete (Costa)	4.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	**4.9**	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Cañete (Sierra)	6.1	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	**6.1**	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Barranca	5.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	**5**	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Cajatambo	5.6	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	**5.6**	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Oyón	5.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	**5.7**	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
13	PASCO	Daniel A. Carrión	5.5	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	**5.5**	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Pasco	5.2	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	**5.2**	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Oxapampa	4.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	**4.8**	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
14	JUNÍN	Huancayo (sierra)	5.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	**5.9**	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Huancayo (selva)	4.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	**4.7**	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Concepción	4.6	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	**4.6**	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Chupaca	5.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	**5.7**	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Chanchamayo	5.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	**5**	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Jauja (sierra)	5.6	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	**5.6**	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Jauja (selva)	4.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	**4.3**	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Satipo	4.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	**4.9**	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Tarma (sierra)	5.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	**5.8**	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Tarma (selva)	4.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	**4.3**	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Yauli	5.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	**5.4**	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Junín (sierra)	5.5	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	**5.5**	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Junín (selva)	4.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	**4.3**	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2

ITEM	DEPARTAMENTO	CIUDADES	IGH representativo (kWh/m2)
15	ICA	Ica	6.3
		Chincha (sierra)	6.2
		Chincha (costa)	5.0
		Pisco (costa)	5.9
		Pisco (sierra)	6.3
		Palpa	6.3
		Nasca	6.4
16	HUANCAVELICA	Tayacaja (sierra)	5.5
		Taycaja (selva)	4.4
		Huancavelica	5.6
		Castrovirreyna	6.0
		Huaytara	6.1
		Angaraes	5.5
		Acobamba	5.8
		Churcampa	5.1
17	AYACUCHO	Huanta	4.6
		La Mar	4.9
		Huamanga	6.0
		Cangallo	5.8
		Victor Fajardo	6.0
		Huanca Sancos	6.3
		Lucanas	6.4
		Parinacochas	6.5
		Paucar del Sara Sara	6.4
		Sucre	5.9
		Vilcas Huamán	6.0
18	CUSCO	La Convención	4.7
		Anta	5.4
		Urubamba	5.0
		Calca	4.4
		Paucartambo (sierra)	5.6
		Paucartambo (selva)	3.7
		Cusco	5.6
		Paruro	5.8
		Acomayo	5.9
		Chumbivilcas	6.3
		Espinar	6.5
		Canas	6.1
		Canchis	5.7
		Quispicanchi	3.8
19	MADRE DE DIOS	Tahuamanu	5.0
		Tambopata	5.0
		Manu	4.9

Irradiación Global Horizontal (IGH)



Irradiación Global Horizontal (IGH)

ITEM	DEPARTAMENTO	CIUDADES	IGH representativo (kWh/m2)																																								
20	APURÍMAC	Chincheros	5.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Andahuaylas	5.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Abancay	5.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Aymaraes	6.1	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Antabamba	6.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Graú	5.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Cotabambas	5.6	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
21	AREQUIPA	Caravelí	6.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		La Unión	6.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Condesuyos	6.5	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Camaná	7.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Castilla	6.6	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Caylloma	6.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Arequipa	6.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Islay	6.6	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
22	PUNO	Carabaya (sierra)	6.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Carabaya (selva)	3.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Sandia	4.1	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Melgar	6.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Azángaro	6.5	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		San Antonio de Putina	5.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Huancané	6.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Moho	6.2	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		San Román	6.6	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Lampa	6.1	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		El Collao	6.5	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Chucuito	6.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Manco Kapac	6.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Puno	6.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
23	MOQUEGUA	Ilo (costa)	5.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Ilo (sierra)	6.7	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		General Sanchez Cerro	6.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Mariscal Nieto	7.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
24	TACNA	Candarave	6.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Tarata	6.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Jorge Basadre (sierra)	6.8	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Jorge Basadre (costa)	6.0	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Tacna (sierra)	6.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
		Tacna (costa)	5.9	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7	7.1	7.2
Frecuencia				0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	1.0%	0.0%	0.0%	0.5%	1.0%	2.9%	1.9%	0.5%	4.3%	4.3%	5.3%	5.7%	4.8%	1.9%	5.3%	2.9%	3.3%	2.4%	5.7%	6.7%	5.7%	6.2%	6.2%	3.8%	1.4%	3.8%	2.4%	2.4%	1.4%	0.5%	1.9%	2.4%	1.0%	0.0%	0.0%

APÉNDICE B: CATALOGO DE LA BATERÍA

SOLAR
FORMULA STAR

Formula Star son baterías de Plomo-ácido abiertas para almacenar energía eléctrica en sistemas fotovoltaicos.

INFORMACIÓN DE DISEÑO

- Placas y separadores especiales.
- Larga vida en ciclos de carga y descarga.
- Reducido consumo de agua.
- Menor sensibilidad a las sobrecargas imprevistas.
- Reducida auto-descarga.
- Mayor tensión de descarga mediante conexiones interiores más cortas.
- Material plástico con alta resistencia a los impactos fortuitos.
- Baterías estacionarias especialmente diseñadas para instalaciones fotovoltaicas

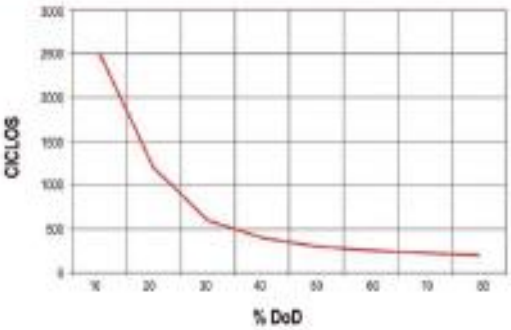
APLICACIONES

- Casas, campers, barcos, estaciones de montaña
- Semáforos y señales de tráfico
- Iluminación en calles y parques
- Estaciones de medida, estaciones de bombeo, etc

DATOS TÉCNICOS (TEMPERATURA REFERENCIA 25°C)

MODELO	V	Capacidad C100 (Ah)	Dimensiones (mm)		
			Largo	Ancho	Alto
FORMULA STAR **FS 70** SOLAR	12	66	242	175	190
FORMULA STAR **FS 80** SOLAR	12	80	274	175	190
FORMULA STAR **FS 110** SOLAR	12	105	350	175	190
FORMULA STAR **FS 155** SOLAR	12	155	513	189	223
FORMULA STAR **FS 200** SOLAR	12	195	513	223	223
FORMULA STAR **FS 240** SOLAR	12	240	513	274	239
FORMULA STAR **FS 260** SOLAR	12	260	518	276	242

NÚMERO DE CICLOS EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE DESCARGA



OPERACIÓN

- Curvas de carga: IWUa, IUa, IUoU y IUIoU.
- No descargar la batería por encima del 80%.
- La batería debe ser recargada al 100% al menos cada 1-4 semanas.
- El trabajo en flotación a tensiones muy altas puede suponer un consumo excesivo de agua.

APÉNDICE C: CATALOGO DEL PANEL SOLAR

www.jinkosolar.com

JinKO Solar

Eagle 60P
260-280 Watt
POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008-ISO14001:2004-OHSAS18001 certified factory.
IEC61215-IEC61730 certified products.

(5BB)

KEY FEATURES

5 Busbar Solar Cell:
5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.

High Power Output:
Polycrystalline 60-cell module achieves a power output up to 280Wp.

PID RESISTANT:
Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.

Low-light Performance:
Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.

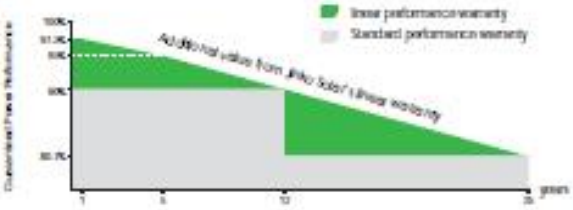
Severe Weather Resilience:
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

Durability against extreme environmental conditions:
High salt mist and ammonia resistance certified by TÜV NORD.

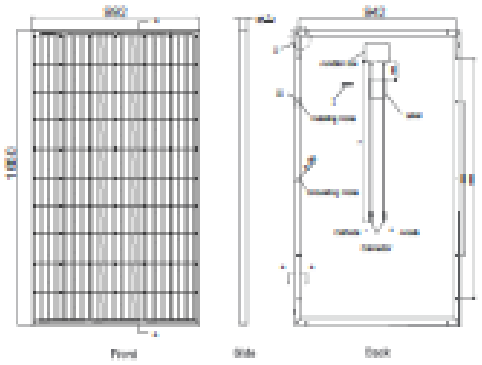
Temperature Coefficient:
Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

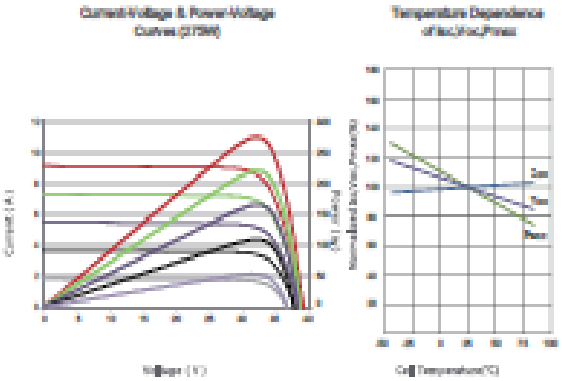
10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

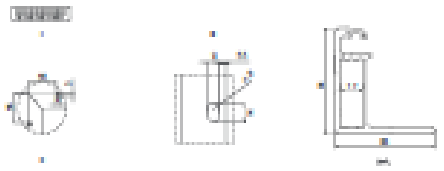


Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence





Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)

30pcs/pallet, 60pcs/stack, 840 pcs/40'HQ Container

Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No.of cells	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×35mm (65.00×39.05×1.37 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm², Length: 900mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM260PP-60		JKM265PP-60		JKM270PP-60		JKM275PP-60		JKM280PP-60	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	260Wp	192Wp	265Wp	197Wp	270Wp	200Wp	275Wp	204Wp	280Wp	208Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V	31.7V	29.4V	32.0V	29.8V	32.3V	30.1V
Maximum Power Current (Imp)	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A	8.52A	6.80A	8.61A	6.85A	8.68A	6.91A
Open-circuit Voltage (Voc)	38.1V	35.2V	38.6V	35.5V	38.8V	35.4V	39.1V	35.4V	39.4V	35.6V
Short-circuit Current (Isc)	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A	9.09A	7.39A	9.15A	7.44A	9.20A	7.99A
Module Efficiency STC (%)	15.80%		16.19%		16.50%		16.80%		17.11%	
Operating Temperature(℃)	-40℃~+85℃									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/℃									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/℃									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/℃									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2℃									

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25℃ AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20℃ AM=1.5 Wind Speed 1m/s

www.jinkosolar.com

JinKO Solar
Building Your Trust in Solar

Eagle 72P
320-340 Watt
POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008-ISO14001:2004-OHSAS18001 certified factory
IEC61215-IEC61730 certified products

(5BB)

KEY FEATURES

5 Busbar Solar Cell:
5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.

High Power Output:
Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 340Wp.

PID RESISTANT:
Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.

Low-light Performance:
Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.

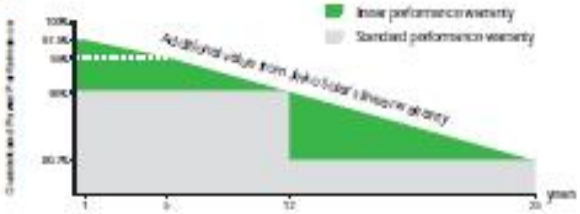
Severe Weather Resilience:
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

Durability against extreme environmental conditions:
High salt mist and ammonia resistance certified by IUV NORD.

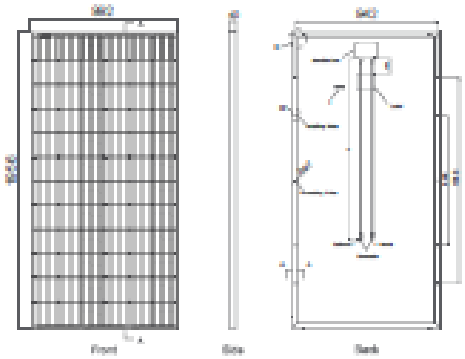
Temperature Coefficient:
Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

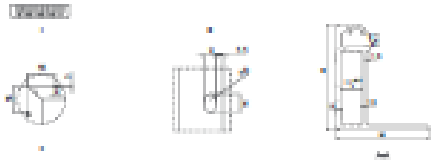
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

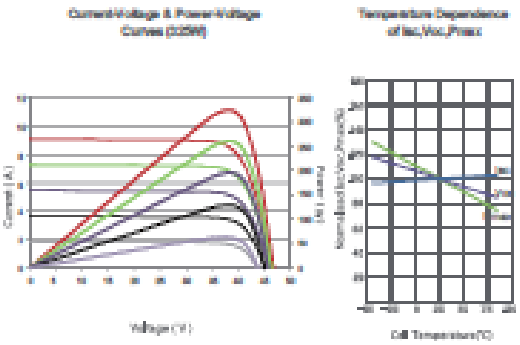


Engineering Drawings





Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No.of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm², length: 1200mm or Customized length

Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)

26pcs/pallet, 52pcs/stack, 624 pcs/40HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72		JKM340PP-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	237Wp	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp	335Wp	249Wp	340Wp	252Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.83A	8.66A	6.89A	8.74A	6.94A	8.82A	6.99A	8.91A	7.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.0V	46.7V	43.3V	46.9V	43.6V	47.2V	43.8V	47.5V	44.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.35A	9.10A	7.40A	9.14A	7.45A	9.18A	7.53A	9.23A	7.58A
Module Efficiency STC (%)	16.40%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature(℃)	-40℃~+85℃									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/℃									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/℃									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/℃									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2℃									

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25℃ AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20℃ AM=1.5 Wind Speed 1m/s

APÉNDICE D: CATALOGO DE CONTROLADOR

Controlador Blue Solar MPPT Victron

El controlador de carga BlueSolar MPPT puede cargar una batería de tensión nominal inferior a partir de unas placas FV de tensión nominal superior. 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.

victron energy
BLUE POWER

Ventajas

- Seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia
- Detección Avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial
- Excepcional eficiencia de conversión de 98%
- Opciones de datos en pantalla en tiempo real

CARACTERÍSTICAS	75/15	100/15	100/30	100/50
Tensión de la baterías	12 V/24 V		12 V/24 V	
Corriente de carga nominal	15 A	15 A	30 A	50 A
Tensión máxima del circuito abierto FV	75 V	100 V	100 V	100 V
Potencia FV máxima, 12V	200 W	200 W	440 W	700 W
Potencia FV máxima, 24V	400 W	400 W	880 W	1400 W
Autoconsumo	10 mA		10 mA	
Eficiencia máxima	98%		98%	
Tensión de carga de absorpción	14.4 V/28.8 V		14.4 V/28.8 V	
Tensión de carga de flotación	13.8 V/27.6 V		13.8 V/27.6 V	
Dimensiones	100 x 110 x 40 mm		130 x 186 x 70 mm	
Peso	0.5 kg		1.3 kg	

CARACTERISTICAS	150/35	150/60	150/70	150/85
Tensión de la baterías	12/24/48 V			
Corriente de carga nominal	35 A	60 A	70 A	85 A
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V	150 V	150 V	150 V
Potencia FV máxima, 12V	500 W	860 W	1000 W	1200 W
Potencia FV máxima, 24V	1000 W	1720 W	2000 W	2400 W
Potencia FV máxima, 48V	2000 W	3440 W	4000 W	4900 W
Autoconsumo	10 mA			
Eficiencia máxima	98%			
Tensión de carga de absorpción	14.4/28.8/57.6 V			
Tensión de carga de flotación	13.8/27.6/55.2 V			
Dimensiones	130 x 186 x 70 mm	185 x 250 x 95 mm		216 x 295 x 103 mm
Peso	1.25 kg	3 kg		4.5 kg

CAPÍTULO X: BIBLIOGRAFÍA

Instituto Nacional de Estadística e Informática. (2015). *Perú: indicadores departamentales 2008 - 2014.* Lima.

International Renewable Energy Agency. (2018). *Tracking SDG7: the energy progress report 2018.* The world Bank Group.

Martínez, C. E., & Moreno, C. L. (2016). *Iluminación Pública Solar Fottovoltaica para la ciudada de Managua, Nicaragua.* Managua.

MINEM. (2005). *Especificaciones Técnicas y Ensayos de los Componentes de Sistemas Fotovoltaicos Domesticos hasta 500 Wp.* Lima.

Ministerio de Energía y Minas. (2002). *Norma Tecnica DGE, Alumbrado de Vias Pública en Zonas de Concesión de Distribución.* Lima.

Ministerio de Energía y Minas. (2011). *Código Nacional de Electricidad.* Lima.

Moreno, M. A. (2016). *Dimensionado de una Instalacion Fotovoltaica para una Vivienda Rural Aislada.* Madrid.

Pareja, A. M. (2009). *Energía solar fotovoltaica.* Marcombo, S.A.

Perpiñan, O. (2015). *Energia solar Fotovoltaica.* Recuperado el 31 de Marzo de 2020, de https://github.com/oscarperpinan/esf

Poclín, M. E. (2019). *Implementacion de Sistemas Fotovoltaicos, en Comunidades Aisladas de las Redes Eléctricas Convencionales en la Provincia de Bongará - Región Amazonas.* Lambayeque.

Pons, T. R. (2016). *Proyecto de Instalación Solar Fotovoltaica para Bloque de Viviendas.* Valencia.

Ramos, L. H. (2104). *Diseño de un Sistema Fotovoltaico Integrado a la Red para el Área de Estacionamiento de la Universidad Tecnológica de Salamanca.* Chihuahua.

Sanchez Gutierrez, L. A. (2019). *PROPUESTA DE MEJORA DEL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA CON PANELES SOLARES PARA REDUCIR INSATISFACCIÓN DE USUARIOS EN ZARUMILLA-TUMBES.* Lima.

Santa, G. S. (2014). *Diseño de una instalación fotovoltaica autónoma para la finca Mis Delirio en Pereira - Colombia.* Pamplona.