



**UNIVERSIDAD NACIONAL  
"PEDRO RUIZ GALLO"**

**Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica**



## **TESIS**

**Para Optar el Título Profesional de  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE UN SISTEMA  
SOLAR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED PARA EL  
RESTAURANTE "EL ZARCO" UBICADO EN LA CIUDAD  
DE CAJAMARCA**

**Autor:**

**Br. PEDRO FERNANDO MESONES ABANTO**

**Asesor:**

**M.Sc. Ing. SEGUNDO ABELARDO HORNA TORRES**

**Lambayeque – Perú**

**Abril, 2019**



**UNIVERSIDAD NACIONAL  
"PEDRO RUIZ GALLO"**



**Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica**

## **TESIS**

**Para Optar el Título Profesional de  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE UN SISTEMA  
SOLAR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED PARA EL  
RESTAURANTE "EL ZARCO" UBICADO EN LA CIUDAD DE  
CAJAMARCA**

**Autor:**

**Br. PEDRO FERNANDO MESONES ABANTO**

**Aprobado por el Jurado Examinador:**

<b>PRESIDENTE</b>	<b>: ING. CARLOS YUPANQUI RODRIGUEZ</b>
<b>SECRETARIO</b>	<b>: ING. ROBINSON TAPIA ASENJO</b>
<b>VOCAL</b>	<b>: ING. NESTOR PUYEN MATEO</b>
<b>ASESOR</b>	<b>: M.Sc. ING. SEGUNDO ABELARDO HORNA TORRES</b>

**Lambayeque – Perú**

**Abril, 2019**



**UNIVERSIDAD NACIONAL  
"PEDRO RUIZ GALLO"**

**Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica**

**TESIS**

**TÍTULO**

**DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE UN SISTEMA SOLAR  
FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED PARA EL RESTAURANTE  
"EL ZARCO" UBICADO EN LA CIUDAD DE CAJAMARCA**

**CONTENIDOS**

**CAPITULO I:** PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN.

**CAPITULO II:** MARCO TEÓRICO.

**CAPITULO III:** MARCO METODOLÓGICO.

**CAPITULO IV:** ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.

**CAPITULO V:** CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

**CAPÍTULO VI:** REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

**CAPITULO VII:** ANEXOS.

**AUTOR:** Br. PEDRO FERNANDO MESONES ABANTO

---

PRESIDENTE

---

SECRETARIO

---

VOCAL

---

ASESOR

**Lambayeque – Perú  
Abril, 2019**

## DEDICATORIA

*A mis padres,*

*A mi madre por ser un ejemplo de persona amable, honesta y responsable. Desde muy pequeño me enseñaste valores, el significado del trabajo y que uno siempre cosecha lo que siembra. Todo lo que soy es gracias a ti y a tus constantes enseñanzas. Siempre te estaré agradecido por el amor incondicional que me has brindado.*

*Y a mi padre por apoyarme de la manera especial que solo él sabe hacerlo. siempre te has esforzado por el bienestar de la familia, sin importar lo difícil que haya sido la travesía.*

*Este siempre fue mi sueño como también fue el suyo, por eso esto es para ustedes.*

## AGRADECIMIENTOS

*Mi más sincero agradecimiento,*

*A mi familia, quienes han sido un apoyo y fuente incondicional de motivación para seguir adelante ante cualquier adversidad.*

*A mi asesor de tesis, M.Sc. Ing. Segundo Horna Torres, quien se tomó el tiempo de apoyarme en esta etapa de mi carrera profesional. Gracias a su experiencia, paciencia y dedicación, la elaboración de esta tesis se pudo llevar a cabo.*

*A mis compañeros de la Facultad de Ing. Mecánica y Eléctrica por brindarme su apoyo e inigualable amistad durante toda mi carrera universitaria.*

*Y, sobre todo doy gracias a dios, ya que sin el nada de esto sería posible.*

## **RESUMEN**

El presente proyecto muestra el dimensionamiento y selección de un sistema solar fotovoltaico de conexión a red para el restaurante “El zarco” ubicado en la ciudad de Cajamarca, desarrollado con el fin de brindar energía de calidad a la vez que reduce el costo por consumo de energía eléctrica. De esta manera se aprovecha una fuente renovable como es el sol para generar energía eléctrica limpia, contribuyendo con el medio ambiente al evitar la generación de esta por medio de combustibles fósiles.

El análisis del potencial fotovoltaico de la zona de emplazamiento elegida fue realizado a partir de los datos proporcionados por la base de datos atmosféricos de la NASA. Mediante el software PVSYST se evalúa el diseño proyectado y el potencial fotovoltaico de la instalación, a fin de determinar la cantidad de energía que será inyectada al sistema de distribución del local.

Finalmente, para poder determinar la viabilidad económica del proyecto se realizará el presupuesto y un análisis económico atendiendo a criterios como el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y el Periodo de Recuperación (PR).

### **Palabras Clave:**

Sistema solar fotovoltaico, potencial fotovoltaico, PVSYST.

## **ABSTRACT**

This project shows the sizing and selection of a photovoltaic solar grid connection system for the restaurant "El zarco" located in Cajamarca city, developed in order to provide quality energy while reduce the cost of consumption of electric power. In this way, a renewable source such as the sun is used to generate clean electrical energy, contributing to the environment by avoiding the generation of this through fossil fuels.

The analysis of the photovoltaic potential of the area chosen site was made from data provided by the base of atmospheric data from NASA. The PVSYST software evaluates the projected design and the photovoltaic potential of the installation, in order to determine the amount of energy that will be injected into the local distribution system.

Finally, in order to determine the economic viability of the project, the budget and an economic analysis will be carried out, taking into account criteria such as the Net Present Value (NPV), the Internal Rate of Profitability (IRR) and the Recovery Period (PR).

### **Key words:**

Photovoltaic solar system, photovoltaic potential, PVSYST.

## INDICE

INDICE DE TABLAS .....	11
INDICE DE FIGURAS .....	12
INTRODUCCIÓN .....	13
CAPÍTULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	15
1.1. Realidad problemática .....	15
1.2. Formulación del problema .....	16
1.3. Delimitación de la investigación .....	16
1.4. Justificación e importancia de la investigación .....	16
1.5. Limitaciones de la investigación .....	17
1.6. Objetivos de la investigación .....	18
1.6.1. Objetivo General .....	18
1.6.2. Objetivos específicos .....	18
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO .....	19
2.1. Antecedentes de estudios .....	19
2.2. Radiación solar .....	20
2.3. Sistemas fotovoltaicos con conexión a red .....	23
2.3.1. Autoconsumo instantáneo .....	25
2.3.2. Autoconsumo instantáneo con acumulación .....	25
2.3.3. Autoconsumo sin limitación de energía .....	26
2.4. Descripción de un sistema fotovoltaico conectado a red .....	27
2.4.1. Paneles solares .....	27
2.4.2. Inversor .....	36
2.4.3. Cableado .....	38
2.4.4. Protecciones .....	39
2.4.5. Puesta a tierra .....	42
2.5. Estructura de soporte .....	42
CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO .....	45
3.1. Tipo y Diseño de investigación .....	45
3.2. Población y muestra .....	45



3.2.1. Población .....	45
3.2.2. Muestra de estudio .....	45
3.3. Hipótesis .....	46
3.4. Variables – Operacionalización .....	46
3.5. Métodos y Técnicas de investigación .....	47
3.6. Descripción de los instrumentos utilizados .....	47
3.7. Análisis estadístico e interpretación de datos .....	48
CAPITULO IV: ANALISIS E INTERPRETACION DE RESULTADOS .....	49
4.1. Descripción general de la instalación .....	49
4.1.1. Ubicación de la instalación .....	49
4.1.2. Ubicación Geográfica .....	50
4.1.3. Potencia de la instalación .....	51
4.2. Evaluación de la radiación Solar .....	55
4.3. Componentes del sistema solar fotovoltaico .....	56
4.3.1. Paneles fotovoltaicos .....	56
4.3.2. Estructura de soporte .....	59
4.3.3. Inversor .....	59
4.3.4. Cableado .....	69
4.3.5. Puesta a tierra .....	78
4.3.6. Protecciones .....	79
4.4. Horario de funcionamiento del sistema solar fotovoltaico .....	87
4.5. Cálculo energético .....	90
4.5.1. Pérdidas energéticas .....	90
4.5.2. Estudio energético PVSYST .....	93
4.6. Análisis económico .....	95
4.6.1. Presupuesto de la instalación .....	96
4.6.2. Valor actual neto .....	97
4.6.3. Tasa interna de descuento o de rentabilidad. ....	97
4.6.4. Periodo de recuperación .....	98

CONCLUSIONES .....	100
BIBLIOGRAFIA.....	102
ANEXOS .....	104

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características de los diferentes grupos de sistemas fotovoltaicos con conexión a red .....	27
Tabla 2: Optimización de variables .....	46
Tabla 3: Potencia de equipos eléctricos.....	52
Tabla 4: Cuadro de carga.....	52
Tabla 5: Irradiación global horizontal Cajamarca – 2018.....	55
Tabla 6: Rango de tensión y corriente para el inversor.....	68
Tabla 7: Entrada CC de Sunny Mini Central 10000 TL .....	68
Tabla 8: Tabla de datos técnicos NH-80.....	77
Tabla 9: Conductores seleccionados para el sistema .....	78
Tabla 10: Horas diurnas durante el día .....	88
Tabla 11: Horas sol pico .....	89
Tabla 12: Balance y resultados principales .....	94
Tabla 13: Presupuesto de la instalación .....	96
Tabla 14: Flujo de caja anual.....	98

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Moquegua FV .....	20
Figura 2: Radiación extra-atmosférica .....	21
Figura 3: Esquema de distribución de radiación .....	22
Figura 4: Mapa Irradiación horizontal de Latinoamérica y el Caribe .....	23
Figura 5: Sistema fotovoltaico con conexión a red .....	24
Figura 6: Procesos de fabricación de paneles basados en las principales tecnologías fotovoltaicas .....	28
Figura 7: Funcionamiento de una célula fotovoltaica .....	30
Figura 8: Sección de un módulo fotovoltaico .....	31
Figura 9: Curva I-V de un panel fotovoltaico .....	33
Figura 10: Efecto de la intensidad radiante a temperatura constante y efecto de la variación de la temperatura con intensidad radiante constante .....	35
Figura 11: Esquema del principio de funcionamiento de un inversor monofásico .....	36
Figura 12: Principio de funcionamiento de la tecnología PWM.....	37
Figura 13: Esquema de una instalación de autoconsumo domestica sin acumulación .....	40
Figura 14: Esquema de una instalación de protección contra sobretensiones.....	41
Figura 15: Estructura sobre tejado .....	43
Figura 16: Inclinação respecto a la posición del sol .....	44
Figura 17: Ubicación política.....	50
Figura 18: Ubicación del sistema solar fotovoltaico .....	51
Figura 19: Diagrama de carga “Restaurante El Zarco” .....	54
Figura 20: Irradiación solar en los últimos 10 años .....	56
Figura 21: Ángulo de incidencia del sol.....	57
Figura 22: Dimensiones del panel Solar Era .....	59
Figura 23: temperatura máxima y mínima en Cajamarca .....	61
Figura 24: Tramos de cableado y conexiones.....	71
Figura 25: Fusible DF ELECTRIC 491620.....	82
Figura 26: Interruptor termomagnético ABB .....	83
Figura 27: Interruptor diferencial ABB .....	86
Figura 28: Factor de rendimiento (PR) .....	93
Figura 29: Producciones normalizadas (por kWp instalado) .....	94
Figura 30: Diagrama de perdida durante todo el año.....	95

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad la demanda de energía eléctrica ha tenido un crecimiento vertiginoso, lo cual conlleva a encontrar más fuentes de energía para poder abastecer esta. Siendo así, los combustibles fósiles las principales fuentes para su generación, dejando en evidencia la gran dependencia que tenemos hacia ellos. Esto sumado a la sobre explotación de los recursos naturales conlleva a una contaminación global la cual cada vez se vuelve más irreversible.

Debido a la problemática anterior es donde nace la idea de buscar fuentes de energía alternativas que sean amigables con el medio ambiente, estas son las llamadas energías renovables, las cuales han sido utilizadas por el hombre desde tiempos remotos, como son la energía solar, la eólica y la hidráulica. Actualmente también se utiliza la energía geotérmica marítima y biomasa como fuentes renovables.

El Perú incentiva la reducción en emisión de gases de efecto invernadero al firmar en el protocolo de Kioto, el cual tiene una bonificación por tonelada no emitida de CO<sub>2</sub>. Además, el decreto legislativo N° 1002 promueve el desarrollo de generación eléctrica mediante el uso de las energías renovables, en lugar de la generación con derivados del petróleo y gas natural.

La industria eléctrica es esencial para el desarrollo económico y social de un país, debido a que la electricidad es el insumo principal para la producción de la mayoría de los bienes y servicios que actualmente adquirimos. Además, es un componente de bienestar y calidad de vida, por lo cual su suministro debe ser confiable, suficiente y continuo a lo largo del tiempo.

Debido a la importancia de la energía eléctrica en la vida diaria y de la contaminación en el medio ambiente al que nos enfrentamos, se desarrolla el presente proyecto de tesis, el cual muestra el diseño de un sistema solar fotovoltaico con conexión a red que suministrara energía a un restaurante en el departamento de Cajamarca. Este sistema trabajara de manera dual con la red eléctrica convencional, la cual podrá cubrir la demanda de energía cuando el sistema no logre abarcar la máxima demanda o se encuentre en mantenimiento.

En los siguientes capítulos, se diseña el sistema fotovoltaico teniendo en cuenta tanto la parte técnica como la económica, haciendo uso de información como es el consumo eléctrico del local, así como del lugar de emplazamiento y los componentes necesarios para la instalación. Se hará uso del software PVSYST para evaluar el diseño proyectado y el potencial fotovoltaico de la instalación, a fin de determinar la cantidad de energía que será inyectada al sistema de distribución del local.

## **CAPÍTULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

### **1.1. Realidad problemática**

Actualmente la humanidad enfrenta uno de sus mayores problemas en su historia: el calentamiento global, el cual es provocado por la emisión de gases de efecto invernadero, producto de la actividad humana; esto sumado a la sobre explotación de los recursos naturales causa que el problema se acelere y se vuelva cada vez más irreversible. Debido a esos acontecimientos surge la preocupación por parte de la mayoría de los países por tratar de frenar o mitigar el problema, siendo así como las Naciones Unidas elabora el conocido Protocolo de Kioto, cuyo propósito es conseguir reducción de las emisiones a un bajo costo, facilitar a los países desarrollados con el cumplimiento de los acuerdos en reducción de emisiones y brindar ayuda a los países en vías de desarrollo a través de transferencia de energías limpias (Cornejo 2013).

En el Perú también existe un marco normativo para aprovechar los recursos energéticos no renovables (RER), el cual se inició en el año 2008, introduciendo un mecanismo de subastas para la promoción de inversiones privadas y adjudicación de proyectos RER, el cual ha tenido un efecto positivo. “Este marco normativo define como RER a las fuentes de energía eólica, solar, de biomasa, mareomotriz y las pequeñas centrales hidráulicas con capacidad instalada hasta de 20 MW, siendo respaldadas por la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables Decreto Legislativo N° 1002), el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (Decreto Supremo, D.S., N° 012-2011-EM), y el Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas

No Conectadas a la Red (D.S. N° 020-2013-EM)” (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2017).

## **1.2. Formulación del problema**

La pregunta principal que busca aclarar y responder este proyecto de investigación es si mediante el uso de un sistema solar fotovoltaico que trabaje de manera dual con la red eléctrica convencional, es posible disminuir los costos por consumo de energía eléctrica.

## **1.3. Delimitación de la investigación**

El lugar de emplazamiento escogido para la investigación se encuentra en la ciudad de Cajamarca, al costado de la plaza de armas, en las coordenadas 17M 774219,12 m E 9208243,81 m S. El nombre comercial del local es Restaurante El Zarco. Se hizo estudios por periodos de tiempos para comprobar su consumo eléctrico real, además se realizó un listado de la potencia de sus aparatos eléctricos que consumen energía con información brindada por los dueños.

## **1.4. Justificación e importancia de la investigación**

El desarrollo de proyectos con energía renovables es de vital importancia tanto en la comunidad de Cajamarca como en el resto del país. Actualmente el uso que se da a sistemas solares fotovoltaicos se encuentra muy limitado, con acciones y objetivos muy específicos, ejemplos de estos son las conocidas termas solares, las cuales ocupan el mayor porcentaje de uso que se la da a esta tecnología.

Por eso la importancia de expandir el conocimiento y beneficios que nos puede brindar un sistema solar fotovoltaico, ya que no solo contribuiría con



mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, sino traería un beneficio a largo plazo en la economía de la comunidad.

Otro de los beneficios de este proyecto, es que será un ejemplo del uso que se le puede dar a las energías renovables, ya que no existen hasta el momento proyectos semejantes que se hayan realizado con los mismos objetivos que este busca lograr, impulsando así el uso de sistemas solares fotovoltaicos duales con conexión a red en la comunidad.

### **1.5. Limitaciones de la investigación**

Una de las dificultades más importantes para la realización del proyecto fue la obtención de información fiable para la elaboración del estudio, debido a que los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red es un tema que recién se viene impulsando en distintas partes del mundo, existiendo en el Perú pocos casos aplicativos de este. Muchas de las estaciones meteorológicas existentes en el país no cuentan con los equipos necesarios para la medición de radiación solar, volviendo más complicado la obtención de datos para su estudio, mencionando también que esta información no se encuentra de manera pública para todos los que quieran hacer uso de ella, por lo que uno debe solicitar a las instituciones respectivas que las brinden.

Otra dificultad fue el tema económico, lo cual es comprensible debido a que la mayoría de los sistemas que utilizan energías renovables resultan costosos tanto en su estudio como en su implementación.

## **1.6. Objetivos de la investigación**

### **1.6.1. Objetivo General**

Seleccionar y dimensionar un sistema solar fotovoltaico con conexión a red que brinde energía de calidad y reduzca el costo por consumo de energía eléctrica.

### **1.6.2. Objetivos específicos**

- Cálculo de la máxima demanda y energía consumida en el restaurante “El Zarco”.
- Establecer las horas de sol efectivo en donde el sistema solar fotovoltaico suministre energía al local de una manera eficiente, garantizando el consumo demandado por este.
- Evaluar la producción de energía solar a lo largo del año.
- Evaluar el presupuesto y la viabilidad económica del proyecto.

## **CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO**

### **2.1. Antecedentes de estudios**

El uso de la energía solar en el Perú empezó como en muchos países a causa de la crisis del petróleo cerca de los años setenta, en coordinación con distintas universidades e instituciones para su desarrollo y capacitación. Siendo el principal enfoque en los sistemas de bombeo de agua, calentadores solares y secadores de maíz (Horn 2006).

Entre los años 1983-1990 el proyecto “Desarrollo y difusión de secadores solares para productos agrícolas y alimenticios”, desarrollado por el CER-UNI con apoyo de la cooperación técnica alemana difundió el aprovechamiento de la energía solar FV para el secado solar de productos agrícolas mediante la exposición del producto directamente a la radiación solar.

Además, entre los años 1986-1996 se desarrolló el primer proyecto de electrificación rural FV en el Perú, por la cooperación técnica alemana que instaló en el Departamento de Puno cerca de 500 sistemas fotovoltaicos, en un marco “pre-comercial” (subsidiados).

El primer Atlas de Energía Solar del Perú se desarrolló en el año 2003 con un convenio con el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI).

El 31 de octubre del 2010 se abrió la primera central fotovoltaica en Sudamérica, Perú. En el marco de las subastas de energías renovables (supervisadas por OSINERGMIN y dirigidas por el MINEM). Se encuentra ubicada en el departamento de Tacna (Tacna Solar), la cual posee una potencia instalada de 20MW, con una tensión de conexión de 66 kV. De la misma forma se adjudicó mediante Subasta RER del MINEM en agosto del

2011 la central solar Moquegua FV, la cual posee una potencia instalación de 16 MW con una tensión de conexión de 23 Kv. Ambas centrales se encuentran actualmente en operación.

Figura 1: Moquegua FV

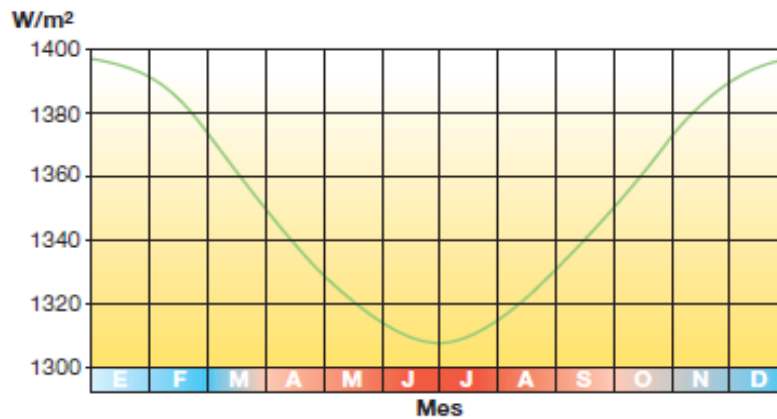


Fuente: Planta Solar Moquegua FV

## 2.2. Radiación solar

El núcleo del sol está constantemente bajo reacciones de fusión a temperaturas de millones de grados que liberan enormes cantidades de energía en forma de radiación electromagnética. Una fracción de esta energía llega a la capa exterior de la atmosfera terrestre con una irradiación promedio (constante solar) alrededor de  $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$ , un valor que varía en función de la distancia entre la Tierra y el Sol y de la actividad solar (manchas solares) (ABB 2011).

Figura 2: Radiación extra-atmosférica

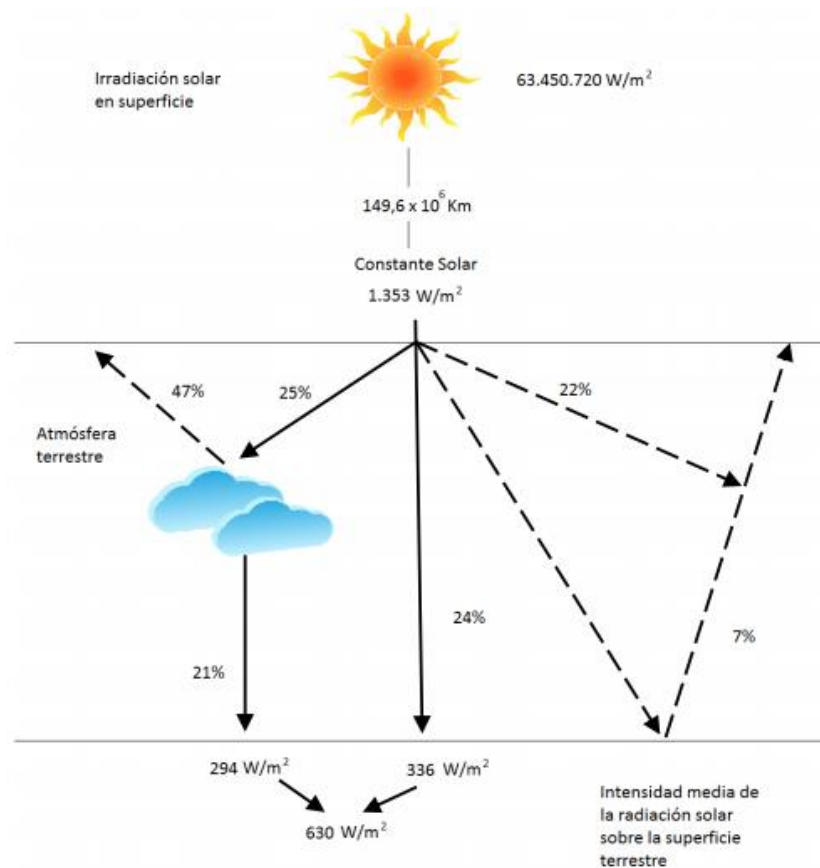


Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas N° 10 Plantas fotovoltaicas, ABB

El objetivo principal de los sistemas fotovoltaicos es el de transformar la energía solar en energía eléctrica, por lo que el conocimiento de la radiación solar es determinante tanto para conocer la energía disponible como para analizar todos los demás componentes del sistema.

La radiación solar absorbida por la atmosfera terrestre no es aprovechada al 100%. La intensidad de radiación solar decae porque es parcialmente reflejada y absorbida (generalmente por el vapor de agua y los gases atmosféricos). La radiación que logra atravesarla queda parcialmente difusa por el aire y las partículas sólidas en él suspendidas. Porcentualmente el 24% de la radiación llega directamente, el 21% indirectamente y el 29% se pierde en el espacio (Valdiviezo 2014).

Figura 3: Esquema de distribución de radiación



Fuente: "Energía solar fotovoltaica" 4ta edición Autor: Javier Méndez Muñiz

En función de cómo captan la radiación solar los objetos que se encuentran sobre la superficie terrestre, se pueden distinguir tres tipos de radiación

- Radiación directa, esta proviene directamente del sol sin ser desviada por la atmósfera.
- Radiación difusa, es aquella que al atravesar la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbidas por estas.
- Radiación reflejada, tal como indica su nombre, es reflejada por la superficie terrestre. Esto dependerá del coeficiente de reflexión o también llamado albedo.

En el diseño de sistemas fotovoltaicos la radiación más importante es la directa. El Perú es uno de los países que cuenta con más radiación solar en el mundo, dentro de nuestra región solo es superado por Chile, esto significa que tenemos un gran potencial energético que aún no es aprovechado. Esto se puede observar en la siguiente figura.

Figura 4: Mapa Irradiación horizontal de Latinoamérica y el Caribe



Fuente: <http://www.solargis.com/>

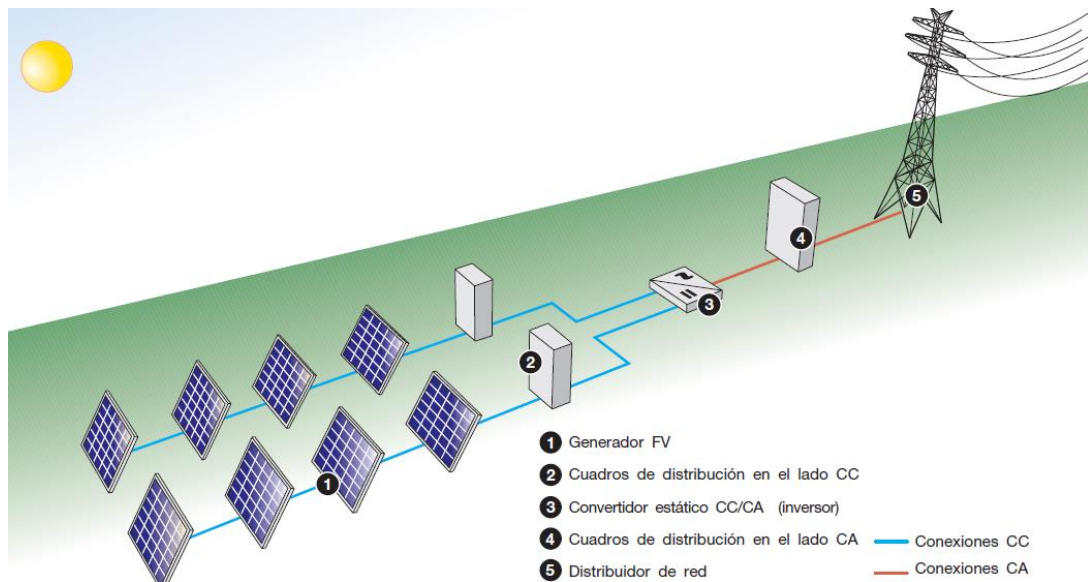
### 2.3. Sistemas fotovoltaicos con conexión a red

Los sistemas fotovoltaicos con conexión a red actualmente constituyen una de las aplicaciones que más atención está recibiendo, debido al gran uso que puede tener en zonas urbanizadas próximas a la red eléctrica.

A diferencia de los sistemas autónomos, los sistemas fotovoltaicos con conexión a red pueden no tener puntos de consumo eléctrico, es decir su única función puede ser solo la de inyectar energía eléctrica a la red, este tipo

de instalaciones son comúnmente llamadas centrales fotovoltaicas o huertos solares, y por lo general no están provistas de acumuladores eléctricos ya que la red absorbe instantáneamente la energía que producen.

Figura 5: Sistema fotovoltaico con conexión a red



Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas Nº 10 Plantas fotovoltaicas, ABB

En los últimos años debido al descenso de los precios de los componentes necesarios para la instalación de un sistema fotovoltaico y la integración de estos en emplazamientos cercanos a la red eléctrica, aparece un nuevo termino relacionado con sistemas fotovoltaicos de pequeña y mediana potencia: el autoconsumo.

El termino autoconsumo se aplica cuando un usuario de un sistema de generación de energía eléctrica o en este caso energía fotovoltaica, es consumidor de una parte o del total de la energía que produce, independientemente si consume electricidad de otras fuentes como puede ser la red eléctrica convencional. Aunque un sistema eléctrico autónomo también es un sistema de autoconsumo, este término se suele utilizar para los



sistemas fotovoltaicos con posibilidad de tener conexión a red (CENSOLAR 2016).

Debido a que el termino autoconsumo es demasiado genérico es necesario definir las modalidades de autoconsumo, las cuales muchas veces no se diferencian solo por los parámetros técnicos sino por los económicos y legales. Desde el punto de vista funcional se pueden describir tres modalidades de autoconsumo: instantáneo, instantáneo con acumulación y sin limitación de energía.

### **2.3.1. Autoconsumo instantáneo**

Son sistemas fotovoltaicos que pueden funcionar de forma autónoma y a la vez tienen la posibilidad de recibir energía eléctrica para alimentar todo o partes del consumo siempre y cuando este lo requiere, como por ejemplo en periodos de poca o nula radiación solar o cuando el consumo es demasiado elevado.

La peculiaridad de estos sistemas es que pueden recibir energía eléctrica de la red convencional, pero el sistema fotovoltaico no puede inyectar energía a la red. Por son llamados sistemas de autoconsumo instantáneo o también de inyección cero, donde se controla la entrada de energía de la red mediante dispositivos electrónicos.

### **2.3.2. Autoconsumo instantáneo con acumulación**

Son sistemas parecidos a los anteriores, pero con la diferencia que estos poseen acumulación eléctrica gracias al uso de baterías. También son llamados sistemas fotovoltaicos semi aislados o sistemas asistidos, debido a que es idéntico a un sistema fotovoltaico aislado, pero con la diferencia que

este posee una fuente auxiliar de energía eléctrica, siendo en este caso la propia red convencional.

A pesar de que estos sistemas tienen un elevado coste debido a los acumuladores eléctricos, este posee una ventaja respecto al anterior, en el cual el usuario puede contratar una potencia de red menor, lo que disminuiría mucho más la tarifa cobrada por la compañía eléctrica local.

### **2.3.3. Autoconsumo sin limitación de energía**

Son sistemas parecidos a los de autoconsumo instantáneo, pero están habilitados técnica y legalmente para inyectar energía a la red eléctrica, creando la posibilidad de obtener por ello una bonificación económica por parte de la compañía de electricidad local. Por ello estos tipos de sistemas son conocidos como de autoconsumo sin limitación de energía o de autoconsumo ilimitado.

Para el control de estos sistemas se necesitan de dispositivos fabricados únicamente con el propósito de activar y desactivar la inyección de energía a la red, los cuales pueden estar integrados dentro de los inversores u onduladores.

La función de estos sistemas es básicamente inyectar energía a la red en los momentos en que la energía consumida es menor a la generada, es decir se inyecta la energía sobrante en cada instante evitando que se pierda. La rentabilidad de este sistema dependerá si en el país de instalación existe la legislación necesaria que obligue a las compañías eléctricas a aceptar la generación de pequeños y medianos sistemas FV y recompensar por aquello.

Tabla 1: Características de los diferentes grupos de sistemas fotovoltaicos con conexión a red

Tipo de sistema FV/ Características	Conexión con la red	Inyección a la red	Cargas eléctricas	Acumulación eléctrica
Centrales fotovoltaicas	Si	Si	No	No
Autoconsumo instantáneo	Si	No	Si	No
Autoconsumo instantáneo asistido	Si	No	Si	Si
Autoconsumo sin limitación de energía	Si	No	Si	Si/No

## 2.4. Descripción de un sistema fotovoltaico conectado a red

En un sistema fotovoltaico conectado a la red intervienen distintos componentes los cuales deben ser dimensionados teniendo en cuenta los objetivos del proyecto.

### 2.4.1. Paneles solares

El panel solar o modulo fotovoltaico está formado por la interconexión de células solares en serie y paralelo, conectándose en serie para aumentar la corriente deseada y en paralelo para incrementar el voltaje.

Luego de haberse realizado las interconexiones entre las células, estas son encapsuladas en materiales especiales para protegerlas de los elementos en la intemperie.

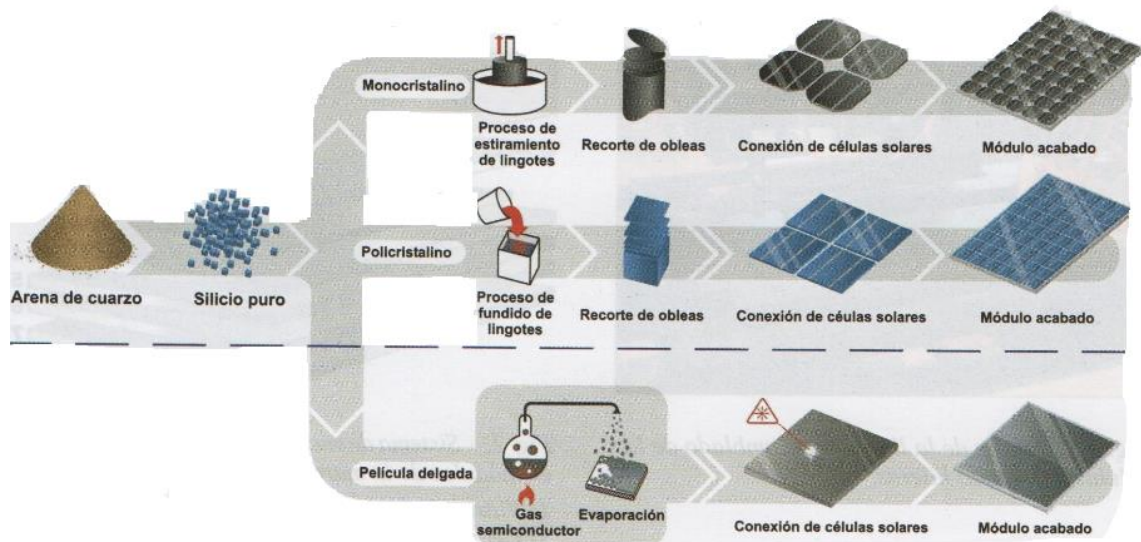
De acuerdo con las características naturales de los materiales semiconductores que forman a las células fotovoltaicas pueden clasificarse de distintas maneras, pero por lo general se suelen clasificar en cuatro grandes grupos denominados: células de silicio cristalino, células de películas delgada, células multiunión y células orgánicas e híbridas. Siendo las de silicio cristalino

las que más salen al mercado con un aproximado del 90% del total, mientras que el 10% restante es ocupado por la tecnología de película delgada.<sup>6</sup>

Las células de silicio cristalino se dividen en dos grupos, las monocristalinas que como su nombre lo indica están compuestas por un único cristal y las policristalinas que están formadas por múltiples cristales.

Históricamente las células policristalinas eran más baratas, pero menos eficientes que las monocristalinas. Hoy en día ambas tecnologías son similares en costos y eficiencia (15-18%).<sup>6</sup>

Figura 6: Procesos de fabricación de paneles basados en las principales tecnologías fotovoltaicas



Fuente: CENSOLAR (Centro de estudios de la energía solar)

#### 2.4.1.1. Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico consiste en la conversión de la energía que transportan los fotones de luz cuando inciden sobre materiales semiconductores en

energía eléctrica capaz de impulsar los electrones por un circuito exterior, logrando así un trabajo útil.

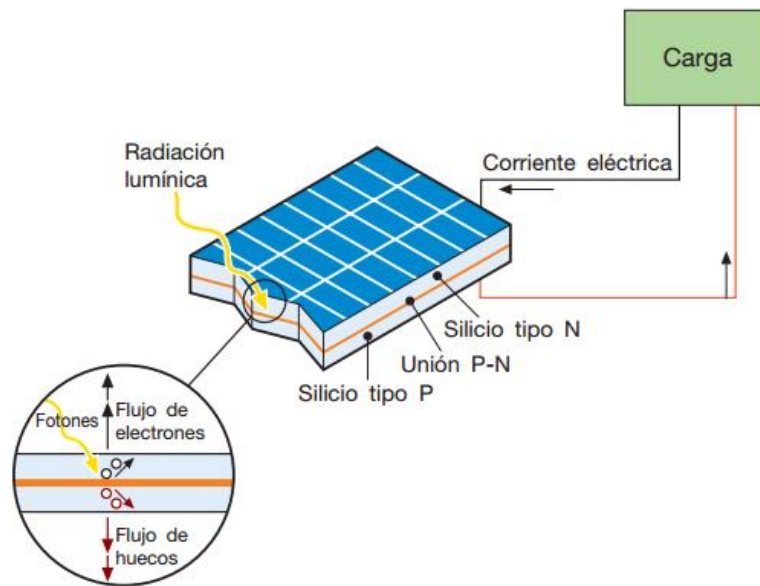
Para que esto pueda realizarse es necesario lograr extraer los electrones liberados fuera del material antes de que estos vuelvan a recombinarse con los huecos (espacios vacíos dejados por ellos), por lo que se debe generar un campo eléctrico dentro del material que logre separar los electrones de los huecos, impidiendo que ambos se encuentren. Ya que de suceder esto causaría su recombinación, provocando su disipación en forma de calor.

La manera más efectiva de lograr un campo eléctrico interno es por medio de la llamada unión P-N, el cual consiste en un semiconductor tipo N y tipo P, los cuales no se pueden encontrar en la naturaleza sino son creados artificialmente mediante químicos que contribuyan a producir un exceso de electrones y huecos. Estos elementos químicos se llaman dopantes y su proceso de incorporación al semiconductor se llama dopado (CENSOLAR 2016).

Cuando una célula es expuesta a la luz se crean algunos pares electrón-hueco en las regiones N como P, consecuentemente el campo eléctrico hace que el exceso de electrones se separe de los huecos y se impulse en direcciones opuestas. Una vez que estos electrones superan la región de agotamiento el campo eléctrico evita que regresen.

Al conectar esto con un conector externo se obtiene un circuito cerrado donde la corriente fluye de P a N (ABB 2011).

Figura 7: Funcionamiento de una célula fotovoltaica



Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas N° 10 Plantas fotovoltaicas, ABB

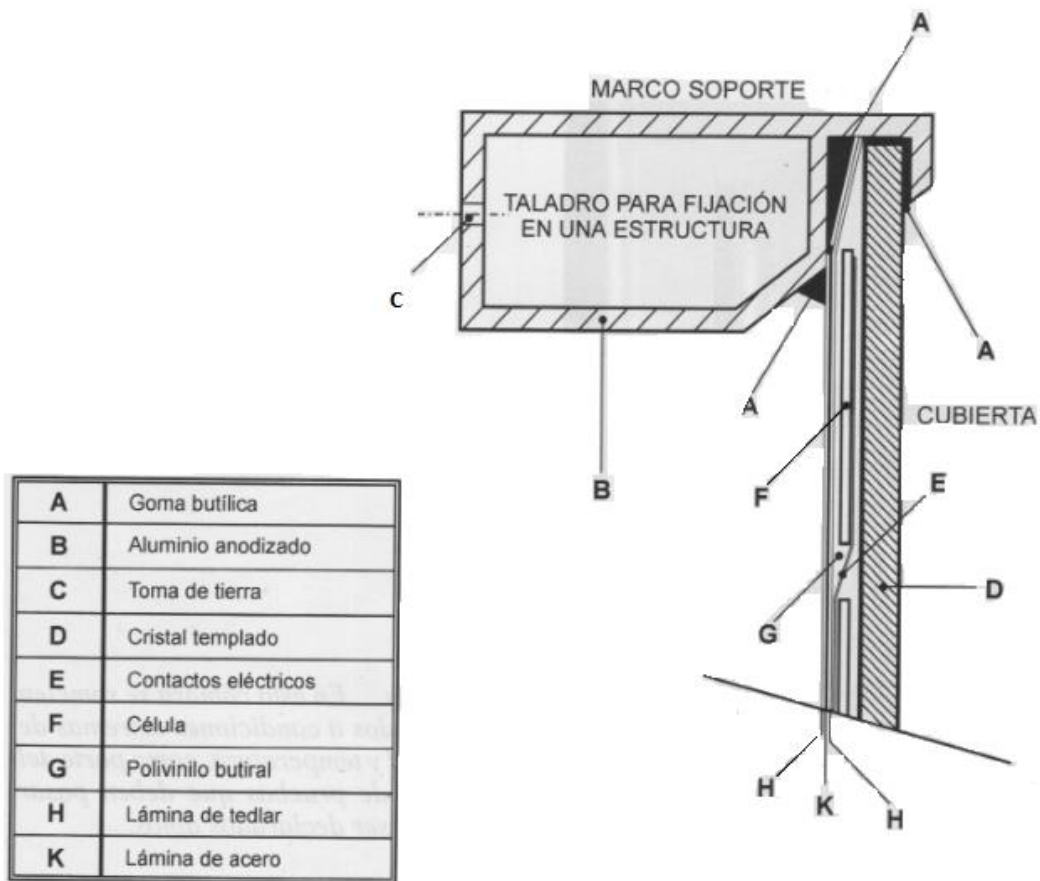
#### 2.4.1.2. Características físicas

Las características físicas de los módulos fotovoltaicos dependerán mucho del tipo de tecnología que se utilice, como la más comercial son las de tipo silicio cristalino y es esta la que utilizamos más adelante para el sistema fotovoltaico, la describimos más adelante.

Los módulos suelen adoptar la forma cuadrada o rectangular y su área oscila entre los 0,1 m<sup>2</sup> y 3m<sup>2</sup>. Su espesor sin considerar el marco protector no supera los 3 cm. El peso de un módulo de 0,5 m<sup>2</sup> puede ser 6 o 7 Kg, normalmente son rígidos, pero pueden adaptarse con ligeras deformaciones de acuerdo con el fuerza al que vaya a estar sometido (CENSOLAR 2016).

Si hacemos un corte transversal a un módulo podemos apreciar distintos componentes:

Figura 8: Sección de un módulo fotovoltaico



Fuente: CENSOLAR (Centro de estudios de la energía solar)

- La cubierta de los módulos suele ser mayormente de vidrio templado, aunque algunos modelos suelen estar hechos de materiales orgánicos especiales.
- Contiene varias capas de material encapsulante, el cual está hecho a base de silicona u otros materiales orgánicos que tengan una alta transmisión a la radiación y una baja degradabilidad a la misma durante largos periodos de tiempo. Este material será el encargado de proteger a la célula, que es el elemento más importante y delicado del panel.
- Un número determinado de células fotovoltaicas conectadas ya entre sí.

- Cubiertas protectoras posteriores, que pueden ser de vidrio o TEDLAR, las cuales suelen ser de colores claros u opacos para reflejar la luz que se ha colado por los costados de las células, haciendo que esta regrese a la parte superior del panel para que pueda ser nuevamente reflejado e incida sobre la célula.
- Un marco de acero inoxidable o aluminio anodizado que sujete todo el conjunto, rodeando su perímetro, el marco ya debe venir de fábrica con todos los componentes y accesorios necesarios para su instalación.

#### **2.4.1.3. Características eléctricas**

Las funciones y valores que provea un panel fotovoltaico dependerán directamente de la irradiancia incidente y la temperatura a la que esté sometido. Para poder describir los parámetros eléctricos se suelen utilizar las siguientes definiciones:

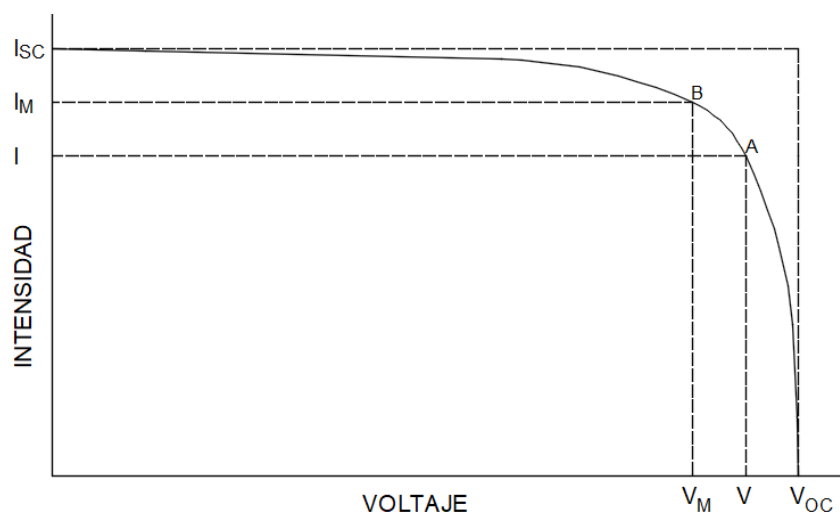
- Corriente de cortocircuito (ISC). Es la intensidad de corriente máxima que se puede obtener de un panel en condiciones normalizadas. Es la medida de corriente con una resistencia prácticamente nula, esto se logra provocando un cortocircuito, al no contar con resistencia al paso de corriente, la caída de potencial es cero.
- Voltaje a circuito abierto (VOC). Es el valor de voltaje máximo que se puede medir si es que no hubiese paso de corriente entre los bornes de este ( $I=0$ ). Es decir, se encuentra en condiciones de circuito abierto y la resistencia entre los bornes es infinita.
- Corriente ( $I$ ) a un determinado Voltaje ( $V$ ). Las definiciones anteriormente descritas corresponden a casos extremos, en la práctica un panel produce una determinada corriente que fluye a través del circuito el cual está



conectado a una resistencia  $R$ , que definirá las características del circuito, cuya intersección fija el voltaje de operación de este y en consecuencia la intensidad de corriente que entrega el circuito.

- Potencia Máxima (PM). Es el mayor valor del producto entre la intensidad de corriente y el voltaje. En condiciones normales el valor de la intensidad se encontrará entre 0 y  $I_{SC}$ , al cual le corresponderá un valor de voltaje entre 0 y  $V_{OC}$ , por lo que la potencia será máxima únicamente para ciertos valores de  $I$  y  $V$ , en principio desconocidos. Se puede decir que el panel está trabajando en condiciones de máxima potencia cuando la resistencia del circuito determina unos valores de  $I_M$  y  $V_M$  tales que su producto sea máximo.
- Eficiencia de conversión eléctrica del panel ( $\eta_{fv}$ ). Es el coeficiente entre la potencia eléctrica producido por este y la potencia de radiación incidente sobre el mismo.
- Lo anteriormente descrito se puede visualizar en la curva de un típico panel de silicio cristalino operando en condiciones normales.

Figura 9: Curva I-V de un panel fotovoltaico



Fuente: CENSOLAR (Centro de estudios de la energía solar)

Los parámetros anteriormente descritos son proporcionados por los fabricantes en las fichas técnicas de los paneles fotovoltaicos. Por lo tanto, se debe tener en cuenta que estos parámetros son dados para ciertas condiciones de funcionamiento estándar conocidas como Condiciones Estándar de Medida (CEM), las cuales deben cumplir las siguientes condiciones (Cornejo 2013):

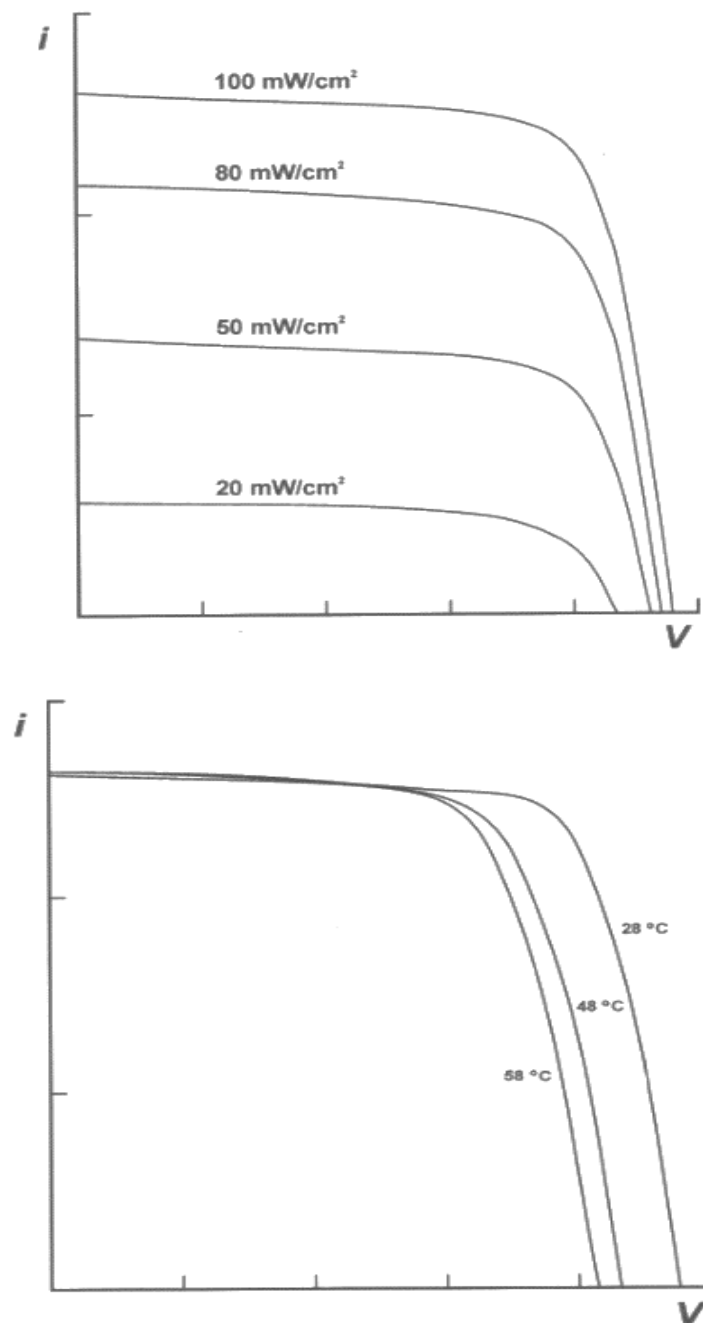
- Irradiancia: 1000W/m<sup>2</sup>
- A nivel del mar
- Temperatura de célula: 25°C

Así pues, para situaciones donde las características geográficas y climatológicas del lugar de emplazamiento sean distintas a la estándar, se debe tener en cuenta las correcciones necesarias para los parámetros fundamentales, ya que estos son de vital importancia para el diseño de la instalación. Si se diseñara con los valores estándar sin tener en cuenta las variaciones que pueden tener los parámetros, causaría que los resultados de la instalación no sean los esperados. Para ello es necesario conocer los dos parámetros necesarios para este tipo de situaciones:

- **Coeficiente de temperatura VOC:** Es el coeficiente de corrección para el voltaje máximo en circuito abierto, cuando no existe paso de corriente, el cual varía el valor de voltaje de acuerdo con la variación de la temperatura. El valor de voltaje máximo en circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando esta aumenta.
- **Coeficiente de temperatura ISC:** Es el coeficiente de corrección para la intensidad de corriente máxima cuando la resistencia conectada al circuito

es nula y cortocircuitamos los bornes del panel. El valor de la intensidad de corriente máxima variara de acuerdo con la variación de temperatura, aumentando cuando la temperatura aumenta y disminuyendo cuando esta también lo hace.

Figura 10: Efecto de la intensidad radiante a temperatura constante y efecto de la variación de la temperatura con intensidad radiante constante



Fuente: CENSOLAR (Centro de estudios de la energía solar)

### 2.4.2. Inversor

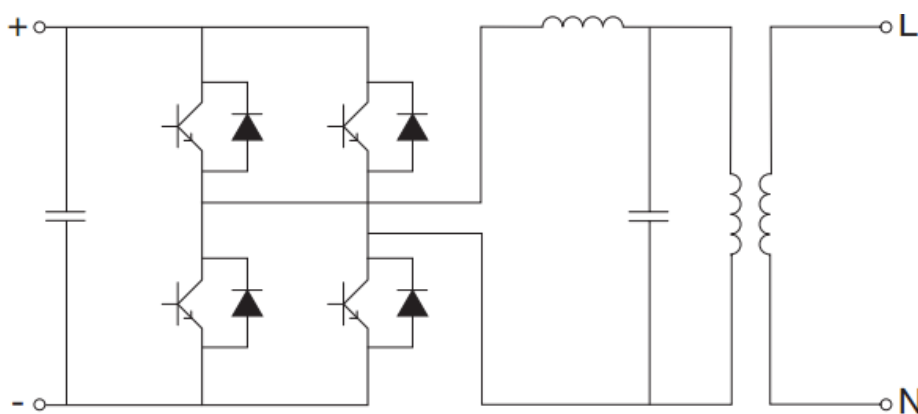
En una instalación fotovoltaica el inversor es el dispositivo capaz de alterar la tensión y características de la corriente eléctrica que recibe de los paneles, transformando así la corriente continua en alterna, denominándose también onduladores o convertidores CC-CA (DC-AC en inglés).

Los inversores deben permitir la transformación de la corriente continua a los valores establecidos por la red: 220V de valor eficaz de tensión con una frecuencia de 60 Hz. Esto permite el uso de los aparatos eléctricos habituales diseñados para el funcionamiento con este tipo de corriente.

La forma más sencilla de transformar la corriente continua en alterna es invirtiendo el valor del voltaje de la primera, lo cual genera una corriente cuadrada. Para lograr esto se puede hacer uso de transistores como conmutadores estáticos que controlan la apertura y cierre de la señal.

Figura 11: Esquema del principio de funcionamiento de un inversor

monofásico



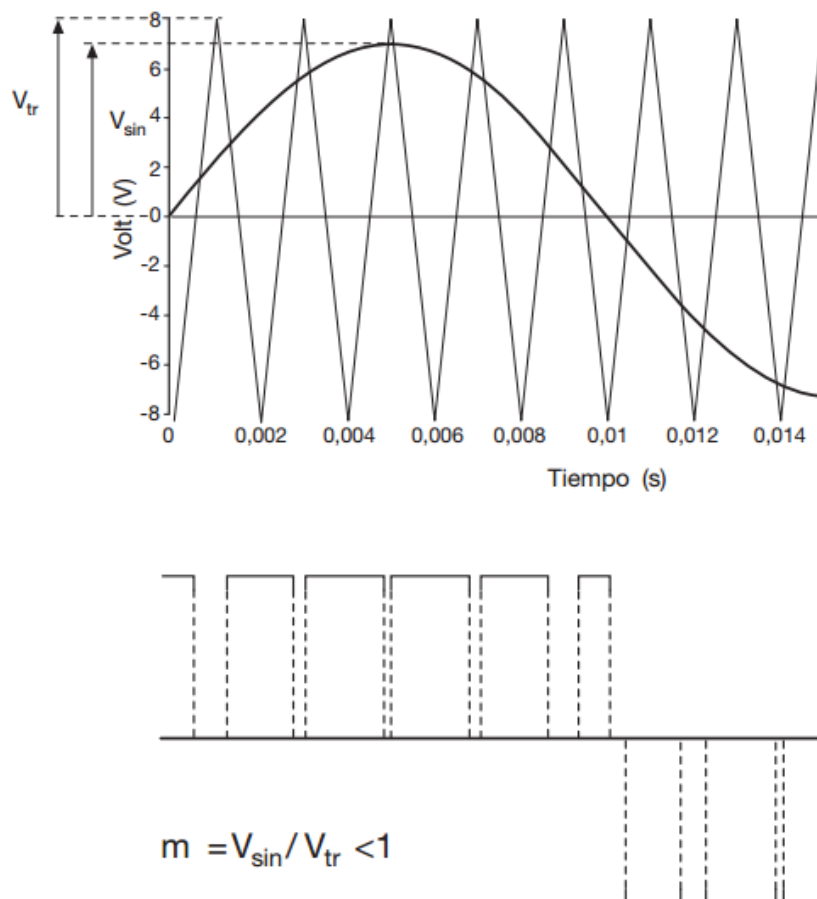
Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas N° 10 Plantas fotovoltaicas, ABB

Como una onda cuadrada no es equivalente a una senoidal, se ha desarrollado varias técnicas para generar una forma de onda que se aproxime

a esta, pero con deformaciones apreciables, la más usada y efectiva es la modulación del ancho de pulso (PWM, Pulse With Modulation). Esta técnica regula la frecuencia y el valor rms para la forma de onda de salida (ABB 2011).

Ninguna onda de salida en corriente alterna es senoidal perfecta, incluso en la red convencional de distribución, debido a la presencia de armónicos que se caracterizan por tener unos valores de frecuencia múltiplos enteros de la frecuencia original. Por lo tanto, mientras menos amplitud y cantidad de armónicos exista más pura será la onda. Esta es la razón por lo que la mayoría de los inversores cuentan con un filtro L-C montado el interior del propio inversor.

Figura 12: Principio de funcionamiento de la tecnología PWM



Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas Nº 10 Plantas fotovoltaicas, ABB

En un inversor podemos encontrar distintos dispositivos que ayudan a que este funcione de una manera más óptima, como son: el control principal donde encontramos los elementos de control general, los sistemas de modulación de ancho de pulso (PWM) y el sistema de protecciones, un control de red que será la interface entre la red y el control principal sincronizando la onda generada a la red eléctrica, seguidor de máxima potencia (MPPT), siendo uno de los componentes más importantes del inversor debido a que ajusta los valores del generador para obtener la máxima potencia posible y un monitor de datos que facilite los parámetros habituales que sean solicitados (Cornejo 2013).

Una instalación fotovoltaica tiene un elevado coste respecto a otras formas de generación eléctrica, por lo que durante la adquisición de inversores debemos procurar que este ofrezca un alto rendimiento y fiabilidad, esto se logra haciendo que la potencia de diseño del inversor sea cercana a la potencia procedentes de los paneles fotovoltaicos.

### **2.4.3. Cableado**

El cableado en una instalación fotovoltaica comprende todos los conductores eléctricos que sean necesarios para su funcionamiento. Aunque parece algo evidente dentro de la instalación, este debe tener un correcto dimensionamiento para evitar pérdidas de energía y caídas de tensión.

Los cables utilizados deben tener el aislamiento adecuado, su selección dependerá de la aplicación y tipo de canales en los que será instalado. Para realizar los cálculos de selección se tendrá en cuenta el Código Nacional de Electricidad (CNE) y la Norma Técnica Peruana (NTP).

Debido a que el Código Nacional de Electricidad no hace referencia a instalaciones fotovoltaicas, para el cálculo de la caída de tensión tanto en los circuitos de corriente continua como en alterna se tendrá como referencia a la instrucción técnica complementaria ITC-BT-40 (española), que indica lo siguiente:

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

Los conductores tanto en corriente continua como alterna deberán detener la sección suficiente para evitar caídas de tensión y sobre calentamientos.

#### **2.4.4. Protecciones**

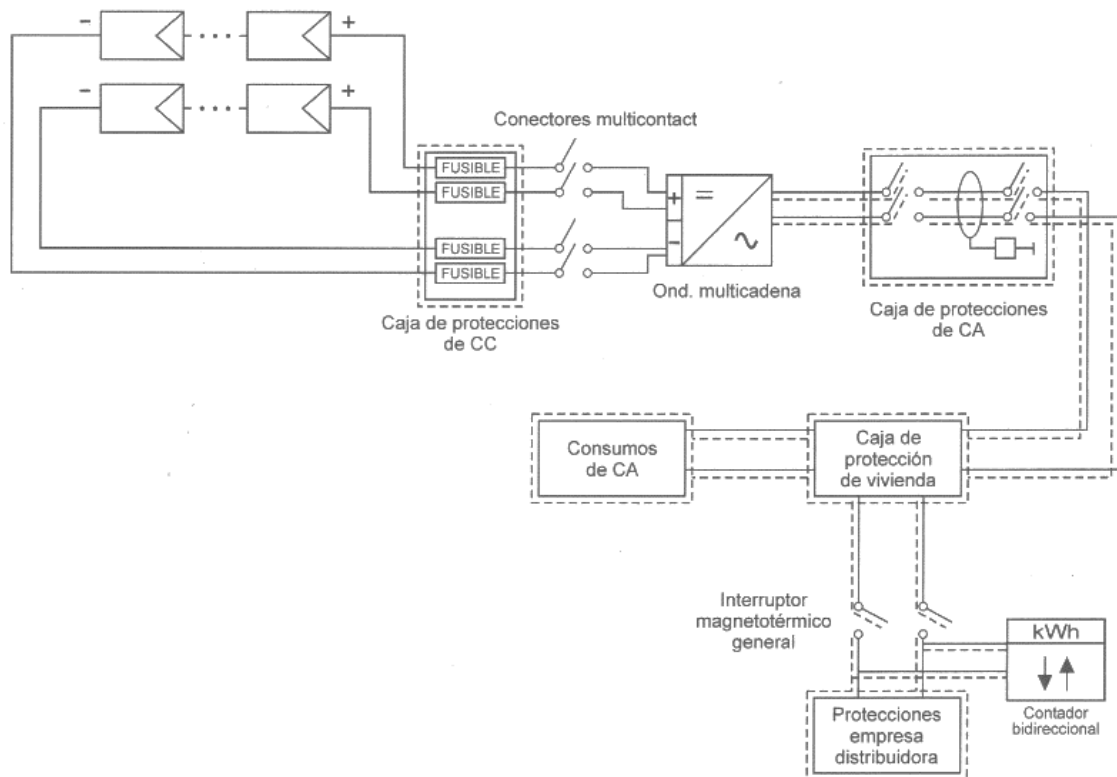
Una cuestión importante y crucial, tanto el diseño de sistemas fotovoltaicos como en cualquier otra instalación eléctrica son los dispositivos de protección y seguridad que se va a instalar, ya que estos brindaran protección no solo a los equipos instalados sino a las personas encargadas del mantenimiento y operación de este.

Para el cálculo se debe de tener en cuenta los tramos de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deben ser distintas debido a la naturaleza de cada tramo y valor de corriente admisible en los conductores.

Las fallas más usuales en instalaciones son los cortocircuitos, que conlleva al paso de corrientes más elevadas a las normales, pero también se pueden producir fallas por valores elevados de tensión o frecuencia, sobrecalentamiento o inversión del flujo de potencia (Cornejo 2013).

El empleo de dispositivos de protección es de suma importancia ya que evita daños en personas y ayuda a los equipos del sistema para que tengan un mayor tiempo de vida útil.

Figura 13: Esquema de una instalación de autoconsumo domestica sin acumulación



Fuente: CENSOLAR (Centro de estudios de la energía solar)

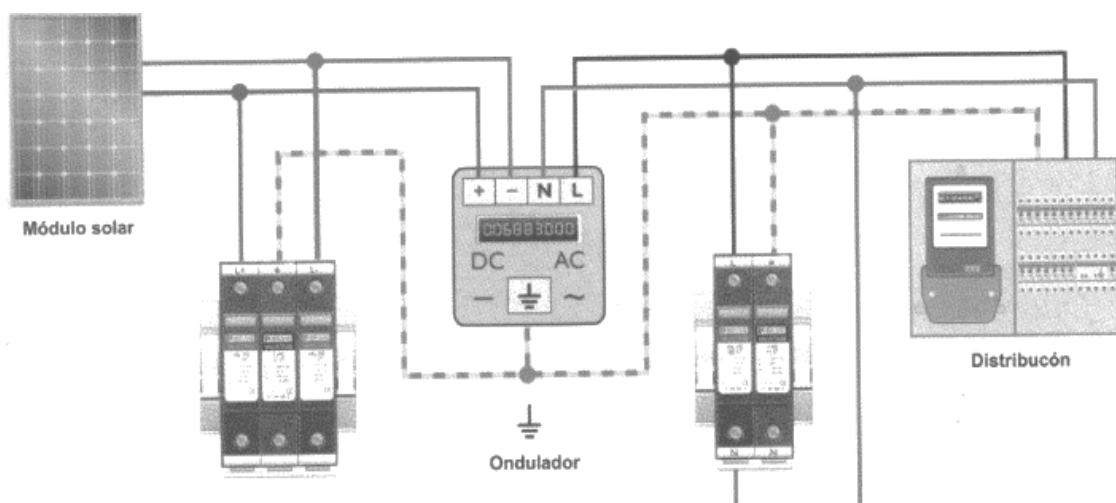
Las protecciones en corriente continua presentan mayores dificultades que en la corriente alterna, debido a que la interrupción de corriente en esta debe ser disminuida hasta anularse, para así extinguir el arco. En cambio, en corriente alterna existe un paso de la corriente por el cero de cada semiperiodo, el cual corresponde un apagado espontaneo del arco que se forma cuando se abre el circuito (Ministerio de Energía y minas 2006).



En las instalaciones de corriente continua suelen ocurrir problemas en operaciones de mantenimiento, arcos eléctricos generados, sobretensiones, fallos de aislamientos, etc. Se debe contar con un interruptor capaz de desconectar, en carga, el generador fotovoltaico con el resto de los equipos de la instalación. Para ello se suelen usar interruptores de CC o conectores multicontact. En instalaciones de pequeña y mediana potencia es usual conectar las cadenas del inversor por medio de terminales multicontact por lo que ya no es necesario la instalación de interruptores de CC (CENSOLAR 2016).

Las protecciones, en corriente alterna no presentan dificultades al momento de su diseño, debido a que se pueden abordar los mismos criterios que se tomaría para una vivienda, por lo cual su diseño se realizara teniendo en cuenta las indicaciones expuestas en el Código Nacional de Electricidad (CNE).

Figura 14: Esquema de una instalación de protección contra sobretensiones



Fuente: CENSOLAR (Centro de estudios de la energía solar)

#### **2.4.5. Puesta a tierra**

Un sistema de puesta a tierra es importante no solo en una instalación fotovoltaica sino en todas las instalaciones eléctricas, ya que protege a equipos de tensiones transitorias y a las personas de contactos indirectos.

Los contactos indirectos se producen cuando las personas entran en contacto con una masa metálica, la cual esta puesta a tensión debido a un fallo de aislamiento.

Para el cálculo y diseño del sistema de puesta a tierra se hará uso de la Norma Técnica Peruana NTP 370.053: “Seguridad Eléctrica – Elección de Materiales eléctricos en las instalaciones interiores para puesta a tierra. Conductores de Protección” y el Código nacional de Electricidad (CNE).

La instalación de la puesta a tierra debe estar en óptimas condiciones para un correcto funcionamiento del sistema de protección, cumpliendo con lo estipulado en el CNE-Sección 60-Electrodos de puesta a tierra, el cual hace referencia a lo siguiente:

El valor de la resistencia a tierra debe ser tal que, cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a las permitidas y no debe ser mayor a  $25 \Omega$ .

#### **2.5. Estructura de soporte**

La estructura de soporte y su sistema de sujeción es tan importante como el resto de los componentes del sistema fotovoltaico, ya que es sobre este donde se sujetan los paneles solares y si estos fallan se paraliza toda la instalación.

Es frecuente que los mismos fabricantes de paneles solares suministren los otros elementos necesarios para su montaje e instalación. Pero en otras

ocasiones es el mismo proyectista el encargado de diseñar la estructura de soporte de acuerdo con las condiciones dadas por el proyecto, ya sean climatológicas, topográficas, económicas, etc. Para lo cual se tiene que ver los perfiles que se encuentran en el mercado y construir una estructura adecuada.

Los paneles solares no presentan mucho peso, por lo que no es una dificultad en el momento de diseño, lo que uno si debe tener en cuenta es la fuerza del viento que puede ser uno de los problemas más grandes para la estructura de soporte.

Dependiendo de las características climatológicas de la zona de emplazamiento, uno debe diseñar la estructura de soporte para que pueda soportar la fuerza del viento y no se desprendan los paneles o resulten dañados, ya que son estos elementos de precio elevado en el sistema fotovoltaico y su ruptura causaría grandes pérdidas para el proyecto. En cualquier situación la estructura de soporte debe estar diseñada para soportar vientos de hasta 150 km/h (CENSOLAR 2016).

Figura 15: Estructura sobre tejado

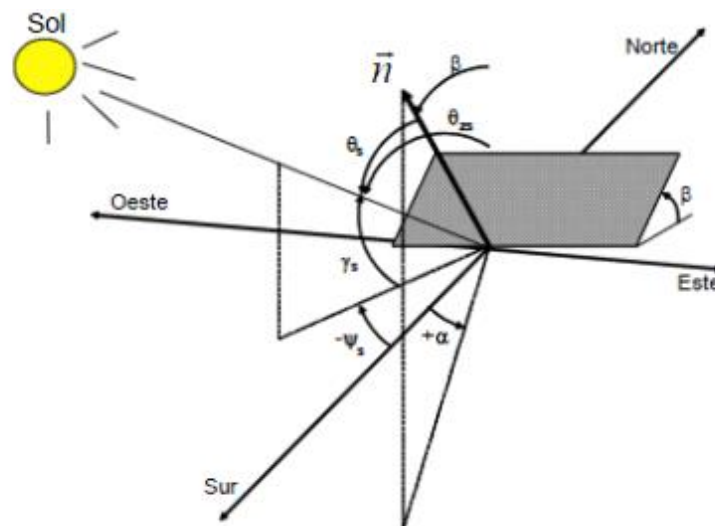


Fuente: RENUNSOL

La estructura de soporte cumple también un importante rol en la tarea de fijar la inclinación de los paneles solares la cual debe estar instalada mirando siempre hacia el ecuador, en caso de casos autónomos se recomienda lo siguiente:

- Para instalaciones autónomas y mayoría de instalaciones de autoconsumo en invierno se recomienda una inclinación de  $20^\circ$ .
- Para instalaciones que tienen un funcionamiento uniforme durante todo el año, como pueden ser electrificación de viviendas, bombeo de agua, etc. Se recomienda una inclinación de  $15^\circ$ .
- Igual a la latitud para instalaciones que funcionan en primavera o verano.
- Para instalaciones cuyo principal propósito es captar la mayor energía posible, tales sean sistemas que buscan inyectar energía a la red eléctrica convencional se recomienda un 85% de inclinación con respecto a la latitud.

Figura 16: Inclinación respecto a la posición del sol



Fuente: “Diseño de una central solar fotovoltaica de 3MW y conexión a red de distribución mediante línea de 15 kV y centro de seccionamiento” Autor: Jaime Fernández Navas (Universidad Carlos III de Madrid).

## **CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO**

### **3.1. Tipo y Diseño de investigación**

Diseño descriptivo:

De la base de datos de la NASA se obtienen los valores necesarios (irradiación global horizontal, difusa y temperatura) para evaluar el potencial solar fotovoltaico de la ciudad de Cajamarca y así determinar la energía capaz de generar en la zona de emplazamiento. Obteniendo de esta manera los valores necesarios para los distintos componentes que comprende la instalación fotovoltaica.

Además, se examina el consumo de energía eléctrica por parte del local donde se realizará la instalación.

### **3.2. Población y muestra**

#### **3.2.1. Población**

La población comprende de manera específica al local “El Zarco”, el cual se dedica al rubro de restaurantes, pero embarca de manera general a toda la población de Cajamarca, debido a que el estudio puede ser replicado en cualquier zona de la ciudad que cuente con las condiciones necesarias para su instalación. Esto es gracias a que los parámetros principales utilizados en el cálculo de este estudio son los mismos en toda el área circundante a la zona de emplazamiento.

#### **3.2.2. Muestra de estudio**

El muestreo es realizado en los consumidores eléctricos de la ciudad de Cajamarca, el cual depende de la radiación presente en el lugar de emplazamiento. La técnica de muestreo utilizada en la investigación es el

muestreo probabilístico debido a que se selecciona información de una base de datos para su posterior análisis.

### 3.3. Hipótesis

La instalación de un sistema solar fotovoltaico con conexión a red logrará brindar energía de calidad y a la vez reducirá costos por consumo de energía eléctrica en el restaurante “El Zarco”.

### 3.4. Variables – Operacionalización

Variable dependiente:

Sistema solar fotovoltaico con conexión a red

Variable independiente:

Costos de la energía eléctrica.

Tabla 2: Optimización de variables

Variable	Indicador	Sub indicadores	Técnica	Índice
Sistema fotovoltaico con conexión a red	Fundamentos	Teoría de transformación de energía	Revisión bibliográfica	Adecuado / Inadecuado
		Cuidado ambiental		
	Componentes	De captación		Eficientes / No eficientes
		De transformación		
		De salida		
Costos de la energía eléctrica	Gastos familiares	Consumo promedio de EE	Análisis de documentos	Alto / Medio / Bajo
		Gastos en EE		
	Costos de producción de EE	De la red tradicional		
		Solar		

### **3.5. Métodos y Técnicas de investigación**

Análisis de documentos:

Se analiza el consumo de energía eléctrica, así como la máxima demanda del local, pudiendo evaluar de esta manera la potencia de que tendrá la instalación. Estos documentos son obtenidos gracias a solicitud del dueño de local como también a la empresa HIDRANDINA S.A, los cuales fueron solicitados mediante el código de suministro del local a evaluar.

Diseño no experimental:

De la base de datos de la NASA se obtienen los datos necesarios (irradiación global horizontal, difusa y temperatura) para evaluar el potencial solar fotovoltaico de la zona de emplazamiento ubicada en el distrito de Cajamarca y así determinar la energía capaz de suministrar.

### **3.6. Descripción de los instrumentos utilizados**

Revisión bibliográfica:

Se revisa diversas tesis, artículos y cuadernos aplicativos, proporcionados por empresas líderes en el rubro de energía para así en primera instancia, poder tener un mejor concepto del tema a investigar y saber el propósito para el cual lo realizamos. Luego para comparar sus teorías y aportes realizados, los cuales nos ayudaran o complementaran en nuestra investigación. Logrando finalmente una idea única y clara de lo que se va a realizar.

Análisis de documentos:

Se realiza mediante la información de consumo energético del local donde se implementará el sistema. De la misma manera se obtiene información

histórica de la radiación solar presente en la zona de emplazamiento durante los últimos 10 años, esto se logra gracias a la base de datos de la NASA, mediante la cual podremos saber que tan rentable es la implementación de dicho sistema.

### **3.7. Análisis estadístico e interpretación de datos**

Para evaluar los datos proporcionados por la base de datos de la NASA, se hace uso del software PVSYST, el cual permite conocer la radiación de la zona en un plano inclinado (óptimo para la zona de emplazamiento), además que este software permite realizar una simulación de los componentes de la instalación fotovoltaica a fin de determinar la energía generada anualmente y conocer los parámetros técnicos del sistema.



## **CAPITULO IV: ANALISIS E INTERPRETACION DE RESULTADOS**

### **4.1. Descripción general de la instalación**

En este capítulo se explicará en que consiste el proyecto a realizar, buscando detallar los datos e información necesaria para su desarrollo, describiendo de la misma forma sus componentes y cálculo respectivo. Las decisiones tomadas y resultados obtenidos son en base a los cálculos que se mostrarán más adelante.

El presente proyecto tiene como finalidad diseñar una instalación solar fotovoltaica con conexión a red que brinde energía de calidad y reduzca el costo por consumo de energía eléctrica.

Mediante un análisis de máxima demanda, evaluación de la radiación solar y las tecnologías en topología de instalación, se realizan cálculos técnicos y económicos, los cuales buscan afirmar la viabilidad del proyecto. De la misma manera se evalúa el balance ambiental, que aporta el desarrollo de una instalación de esta magnitud.

#### **4.1.1. Ubicación de la instalación**

##### **4.1.1.1. Ubicación política**

Departamento : Cajamarca

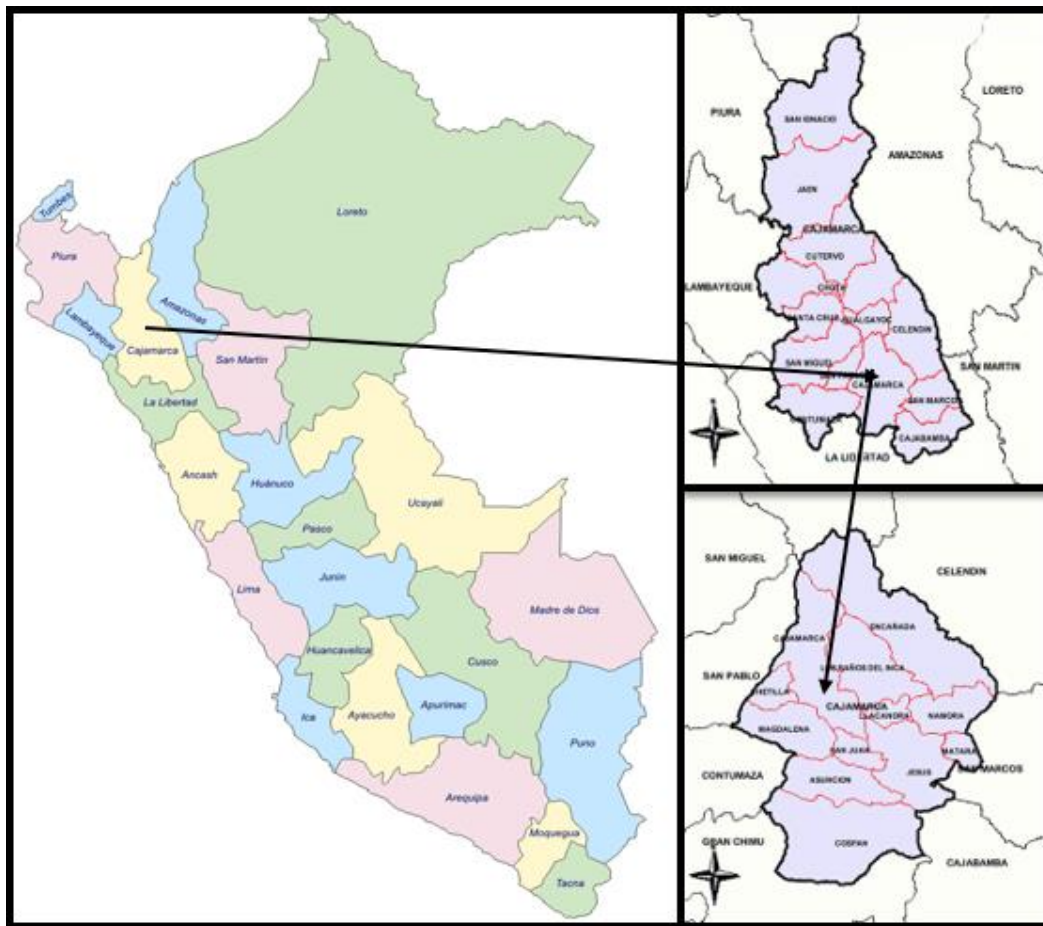
Provincia : Cajamarca

Distrito : Cajamarca

Barrio : La Merced

Localidad : Jr. del Batán N°170

Figura 17: Ubicación política



Fuente: [www.perutouristguide.com](http://www.perutouristguide.com)

#### 4.1.2. Ubicación Geográfica

La instalación se plantea realizarla en el techo del local, lugar donde no tendrá pérdidas energéticas causadas por sombras debido a las condiciones en las que se encuentra. Las coordenadas de este punto en específico son las siguientes:

Coordenada este: 774219,412 m E

Coordenada norte: 9208243,81 m S

Altura: 2727 m

Figura 18: Ubicación del sistema solar fotovoltaico



Fuente: Google Earth

#### 4.1.3. Potencia de la instalación

La potencia que suministrará el sistema solar fotovoltaico buscará cubrir la mayor incidencia en la demanda. Por lo que se procede a analizar la potencia consumida por la carga, para poder obtener esta información se procede a evaluar de dos maneras:

- Primero, se recopila la información de la potencia real de todos los aparatos que consumen energía eléctrica dentro del local. Si no se logra reconocer la potencia de algún aparato, es preciso indagar a través del fabricante o proveedor de estos. De la misma manera se realiza un análisis del tiempo de uso en que estos aparatos se encuentran en funcionamiento. Una vez culminado lo anterior se procede a realizar un cuadro de carga el cual no solo te permitirá conocer la máxima demanda sino la energía consumida a lo largo del día, logrando tener así una referencia teórica de la máxima demanda, mas no la real. Para nuestro estudio se recopiló la información

de todos los aparatos que consumen energía eléctrica dentro del local comercial, además se verificó el tiempo en que estos están en funcionamiento. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 3: Potencia de equipos eléctricos

Equipo eléctrico	Cantidad	Potencia (W)	Total (W)
Horno Eléctrico	1	2000	2000
Extractor de Humo	2	433	866
Punto de Luz	25	36	900
Tv Grande	3	150	450
Ventilador	4	40	160
Equipo de sonido	1	120	120
Frigorífico	2	2000	4000
Licuada	2	100	200
Batidora	1	30	30
Microondas	1	850	850
Computadora	1	250	250
Impresora	1	35	35
Router y accesorios	1	20	20
<b>Máxima Demanda</b>			<b>9881</b>

Tabla 4: Cuadro de carga

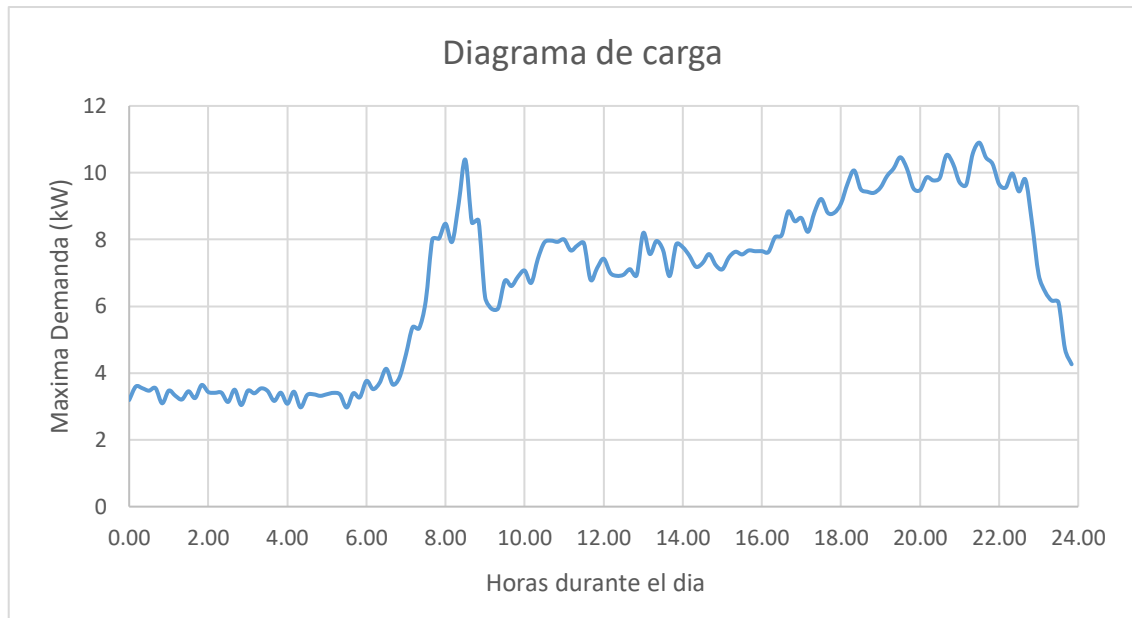
Equipo eléctrico	Cantidad	Potencia (W)	Horas por día (h)	Energía consumida (kWh)
Horno Eléctrico	1	2000	4	8,000
Extractor de Humo	2	433	12	10,392
Punto de Luz	25	36	14	12,600
Tv Grande	3	150	8	3,600
Ventilador	4	40	2	0,320
Equipo de sonido	1	120	4	0,480
Frigorífico	2	2000	12	48,000
Licuada	2	100	2	0,400
Batidora	1	30	1	0,030
Microondas	1	850	4	3,400
Computadora	1	250	16	4,000
Impresora	1	35	4	0,140
Router y accesorios	1	20	24	0,480
<b>Energía total consumida por día (kWh/día)</b>				<b>91,842</b>

- Segundo, teniendo en cuenta que una cosa es la potencia teórica y otra la potencia consumida en la práctica, siendo esta última superior debido a la pérdida por rendimiento que pueda tener, ya sea por motivos de tiempo de uso o instalación en los distintos aparatos eléctricos. Se procede a realizar un diagrama de carga el cual muestra el consumo real a lo largo del día, facilitando así la elección de la potencia de instalación del sistema solar fotovoltaico. Para lograrlo se hace uso de un analizador de redes, el cual es colocado a la salida del medidor de energía instalado por la empresa de distribución, este a su vez medirá valores de corriente y voltaje a lo largo del día. Una vez concluido el tiempo de recopilación de datos, estos valores serán graficados y comparados para poder ver su comportamiento respecto de unos días con otros, luego se buscará un promedio durante todo el tiempo en que se ha encontrado recopilando datos, para finalmente poder obtener un diagrama de carga final. El cual nos servirá de referencia para realizar nuestros cálculos de potencia a suministrar.

El analizador de redes se instaló por un periodo de una semana, en donde se logró observar que los valores diarios registrados no variaban unos de otros, siguiendo el mismo patrón en todos los casos. De la misma manera mediante una encuesta se pudo saber que el local cuenta con la misma afluencia de clientes a lo largo del año, por lo cual mantiene su consumo energético diario sin que ocurra muchas variaciones en este.

Finalmente se graficó un diagrama de carga, el cual muestra el comportamiento de la potencia de consumo a lo largo del día.

Figura 19: Diagrama de carga “Restaurante El Zarco”



De la información anterior mostrada y por el tipo de instalación del sistema solar fotovoltaico en el que se centra esta investigación, se plantea una potencia de instalación que logre cubrir la mayor incidencia en la demanda, sin que esto implique costos adicionales. Por lo que la potencia de mayor incidencia dentro de la instalación sería de 8 kW, a lo cual se le va a agregar un margen de seguridad del 20%, consiguiendo finalmente así nuestra potencia de instalación de 9.6kW.

Este sistema al ser del tipo de autoconsumo instantáneo, los picos producidos durante cortos periodos de tiempo pueden ser abastecidos por la red, buscando que nuestro sistema cubra una demanda base dentro del tiempo de funcionamiento y a la vez los costos de instalación de este, logre ser económicamente rentable para el cliente.

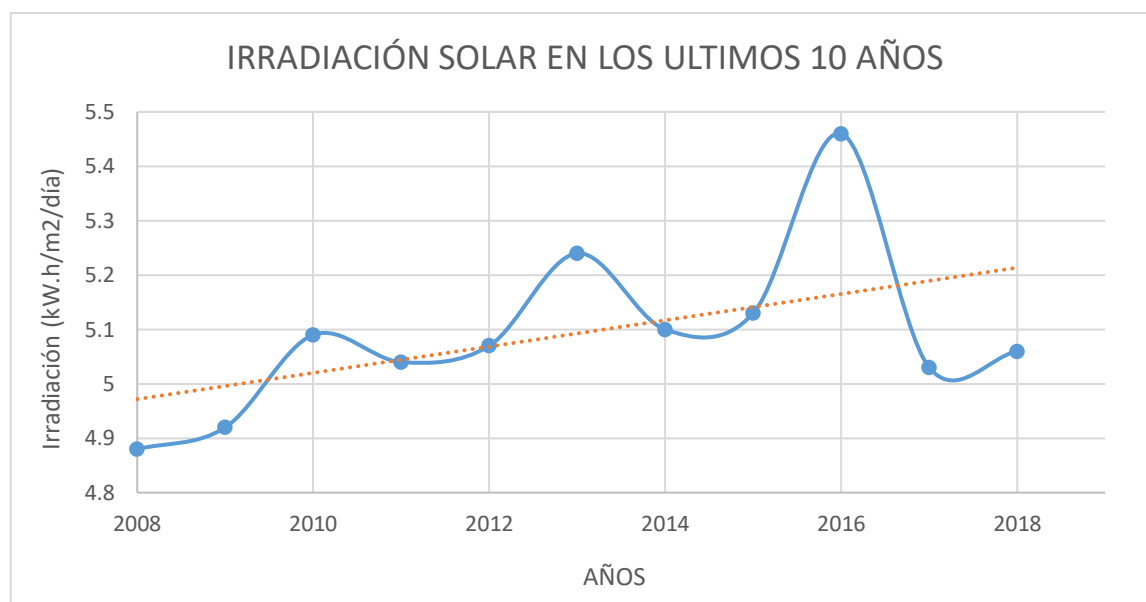
## 4.2. Evaluación de la radiación Solar

Para evaluar la irradiación solar presente en la zona de emplazamiento se recopila información histórica de esta durante el último año, así como la variación del promedio de estos valores en los últimos 10 años. Esto es posible gracias al atlas de energía solar del Perú y la base de datos de la NASA. Debido a que no se encuentra una estación meteorológica que proporcione información mensual de la radiación solar presente a lo largo del año, se realiza una comparación entre los valores de estaciones meteorológicas aledañas a la región y los resultados proporcionado por la NASA, donde se obtuvo que los datos proporcionados por la esta eran 8,6 % mayores en la región de Piura y 10,65 % en la de Lambayeque, tomándose esta última como referencia para su corrección. Finalizado esto, se muestra la tendencia de la radiación solar en los últimos años. Para el diseño del proyecto se tomará como referencia el valor más bajo.

Tabla 5: Irradiación global horizontal Cajamarca – 2018

MES	IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL (kWh/m <sup>2</sup> /día)		
	Atlas de Energía Solar del Perú	Base de datos de la NASA	Datos NASA corregidos (Error 10,65%)
Enero	4,75	4,57	4,08
Febrero	4,75	4,63	4,14
Marzo	4,75	3,93	3,51
Abril	4,75	4,52	4,04
Mayo	4,75	4,40	3,93
Junio	4,75	5,18	4,63
Julio	4,75	5,64	5,04
Agosto	4,75	5,52	4,93
Setiembre	4,75	5,32	4,75
Octubre	4,75	5,65	5,05
Noviembre	4,75	6,14	5,49
Diciembre	4,75	5,21	4,66
<b>Promedio</b>	<b>4,75</b>	<b>5,06</b>	<b>4,52</b>

Figura 20: Irradiación solar en los últimos 10 años



Fuente: Base de datos de la NASA

### 4.3. Componentes del sistema solar fotovoltaico

#### 4.3.1. Paneles fotovoltaicos

Los paneles solares serán un total de 30 unidades, de marca ERA, policristalino de 320 watts. Las características del panel se muestran en el Anexo A.

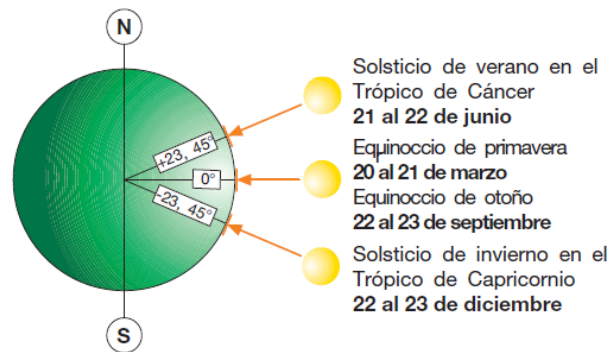
##### 4.3.1.1. Orientación de los paneles

Es de gran importancia en las instalaciones solares decidir la orientación óptima de los paneles para aprovechar la mayor cantidad de radiación posible. Según ABB en su cuaderno de aplicaciones técnicas N°10 en la práctica la incidencia de la radiación solar varía tanto en función de la latitud como de la declinación solar durante el año. De hecho, dado que el eje de rotación terrestre está inclinado unos  $23,45^\circ$  respecto al plano de la órbita terrestre alrededor del Sol, a una latitud definida la altura del Sol en el horizonte cambia diariamente. El Sol está posicionado en un ángulo de incidencia de  $90^\circ$



respecto a la superficie terrestre (cénit) en el ecuador los dos días de equinoccio y en los trópicos durante los solsticios.

Figura 21: Ángulo de incidencia del sol



Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas N° 10 Plantas fotovoltaicas, ABB

Los valores típicos son 0° para los módulos al norte, 180 para módulos al sur, -90° para módulos orientados al este y +90° para módulos orientados al oeste.

#### 4.3.1.2. Inclinação de los paneles

Cuando se diseña sistemas solares fotovoltaicos, uno debe tener en cuenta que los rayos solares nunca van a caer de manera perfectamente perpendicular, ya que esto variará de acuerdo con la zona de emplazamiento donde se proyecte la instalación. Como nos interesa que los paneles capten la mayor cantidad de radiación posible, debemos buscar la inclinación óptima de los paneles teniendo en cuenta la latitud y la estación del año en que se encuentra la región (ABB 2011), por lo cual se optó por usar la siguiente ecuación:

$$I_{OP} = 3,7 + 0,69 * (latitud)$$

$$I_{OP} = 3,7 + 0,69 * (7,156113)$$

$$I_{OP} = 8,64^{\circ}$$

#### 4.3.1.3. Distancia entre paneles

La distancia entre diferentes filas de paneles dependerá del Angulo de inclinación de estos, así que mientras más inclinado el panel se deberá mantener más distancia entre estos, con esto se logrará evitar pérdidas por sombras (Cornejo 2013). Para calcular la distancia mínima entre paneles solares hacemos uso de la siguiente formula:

$$H = (90^\circ - \text{Latitud del lugar}) - 23,5^\circ$$

$$D_{min} = L * (\text{Cosa} + \frac{\text{Sen}\alpha}{\text{Tg}H})$$

$$D_{min} = 2,15 \text{ m}$$

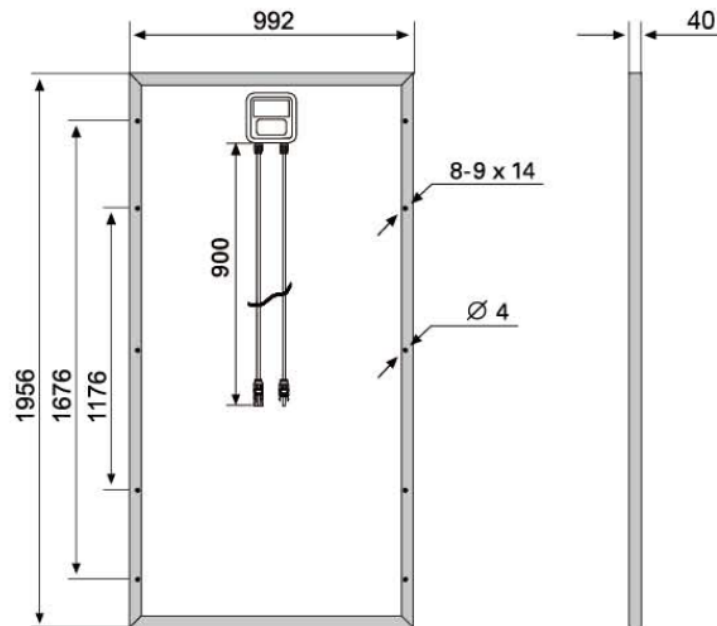
#### 4.3.1.4. Cálculo del número de paneles

El número de paneles dependerá de la potencia de instalación, la cual es de 9600 W. Si cada panel ERA seleccionado posee una potencia nominal de 320 Watts, solo necesitamos dividir la potencia total a suministrar entre la potencia nominal de cada panel, obteniendo así una cantidad de 30 paneles necesarios para la instalación.

La distribución de los paneles dependerá de las dimensiones de estos (1956x992x40mm), así como de las características del lugar de emplazamiento, el cual está ubicado en la azotea del lugar con unas dimensiones de unos 25x25m. Teniendo un espacio suficiente para su instalación.

Se proyecta disponer los paneles en dos filas, de 15 paneles cada uno conectados en serie, ambos ramales se conectarán en paralelo finalmente.

Figura 22: Dimensiones del panel Solar Era



Fuente: Era Solar

#### 4.3.2. Estructura de soporte

La estructura de soporte deberá ser la adecuada para la instalación, esta dependerá de la topología del lugar de emplazamiento, además de ser diseñado y construido teniendo en cuenta el ángulo de inclinación y la distancia mínima entre paneles. Estas consideraciones lograrán aumentar la eficiencia de la instalación.

#### 4.3.3. Inversor

Una vez instalado los generadores fotovoltaicos, estos suministrarán energía en corriente continua, pero como todos los aparatos eléctricos dentro del local funcionan con corriente alterna, se debe transformar aquella corriente. Esto es posible gracias a un inversor, el cual debe ser seleccionado teniendo en cuenta los parámetros de la instalación.

En el momento de realizar la elección del inversor debemos verificar que se encuentre equipado con un seguidor electrónico del punto máximo de potencia, para así obtener la máxima eficiencia energética del generador.

Los parámetros fundamentales que se deben tener en cuenta al momento de escoger el inversor son:

- Tensión y corriente en el punto de máxima potencia.
- Corriente de cortocircuito.
- Eficiencia, se refiere a la relación entre la energía suministrada y recibida.
- Forma de onda, esta deberá tener la misma forma que lo proveniente de la red eléctrica convencional.

#### **4.3.3.1. Tensión y corriente en el punto de máxima potencia**

Para poder escoger de manera adecuada nuestro inversor primero debemos conocer las características necesarias que debe tener este respecto a la instalación, por lo que primeramente debemos conocer la tensión de máxima potencia del generador, para lo cual multiplicaremos el número de paneles solares conectados en serie con la tensión de máxima potencia ( $V_{mpp}$ ) de cada panel solar:

$$V_{mpp_{TOTAL}} = V_{mpp} * N_s$$

$$V_{mpp_{TOTAL}} = 37,65 * 15$$

$$V_{mpp_{TOTAL}} = 564,75 \text{ V}$$

De la misma manera la corriente suministrada en el punto de máxima potencia del generador vendrá dada al multiplicar la corriente de punto de máxima potencia ( $I_{mpp}$ ) de cada panel solar por el número de paneles en paralelo:

$$I_{mpp_{TOTAL}} = I_{mpp} * N_p$$

$$I_{mpp_{TOTAL}} = 8,5 * 2$$

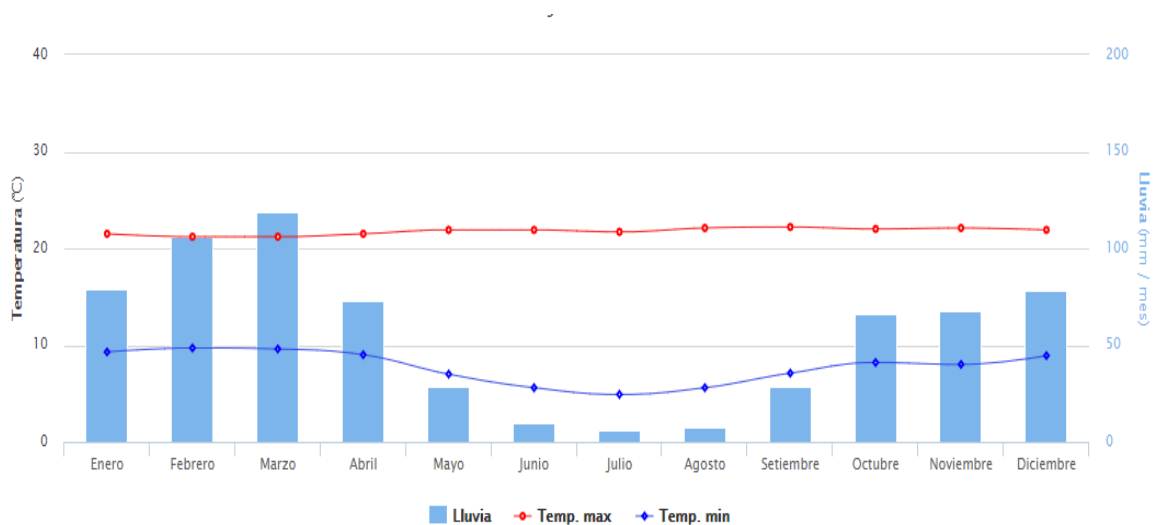
$$I_{mpp_{TOTAL}} = 17 \text{ A}$$

#### 4.3.3.2. Corrección de la tensión y corriente debido a la temperatura

Como los valores de tensión y corriente dado por los fabricantes son para una temperatura ambiente estándar de 25°C, debemos adaptarlos para la temperatura del lugar donde realizará la instalación, para lo cual primeramente se debe recopilar información de la temperatura en el lugar de instalación.

Según la información brindada por el Atlas de energía solar en el Perú, la estación meteorológica Augusto Weberbauer ubicada en la Universidad Nacional de Cajamarca, registra la temperatura más alta con 21,3°C y la temperatura más baja con 7,6°C.

Figura 23: temperatura máxima y mínima en Cajamarca



Fuente: [www.senamhi.gob.pe](http://www.senamhi.gob.pe)

Primero, se calcula la temperatura que alcanzarán las células de los paneles solares en el lugar de la instalación, lo cual se puede determinar con la siguiente ecuación (Fernández 2010):

$$T_p = T_a + \frac{(T_{ONC} - 20) * I}{800}$$

Donde:

- $T_p$  es la temperatura que alcanzara la célula del panel en el lugar de la instalación.
- $T_a$  es la temperatura ambiente del lugar donde serán instalado el sistema fotovoltaico.
- $T_{ONC}$  es la temperatura nominal de la célula cuando es sometida a una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup>, distribución espectral de AM 1,5 G, temperatura ambiente de 20°C y velocidad de viento de 1 m/s. ( $T_{ONC} = 45^\circ\text{C}$ ).
- $I$  es la irradiancia medida, la cual dependerá del periodo en que se encuentre ( $I=1000\text{W/m}^2$ ).

Segundo, para calcular la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida del panel solar, se hará uso del coeficiente de temperatura ( $V_{OC}$ ) proporcionado por el fabricante, mediante la siguiente ecuación:<sup>1</sup>

$$V_{OC(x^\circ\text{C})} = V_{OC(25^\circ\text{C})} + \Delta T * \Delta V_{OC(T)}$$

Donde:

- $V_{OC} (x^\circ\text{C})$  es la tensión de circuito abierto del panel solar a temperatura ambiente en el lugar de instalación.
- $V_{OC} (25^\circ\text{C})$  es la tensión de circuito abierto que da el fabricante del panel solar a temperatura estándar ( $V_{OC} (25^\circ\text{C}) = 45,45 \text{ V}$ ).

- $\Delta T$  es la variación de temperatura entre las condiciones estándar dadas por el fabricante y la del lugar donde será la instalación.
- $\Delta V_{OC(T)}$  es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel ( $\Delta V_{OC(T)} = -0,29506\%/^{\circ}K$ ).

Tercero, se calcula la corriente de cortocircuito, la cual se medirá a la salida del panel solar, haciendo uso del coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ) proporcionado por el fabricante, mediante la siguiente ecuación:<sup>1</sup>

$$I_{SC(X^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta I_{SC(T)}$$

Donde:

- $I_{SC(X^{\circ}C)}$  es la corriente de cortocircuito del panel solar a temperatura ambiente en el lugar de instalación.
- $I_{SC(25^{\circ}C)}$  es la corriente de cortocircuito que da el fabricante del panel solar a temperatura estándar ( $I_{SC(25^{\circ}C)} = 9,1 \text{ A}$ ).
- $\Delta T$  es la variación de temperatura entre las condiciones estándar dadas por el fabricante y la del lugar donde será la instalación.
- $\Delta I_{SC(T)}$  es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel ( $\Delta I_{SC(T)} = 0,08558\%/^{\circ}K$ ).

Una vez definida las ecuaciones respectivas para la corrección de los parámetros por temperatura en nuestra instalación, procedemos a encontrar dichos valores para nuestros ambos casos, el de temperatura más alta con  $21,3^{\circ}C$  y la temperatura más baja con  $7,6^{\circ}C$ . Lo cual nos permitirá saber los rangos que debe manejar el inversor a escoger.

### **Cálculo para la temperatura más alta $T = 21,3^{\circ}\text{C}$ :**

Primero, calculamos la temperatura que alcanzaran las células del panel solar en el lugar de instalación será:

$$T_p = T_a + \frac{(T_{ONC} - 20) * I}{800}$$

$$T_p = 21,3 + \frac{(45 - 20) * 1000}{800}$$

$$T_p = 52,55^{\circ}\text{C}$$

Segundo, calculamos la tensión de circuito abierto a la salida del panel solar con la temperatura ambiente del lugar de instalación:

$$V_{OC(21,3^{\circ}\text{C})} = V_{OC(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T * \Delta V_{OC(T)}$$

$$V_{OC(21,3^{\circ}\text{C})} = 45,45 + (25 - 21,3) * (-0,29506)$$

$$V_{OC(21,3^{\circ}\text{C})} = 44,36 \text{ V}$$

Tercero, calculamos la corriente de cortocircuito a la salida del panel solar con la temperatura ambiente del lugar de instalación:

$$I_{SC(21,3^{\circ}\text{C})} = I_{SC(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T * \Delta I_{SC(T)}$$

$$I_{SC(21,3^{\circ}\text{C})} = 9,1 + (25 - 21,3) * 0,08558$$

$$I_{SC(21,3^{\circ}\text{C})} = 9,42 \text{ A}$$

Finalmente, para lograr saber la tensión de circuito abierto que necesitará tener nuestro inversor, debemos multiplicar la tensión de circuito abierto a temperatura ambiente del panel calculado por la cantidad de paneles en serie.



De la misma manera para la corriente de cortocircuito, se multiplicará la corriente de cortocircuito a temperatura ambiente del panel calculado por la cantidad de paneles en paralelo:

$$V_{OC(21,3^{\circ}C)INVERSOR} = V_{OC(21,3^{\circ}C)} + Ns = 44,36 * 15 = 665,4 V$$

$$I_{SC(21,3^{\circ}C)INVERSOR} = I_{SC(21,3^{\circ}C)} + Np = 9,42 * 2 = 18,84 A$$

### **Cálculo para la temperatura más baja T = 7,6°C:**

Primero, calculamos la temperatura que alcanzaran las células del panel solar en el lugar de instalación será:

$$Tp = Ta + \frac{(T_{ONC} - 20) * I}{800}$$

$$Tp = 7,6 + \frac{(45 - 20) * 1000}{800}$$

$$Tp = 38,85 ^{\circ}C$$

Segundo, calculamos la tensión de circuito abierto a la salida del panel solar con la temperatura ambiente del lugar de instalación:

$$V_{OC(7,6^{\circ}C)} = V_{OC(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta V_{OC(T)}$$

$$V_{OC(7,6^{\circ}C)} = 45,45 + (25 - 7,6) * (-0,29506)$$

$$V_{OC(7,6^{\circ}C)} = 40,31 V$$

Tercero, calculamos la corriente de cortocircuito a la salida del panel solar con la temperatura ambiente del lugar de instalación:

$$I_{SC(7,6^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta I_{SC(T)}$$

$$I_{SC(7,6^{\circ}C)} = 9,1 + (25 - 7,6) * 0,08558$$

$$I_{SC(7,6^{\circ}C)} = 10,59 \text{ A}$$

Finalmente, para lograr saber la tensión de circuito abierto que necesitará tener nuestro inversor, debemos multiplicar la tensión de circuito abierto a temperatura ambiente del panel calculado por la cantidad de paneles en serie. De la misma manera para la corriente de cortocircuito, se multiplicará la corriente de cortocircuito a temperatura ambiente del panel calculado por la cantidad de paneles en paralelo:

$$V_{OC(7,6^{\circ}C)INVERSOR} = V_{OC(7,6^{\circ}C)} + Ns = 40,31 * 15 = 604,65 \text{ V}$$

$$I_{SC(7,6^{\circ}C)INVERSOR} = I_{SC(7,6^{\circ}C)} + Np = 10,59 * 2 = 21,18 \text{ A}$$

#### 4.3.3.3. Corrección de la tensión de máxima potencia

Como ultimo criterio antes de seleccionar un inversor se debe tener en cuenta los valores de tensión máxima de potencia en la instalación a temperatura ambiente.

Para obtener estos parámetros primero se debe conocer la variación por temperatura del voltaje de máxima potencia, conociendo que  $V_{mpp(T)} = 0,83 * \Delta V_{OC(T)}$  usaremos la siguiente ecuación:

$$\Delta V_{mpp(T)} = 0,83 * \Delta V_{OC(T)}$$

$$\Delta V_{mpp(T)} = 0,83 * (-0,29506)$$

$$\Delta V_{mpp(T)} = -0,245 \text{ \%/}^{\circ}\text{K}$$

Luego se obtiene las tensiones que alcanzaron los módulos en su punto de máxima potencia cuando se encuentren a temperatura ambiente, para nuestro caso será a temperatura de 21,3°C (temperatura de la célula a 52,55°C) y a

una temperatura de 7,6°C (temperatura de la célula a 38,85°C). Para lo cual se usarán las siguientes ecuaciones:

$$V_{mpp(52,55^{\circ}C)} = V_{mpp(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta V_{mpp(T)}$$

$$V_{mpp(52,55^{\circ}C)} = 37,65 + (52,55 - 25) * (-0.245)$$

$$V_{mpp(52,55^{\circ}C)} = 30.90 \text{ V}$$

$$V_{mpp(38,85^{\circ}C)} = V_{mpp(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta V_{mpp(T)}$$

$$V_{mpp(38,85^{\circ}C)} = 37,65 + (38,85 - 25) * (-0.245)$$

$$V_{mpp(38,85^{\circ}C)} = 34,26 \text{ V}$$

Finalmente podremos obtener el rango de tensiones de máxima potencia que deberá soportar el inversor, esto se logra multiplicando los valores de tensión de máxima potencia por la cantidad de paneles en serie existentes, los resultados se muestran a continuación:

$$V_{mpp(52,55^{\circ}C)} = V_{mpp(52,55^{\circ}C)} * N_s = 30,90 * 15 = 463,5 \text{ V}$$

$$V_{mpp(38,85^{\circ}C)} = V_{mpp(38,85^{\circ}C)} * N_s = 34,26 * 15 = 513.9 \text{ V}$$

#### **4.3.3.4. Selección del inversor**

Una vez calculado todos los parámetros necesarios en la instalación a temperatura ambiente, se procede a seleccionar un inversor que posea un rango de valores que abarque o satisfaga en un buen porcentaje nuestros parámetros calculados, los cuales se resumen a continuación:

Tabla 6: Rango de tensión y corriente para el inversor

<b>Temperatura durante el año (T)</b>	<b>Tensión de máxima potencia (Vmpp)</b>	<b>Tensión de circuito abierto (Voc)</b>	<b>Corriente de cortocircuito (Isc)</b>
Máxima temperatura (T=21,3°C)	463,5 V	665,4 V	18,84 A
Mínima temperatura (T=7,6°C)	513,9 V	604,65 V	21,18 A

De los valores obtenidos anteriormente y buscando un inversor que satisfaga de la mejor forma nuestros requerimientos para nuestra instalación se decide optar por el inversor Sunny Mini Central 10000TL con Reactive Power Control. Este inversor posee unas características a su entrada CC que se adaptan a nuestros parámetros calculados, estas se muestran en la siguiente tabla como en el Anexo B.

Tabla 7: Entrada CC de Sunny Mini Central 10000 TL

Potencia de CC máxima con $\cos \varphi = 1$	10 350 W
Tensión de entrada máxima	700 V
Rango de tensión MPP	333 V ... 500 V
Tensión asignada de entrada	350 V
Tensión de entrada mínima	333 V
Tensión de entrada de inicio	400 V
Corriente de entrada máxima	31 A
Corriente de entrada máxima por string**	31 A
Número de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes	1
Strings por entrada MPP	5

#### 4.3.4. Cableado

El sistema solar fotovoltaico necesitará distintos tipos de cable a lo largo de su instalación, ya que las características necesarias entre tramos de conexión son distintas para cada caso, variando así la sección necesaria para cada conductor debido al valor de corriente que circulará por ellos.

Todos los cables y conductores utilizados para la instalación en los distintos tramos deberán ser de aplicación para lugares y ambientes poco ventilados, retardante a la llama, baja emisión de humos tóxicos y libres de halógenos: del tipo NH-80 (0.6/1KV). Para el cálculo del cable a utilizar se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- La corriente admisible por el conductor debe ser superior a la real.
- La caída de tensión máxima que produzca el cable cuando circule corriente por él debe ser menor a la permisible. Para instalaciones fotovoltaicas con conexión a red se debe tener en cuenta que la caída de tensión en la parte de corriente continua no debe exceder el 1,5% (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía 2011) y en la corriente alterna no exceda el 2,5%.
- La conductividad del elemento conductor, para nuestro estudio se usa cobre, el cual posee una conductividad de  $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ .
- Las características del lugar de instalación pueden afectar al conductor, por lo que debe tener el aislamiento adecuado.
- L es la longitud del conductor(m), el cual debe ser el menor posible, para así evitar caídas de tensión y excesos en el presupuesto.

Para el cálculo de la sección del conductor en el tramo de corriente continua, se usará la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 * L * I_{cc}}{C * u * U}$$

Donde:

- S es la sección del conductor (mm<sup>2</sup>).
- L es la longitud del conductor(m).
- I<sub>cc</sub> es la corriente máxima que circulara por los conductores, siendo así la de cortocircuito de los paneles.
- u es la caída máxima de tensión permitida dentro de la conexión.
- C es la conductividad del elemento conductor, para nuestro estudio se usa cobre, el cual posee una conductividad de 56 m/Ω\*mm<sup>2</sup>.
- U es la tensión de la red eléctrica convencional, la cual es de 220V.

Para el tramo de corriente alterna, el cual se encuentra aguas abajo del inversor, se utilizará la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 * L * P}{C * u * U}$$

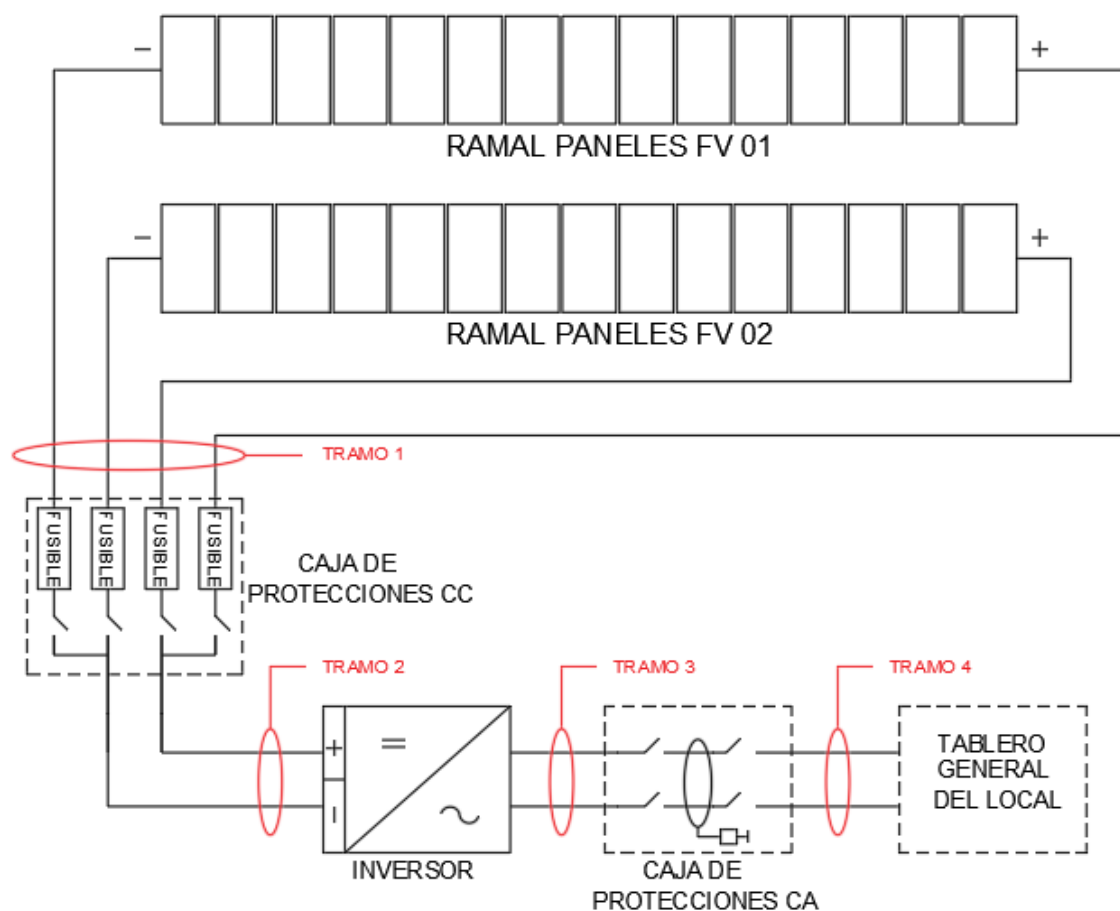
Donde:

- S es la sección del conductor (mm<sup>2</sup>).
- L es la longitud del conductor(m).
- P es la potencia máxima que transporta el cable.
- u es la caída máxima de tensión permitida dentro de la conexión.

- C es la conductividad del elemento conductor, para nuestro estudio se usa cobre, el cual posee una conductividad de  $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ .
- U es la tensión de la red eléctrica convencional, la cual es de 220V.

El cálculo de la sección necesaria del cable se realizará por tramos de conexión, ya que entre ellos varía la sección a utilizar, la cantidad de corriente que circula por él y el número de conductores necesarios, tal y como se muestra en la siguiente figura.

Figura 24: Tramos de cableado y conexiones



#### 4.3.4.1. Tramo 01: Paneles a caja de protección CC

Este tramo comprende la conexión desde la salida de los dos ramales compuestos por los paneles solares hasta la caja de protecciones en corriente

continua. Aquí llegarán los conductores positivos y negativos de los dos ramales. A la vez se encontrarán los dispositivos de protección para corriente continua de la instalación.

Los parámetros necesarios para realizar el cálculo en este tramo de la sección del cable son:

- $L$  que es la longitud del conductor (m). Para nuestro tramo se tomará como referencia la distancia entre el punto de conexión a la caja de protección CC y el panel más alejado, a la vez se le asignará un porcentaje extra del 10%, por motivos de seguridad y de mantenimiento, obteniendo así una longitud de 16,5 m.
- $I_{cc}$  es la corriente máxima que circulara por los conductores, siendo la de cortocircuito de los paneles. Para nuestro tramo, cada ramal suministrará la misma corriente de cortocircuito de cada panel solar, debido a que los paneles están conectados en serie, Teniendo así un valor de 9,1 A.
- $u$  es la caída máxima de tensión permitida dentro de la conexión. Para nuestro estudio se tomará como referencia un porcentaje del 1,5 % de caída de tensión según Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. Entonces la caída de tensión causada en el voltaje de máxima potencia a la salida del ramal sería de 8,47 V.
- $C$  es la conductividad del elemento conductor, para nuestro estudio se usa cobre, el cual posee una conductividad de  $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ .

Al tratarse de un tramo donde circulara corriente continua se utiliza la fórmula para conductores en corriente continua:

$$S = \frac{2 * L * I_{cc}}{C * u} = \frac{2 * 16,5 * 9,1}{56 * 8,47} = 0,63 \text{ mm}^2$$



#### 4.3.4.2. Tramo 02: Caja de protección CC al inversor

Este tramo comprende la conexión desde la caja de protección CC hasta el inversor. De la caja de protecciones saldrán dos cables uno positivo y otro negativo los cuales suministran la corriente proveniente de los dos ramales de paneles solares, llegando de esa manera al inversor, el cual se encargará de convertir la corriente continua en alterna.

Los parámetros necesarios para realizar el cálculo en este tramo de la sección del cable son:

- $L$  que es la longitud del conductor (m). Para nuestro tramo se tomará como referencia la distancia entre la caja de protecciones CC y el inversor, a la vez se le asignará un porcentaje extra del 10%, por motivos de seguridad y de mantenimiento, obteniendo así una longitud de 22 m.
- $I_{cc}$  es la corriente máxima que circulara por los conductores. Para nuestro tramo, la corriente suministrada llegará de los dos ramales siendo la misma corriente de cortocircuito de cada panel solar multiplicado por dos, debido a que estos ramales están conectados en paralelo, Teniendo así un valor de 18,2 A.
- $u$  es la caída máxima de tensión permitida dentro de la conexión. Para nuestro estudio se tomará como referencia un porcentaje del 1,5 % de caída de tensión según Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. Entonces la caída de tensión causada en el voltaje de máxima potencia a la salida sería de 8,47 V.
- $C$  es la conductividad del elemento conductor, para nuestro estudio se usa cobre, el cual posee una conductividad de  $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ .

Al tratarse de un tramo donde circulara corriente continua se utiliza la fórmula para conductores en corriente continua:

$$S = \frac{2 * L * I_{cc}}{C * u} = \frac{2 * 22 * 18,2}{56 * 8,47} = 1,68 \text{ mm}^2$$

#### **4.3.4.3. Tramo 03: Inversor a caja de protección CA**

Este tramo comprende la conexión desde el inversor a la caja de protección CA. Del inversor saldrán dos cables para una conexión monofásica hacia una caja de protección de corriente alterna, el cual servirá no solo como sistema de protección sino también punto de desconexión manual del sistema con la carga asignada, facilitando así trabajos por mantenimiento.

Los parámetros necesarios para realizar el cálculo en este tramo de la sección del cable son:

- L que es la longitud del conductor (m). Para nuestro tramo se tomará como referencia la distancia entre la caja de protecciones CA y el inversor, a la vez se le asignará un porcentaje extra del 10%, por motivos de seguridad y de mantenimiento, obteniendo así una longitud de 4,4 m.
- P es la potencia máxima que suministra el sistema. Para nuestro tramo, será la potencia que puede suministrar nuestro inversor a la salida de CA, Teniendo así un valor de 10000 W.
- u es la caída máxima de tensión permitida dentro de la conexión. Para nuestro estudio se tomará como referencia un porcentaje del 2,5 % de caída de tensión según el Código Nacional de Electricidad – Utilización en la sección 050-102. Además, el voltaje a la salida del inversor debe ser el mismo proveniente de la red eléctrica de baja tensión, el cual es de 220 V.

Por lo tanto, la caída de tensión causada en el voltaje de salida del inversor sería de 5,5 V.

- C es la conductividad del elemento conductor, para nuestro estudio se usa cobre, el cual posee una conductividad de 56 m/Ω\*mm<sup>2</sup>.
- U es la tensión de la red eléctrica convencional, la cual es de 220V.

Al tratarse de un tramo donde circulara corriente alterna se utiliza la fórmula para conductores en CA:

$$S = \frac{2 * L * P}{C * u * U} = \frac{2 * 4,4 * 10000}{56 * 4,4 * 220} = 1,62 \text{ mm}^2$$

#### **4.3.4.4. Tramo 04: Caja de protección CA a tablero general de la carga**

Este tramo comprende la conexión desde la caja de protección CA al tablero general de la carga. De la caja de protección saldrán dos cables para una conexión monofásica hacia una caja de protección de corriente alterna, el cual servirá no solo como sistema de protección sino también punto de desconexión manual del sistema con la carga asignada, facilitando así trabajos por mantenimiento.

Los parámetros necesarios para realizar el cálculo en este tramo de la sección del cable son:

- L que es la longitud del conductor (m). Para nuestro tramo se tomará como referencia la distancia entre la caja de protecciones CA y el tablero general de conexiones de la carga, a la vez se le asignará un porcentaje extra del 10%, por motivos de seguridad y de mantenimiento, obteniendo así una longitud de 2,2 m.

- P es la potencia máxima que suministra el sistema. Para nuestro tramo, será la potencia que puede suministrar nuestro inversor a la salida de CA, Teniendo así un valor de 10000 W.
- u es la caída máxima de tensión permitida dentro de la conexión. Para nuestro estudio se tomará como referencia un porcentaje del 2,5 % de caída de tensión según el Código Nacional de Electricidad – Utilización en la sección 050-102. Además, el voltaje a la salida del inversor debe ser el mismo proveniente de la red eléctrica de baja tensión, el cual es de 220 V. Por lo tanto, la caída de tensión causada en el voltaje de salida del inversor sería de 5,5 V.
- C es la conductividad del elemento conductor, para nuestro estudio se usa cobre, el cual posee una conductividad de 56 m/Ω\*mm<sup>2</sup>.
- U es la tensión de la red eléctrica convencional, la cual es de 220V.

Al tratarse de un tramo donde circulara corriente alterna se utiliza la fórmula para conductores en CA:

$$S = \frac{2 * L * P}{C * u * U} = \frac{2 * 2,2 * 10000}{56 * 4,4 * 220} = 0,81 \text{ mm}^2$$

#### **4.3.4.5. Selección del tipo de cable**

Debido a que los valores obtenidos no están normalizados, se procede a realizar la selección de conductores teniendo en cuenta dos consideraciones. Primero la sección de cable escogida debe ser superior a la calculada y por último el tipo de cable escogido debe soportar la corriente que circule por este, garantizando de esta manera un buen funcionamiento del sistema.

El tipo de cable escogido para nuestro sistema es de la marca INDECO del tipo NH-80, que nos brindará mayor seguridad en la instalación, sus conductores son de cobre electrolítico recocido, sólido o cableado. Aislamiento de compuesto termoplástico no halogenado HFFR, es retardante a la llama, baja emisión de humos tóxicos y libre de halógenos. Su tabla de datos técnicos con la cual seleccionaremos nuestra sección del cable se muestra a continuación:

Tabla 8: Tabla de datos técnicos NH-80

CALIBRE CONDUCTOR	N° HILOS	DIAMETRO HILO	DIAMETRO CONDUCTOR	ESPESOR AISLAMIENTO	DIAMETRO EXTERIOR	PESO	AMPERAJE (*)	
							AIRE	DUCTO
mm <sup>2</sup>		mm	mm	mm	mm	Kg/Km	A	A
1.5	7	0.52	1.50	0.7	2.9	20	18	14
2.5	7	0.66	1.92	0.8	3.5	31	30	24
4	7	0.84	2.44	0.8	4.0	46	35	31
6	7	1.02	2.98	0.8	4.6	65	50	39
10	7	1.33	3.99	1.0	6.0	110	74	51
16	7	1.69	4.67	1.0	6.7	167	99	68
25	7	2.13	5.88	1.2	8.3	262	132	88
35	7	2.51	6.92	1.2	9.3	356	165	110
50	19	1.77	8.15	1.4	11.0	480	204	138
70	19	2.13	9.78	1.4	12.6	678	253	165
95	19	2.51	11.55	1.6	14.8	942	303	198
120	37	2.02	13.00	1.6	16.2	1174	352	231
150	37	2.24	14.41	1.8	18.0	1443	413	264
185	37	2.51	16.16	2.0	20.2	1809	473	303
240	37	2.87	18.51	2.2	22.9	2368	528	352
300	37	3.22	20.73	2.4	25.5	2963	633	391

Fuente: INDECO S.A

Una vez que se ha seleccionado el tipo de sección normalizada, teniendo en cuenta los criterios anteriormente expuestos, logramos obtener un cuadro final del tipo de cable a utilizar en cada tramo, el cual se muestra a continuación:

Tabla 9: Conductores seleccionados para el sistema

PARAMETROS CALCULADOS				CABLE SELECCIONADO INDECO NH-80	
TRAMO	SECCION TEORICA (mm <sup>2</sup> )	LONGITUD (m)	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (A)	SECCION (mm <sup>2</sup> )	AMPERAJE (A)
1	0,63	16,5	9,1	1.5	14
2	1,68	22,0	18,2	2.5	24
3	1,62	4,4	44	10	51
4	0,81	2,2	44	10	51

El tendido del cable se realizará en tubos de montaje superficial o empotrados según indique la definición del Reglamento Eléctrico de Baja Tensión (REBT) en la norma ITC-BT-19. El trazado de tubos será de tal manera que buscará el mínimo tendido de cable, para así evitar pérdidas energéticas y exceso de presupuesto, buscando a la vez una armonía con la arquitectura e instalaciones del local.

#### 4.3.5. Puesta a tierra

En una instalación eléctrica es de suma importancia, poseer una puesta a tierra, la cual protege no solo a la instalación, sino también a quienes la operan.

Según el Código Nacional de electricidad – Utilización en su sección 060, la puesta a tierra debe tener las características necesarias para los siguientes propósitos:

- Proteger y cuidar la vida e integridad física de las personas de las consecuencias que puede ocasionar una descarga eléctrica, y evitar daños

a la propiedad, enlazando a tierra las partes metálicas normalmente no energizadas de las instalaciones, equipos, artefactos, etc.

- Limitar las tensiones en los circuitos cuando queden expuestos a tensiones superiores a las que han sido diseñados.
- En general, para limitar la tensión de fase a tierra a 250 V, o menos, en aquellos circuitos de corriente alterna que alimentan a sistemas de alumbrado interior.
- Limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas en aquellos circuitos que están expuestos a estos fenómenos.
- Facilitar la operación de equipos y sistemas eléctricos.

Para nuestra instalación se conectará a tierra todas las partes metálicas dentro de esta, como son la estructura metálica de soporte de los paneles, tableros y carcazas a las barras de tierra del mismo local. La longitud del cable necesario para aterrizar esto será la sumatoria de longitud los tramos de cableado anteriormente descritos, obteniendo así una longitud de 45,1 m, para lo cual se usará cable INDECO NH-80 de 1,5 mm<sup>2</sup> de sección.

Se debe tener en cuenta que el valor de la resistencia de la puesta a tierra debe ser tal que, cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a las permitidas y no debe ser mayor a 25  $\Omega$  (Ministerio de Energía y minas 2006).

#### **4.3.6. Protecciones**

Las protecciones son de suma importancia, no solo en instalaciones fotovoltaicas sino en todo tipo de instalaciones eléctricas. Estas se encargarán de proteger la instalación y a las personas que la manipulen. De la misma

manera facilitan la conexión y desconexión por tramos, siendo de gran ayuda en caso se requiera realizar algún mantenimiento a lo largo de sus componentes.

Al igual como se calculó el cableado de la instalación, las protecciones se calcularán por tramos, siendo necesario calcular las protecciones para los componentes que trabajarán con corriente continua, así como los que trabajarán con corriente alterna. Esto es debido a que las protecciones varían de acuerdo con la naturaleza de la corriente dentro del sistema.

Aunque los parámetros en la corriente continua son distintos para la corriente alterna, al momento de seleccionar estos se tendrá en cuenta el mismo criterio. Donde la corriente que activa al dispositivo de protección debe ser mayor a la corriente que circulara por el conductor y menor a la soportada por el cable. La relación que deben tener los dispositivos de protección se muestra a continuación:

$$I_U \leq I_N \leq I_M$$

Donde:

- $I_U$  es la corriente de utilización que circulara por el conductor.
- $I_N$  es la corriente nominal de activación del dispositivo de protección.
- $I_M$  es la corriente máxima admisible el conductor.

#### **4.3.6.1. Protecciones de corriente continua**

Para la selección de protecciones con corriente continua, el proyectista debe tener mucho cuidado ya que la interrupción de corrientes de este tipo genera más problemas que con la corriente alterna, esto debido a que en la corriente alterna existe un paso natural de la corriente por el cero en cada semiperiodo,



al cual corresponde un apagado espontáneo del arco que se forma cuando se abre el circuito. Mientras que, en la corriente continua, esta debe ser disminuida hasta anularse, de no hacerlo daría lugar a elevadas sobretensiones.

### **Fusibles:**

El primer elemento de protección para considerar a la salida de los conductores es el uso de fusibles, los cuales podrán proteger a los conductores de sobre intensidades de corriente, las cuales de producirse realizarán la apertura del circuito.

Estos fusibles se encontrarán dentro de la caja de protecciones y serán uno por cada conductor proveniente de los ramales. Como de los ramales provienen 4 conductores, 2 positivos y 2 negativos, se colocará 4 fusibles. Para la selección del tipo de fusible se tendrá en la relación antes descrita, como la sección de conductor que llega en ese tramo es de 1,5 mm<sup>2</sup> tendremos los siguientes parámetros:

- $I_U = I_{mpp} \text{ módulo} = 8,5 \text{ A}$
- $I_M = I_{max} \text{ admisible} = 14 \text{ A}$

Nuestra relación para la selección de la corriente nominal del elemento de protección quedará así:

$$I_U \leq I_N \leq I_M$$

$$8,5 \leq I_N \leq 14$$

$$I_N = 10 \text{ A}$$

Por lo tanto, se utilizarán fusibles de 10 A a la salida de cada conductor proveniente del ramal, estos se encontrarán dentro de la caja de protecciones. El tipo de fusible seleccionado es de la marca DF ELECTRIC modelo 491620, el cual posee una corriente de trabajo de 10 A y una tensión de operación de hasta 1Kv CC, ideal para protección en aplicaciones fotovoltaicas.

Figura 25: Fusible DF ELECTRIC 491620



Fuente: DF ELECTRIC

#### **Interruptor termomagnético:**

El interruptor termomagnético es aquel que corta la corriente eléctrica del circuito automáticamente y protegerá a la instalación si la corriente que circula por el conductor sobrepasa el valor nominal de este dispositivo de protección, brindando así seguridad a la instalación eléctrica.

De la misma manera como se seleccionaron los fusibles, se hará para los interruptores termomagnéticos, los cuales estarán conectados con los conductores provenientes de cada ramal, por lo que se requerirá el uso de dos interruptores de ese tipo, como la sección de conductor que llega en ese tramo es de 1,5 mm<sup>2</sup> tendremos los siguientes parámetros:

- $I_U = I_{mpp} \text{ módulo} = 8,5 \text{ A}$
- $I_M = I_{max} \text{ admisible} = 14 \text{ A}$

Entonces nuestra relación para la selección de la corriente nominal del elemento de protección quedará así:

$$I_U \leq I_N \leq I_M$$

$$8,5 \leq I_N \leq 14$$

$$I_N = 10 \text{ A}$$

Por lo tanto, se usarán dos interruptores termomagnéticos de 10 A para corriente continua. La marca recomendada para este tipo de protecciones es el interruptor termomagnético ABB del modelo S802PV-S10, el cual posee dos polos, con una intensidad de corriente de 10 A y una operación de voltaje CC de hasta 800 V.

Figura 26: Interruptor termomagnético ABB



Fuente: Catálogo de productos ABB

#### 4.3.6.2. Protecciones CA

Para las protecciones de corriente alterna, se tendrá el mismo criterio de selección que se tuvo en las protecciones de corriente continua. Estas se encontrarán aguas debajo del inversor, la cual protegerá todos los componentes que funcionen con corriente alterna dentro de la instalación, la

cual a su salida ira conectada a la barra de conexión del tablero general del local donde se plantea realizar el proyecto. Estos componentes estarán dentro de un tablero, el cual se encontrará cerca del tablero general. Los componentes de protección dentro de este serán:

#### **A) Interruptor termomagnético:**

De la misma manera como se seleccionaron anteriormente, se hará para este caso. Este interruptor servirá como protección del cable que transporta corriente alterna, además de servir como seccionador e interruptor termomagnético general. Como el conductor en este tramo posee una sección de 10 mm<sup>2</sup>, los parámetros a considerar para su selección serán los siguientes:

- $I_U = I_{\max}$  salida del inversor = 44 A
- $I_M = I_{\max}$  admisible = 51 A

Entonces nuestra relación para la selección de la corriente nominal del elemento de protección quedará así:

$$I_U \leq I_N \leq I_M$$

$$44 \leq I_N \leq 51$$

$$I_N = 50 \text{ A}$$

Por lo tanto, se usarán un interruptor termomagnético de 50 A CA. La marca recomendada para este tipo de protecciones es el interruptor termomagnético ABB del modelo M202-50A, el cual posee dos polos, con una intensidad de corriente de 50 A.

## **B) Interruptor diferencial:**

El interruptor diferencial es aquel que brinda protección a las personas contra descargas eléctricas, tanto en contactos directos como en contactos indirectos. Además, es de gran ayuda ya que puede detectar fugas de energía en la carga. Nunca debe considerarse como un reemplazo de la instalación de puesta a tierra, ya que ambas poseen funciones específicas. Según el Código Nacional de Electricidad este dispositivo de corriente residual debe tener una sensibilidad adecuada y ser del tipo selectivo para fines de coordinación con los dispositivos de corriente residual de alta sensibilidad (30 mA), que se deben instalar en el tablero de la unidad de vivienda.

Este dispositivo de protección se seleccionará teniendo como referencia la selección hecha anteriormente con el interruptor termomagnético, siendo su valor mayor o igual al anterior mencionado. Este interruptor servirá como protección al personal o consumidor de energía dentro del establecimiento a suministrar energía. Como el interruptor termomagnético en la caja de conexiones CA posee una corriente nominal de 50A, el interruptor diferencial debe ser uno igual o mayor a este. Pero debido a que no existen interruptores diferenciales con una corriente normalizada de 50 A, se seleccionó la inmediata superior a esta.

Por lo tanto, se usarán un interruptor diferencial de 63 A. La marca recomendada para este tipo de protecciones es el interruptor termomagnético ABB del modelo AR F202 AC-63/0,03, el cual posee dos polos, con una sensibilidad de 30 mA y una intensidad de corriente nominal igual a 63 A.

Figura 27: Interruptor diferencial ABB



Fuente: Catálogo de productos ABB

### **C) Interruptor de interconexión**

Si bien este tipo de interruptores sirven para la conexión e instalación del sistema solar fotovoltaico con la carga y viceversa, el inversor seleccionado SUNNY MINICENTRAL 10000TL posee estas funciones, como son funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia. Además, este inversor posee separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas.

### **D) Inhibidor de energía a la red**

Este tipo de dispositivos evitarán la inyección de energía a la red, lo cual es necesario debido a la legislación vigente, ya que las instalaciones solares que inyecten electricidad sobrante a la red, podrían estar expuestas a sanciones penales.

Además, esta la posibilidad de que el contador de energía instalado por la empresa de distribución local cuente la energía sobrante que se inyecta a la red como un consumo realizado por el local, lo cual conllevaría a pérdidas económicas y la inviabilidad económica del proyecto.

Por lo cual se instalará en la caja general un sistema electrónico Zero Box MR2 4500 W de la marca lidarsolar, para evitar inyectar a la red de manera simple y segura.

#### **4.4. Horario de funcionamiento del sistema solar fotovoltaico**

Como nuestro tipo de instalación trabajará de manera dual con la red eléctrica. El elemento que controlará el horario de funcionamiento de la instalación fotovoltaica será el Inversor. Nuestro inversor seleccionado SUNNY MINICENTRAL 10000 TL, el cual dispone de un sistema de control que le permite un funcionamiento completamente automatizado. Durante los periodos nocturnos el inversor permanece a la espera comprobando los valores de tensión de la red y del sistema solar fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador fotovoltaico aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor que comienza a inyectar energía a la carga.

Para nosotros tener una referencia de la cantidad de horas durante día que tendrá nuestro lugar de instalación, buscamos información en The National Oceanic and Atmospheric Administration - NOAA (2002), el cual nos brinda información de hora de salida del sol (HS), hora de puesta del sol (HP) y duración astronómica del día (N), para diferentes valores de latitud.

Tabla 10: Horas diurnas durante el día

Lat (S)	0°			2°			4°			6°			8°		
	HS	HP	N	HS	HP	N	HS	HP	N	HS	HP	N	HS	HP	N
Ene	06:06	18:13	12.1	06:03	18:16	12.2	06:00	18:19	12.3	05:56	18:22	12.4	05:53	18:26	12.6
Feb	06:11	18:18	12.1	06:09	18:19	12.2	06:07	18:21	12.2	06:05	18:23	12.3	06:03	18:25	12.4
Mar	06:06	18:12	12.1	06:05	18:12	12.1	06:05	18:13	12.1	06:05	18:13	12.1	06:04	18:13	12.2
Abr	05:57	18:03	12.1	05:58	18:02	12.1	05:59	18:01	12.0	06:01	17:59	12.0	06:02	17:58	11.9
May	05:53	18:00	12.1	05:56	17:57	12.0	05:58	17:54	11.9	06:01	17:52	11.9	06:04	17:49	11.8
Jun	05:57	18:04	12.1	06:00	18:01	12.0	06:04	17:57	11.9	06:07	17:54	11.8	06:11	17:50	11.7
Jul	06:02	18:10	12.1	06:06	18:06	12.0	06:09	18:03	11.9	06:12	18:00	11.8	06:15	17:57	11.7
Ago	06:01	18:08	12.1	06:03	18:06	12.1	06:05	18:04	12.0	06:07	18:02	11.9	06:09	18:00	11.9
Set	05:52	17:58	12.1	05:52	17:58	12.1	05:53	17:58	12.1	05:53	17:57	12.1	05:54	17:57	12.1
Oct	05:42	17:49	12.1	05:41	17:50	12.2	05:40	17:52	12.2	05:39	17:53	12.2	05:38	17:54	12.3
Nov	05:41	17:48	12.1	05:35	17:51	12.3	05:36	17:54	12.3	05:33	17:56	12.4	05:30	17:59	12.5
Dic	05:51	17:59	12.1	05:48	18:02	12.2	05:45	18:06	12.4	05:41	18:09	12.5	05:38	18:13	12.6

Fuente: Atlas de Energía Solar del Perú

De la información anterior mostrada, ubicándonos dentro de la latitud donde se encuentra la instalación podemos obtener un promedio de horas diurnas efectivas durante el día, el cual es de 12 horas y 7 minutos.

Pero para poder nosotros conocer las horas en que nuestra instalación entregara su máxima potencia, debemos conocer el tiempo de heliofanía en el lugar de la instalación. La Heliofanía o horas solar pico es el tiempo, en horas, durante el cual el sol tiene un brillo solar efectivo, en el que la energía solar directa alcanza o excede un valor umbral variable entre 120 y 210 W/m<sup>2</sup>, que depende de su localización geográfica, del equipo, del clima y del tipo de banda utilizada para el registro (WMO, 1 992). También se le suele denominar “brillo solar” ó “insolación” (Villegas y Carlos 2003).

Según el Atlas de Energía Solar del Perú, la estación Augusto Weberbauer ubicada en La universidad Nacional de Cajamarca, registra un promedio de Horas solar pico durante el día de 06 horas. Pero si deseamos tener un cálculo



más preciso del comportamiento de las horas solar pico a lo largo del año debemos considerar que un Panel Fotovoltaico horizontal puede recibir una radiación nominal en las condiciones estándar de 1000 W/m<sup>2</sup> como referencia.

Por lo que para conocer las horas-pico de un determinado sitio, se divide el valor de la irradiación global horizontal entre 1000 Wh/m<sup>2</sup> (pico de irradiación) cuyo resultado será la cantidad de horas solares pico. Los resultados para nuestro lugar de instalación se muestran a continuación:

Tabla 11: Horas sol pico

MES	HORAS SOL PICO
Enero	4,08
Febrero	4,14
Marzo	3,51
Abril	4,04
Mayo	3,93
Junio	4,63
Julio	5,04
Agosto	4,93
Setiembre	4,75
Octubre	5,05
Noviembre	5,49
Diciembre	4,66
<b>Promedio</b>	<b>4,52</b>

De acuerdo a las características de nuestro inversor, nuestro sistema puede operar durante el día con una inyección de energía no mayor a 12 horas, la cual será monitoreada por el inversor SUNNY MINICENTRAL 10000 TL, inyectando energía paulatinamente a medida que va amaneciendo y disminuyendo de la misma forma al atardecer.

A la vez nuestra instalación logrará funcionar en su máxima potencia con unas horas sol pico de 05 horas y 29 minutos como máximo en el mes de noviembre y 03 horas con 30 minutos como mínimo en el mes de marzo.

#### **4.5. Cálculo energético**

En esta sección del capítulo se buscará calcular la energía anual que puede suministrar nuestra instalación, teniendo en cuenta los parámetros necesarios para su cálculo, como son la potencia de instalación, las pérdidas energéticas y rendimiento del sistema.

Para poder tener un resultado más acertado de nuestro cálculo energético se hará uso del software PVSYST 6.7.0, el cual nos puede brindar una simulación de la instalación proyectada. Obteniendo de esta manera la energía anual producida por nuestro sistema FV en un Angulo óptimo de 8,64° de inclinación orientado hacia el norte, de la misma manera te calcula las perdidas energéticas y brinda los resultados teniendo en cuenta los parámetros técnicos de los componentes en la instalación.

Finalmente, el software te brinda un informe final de resultados y parámetros de la instalación proyectada.

##### **4.5.1. Pérdidas energéticas**

La energía que suministrará el sistema solar FV va a ser menor a la energía solar incidente captada debido a una serie de pérdidas las cuales se incluyen en un factor de rendimiento energético llamado Performance Ratio. Este valor suele oscilar entre un 70-75%, si el valor resultante es mayor del 75% el sistema fotovoltaico es óptimo. Los principales tipos de pérdidas se detallan a continuación (Fernández 2010):

##### **Perdidas por no cumplimiento de la potencia nominal ( $\eta_{PN}$ ):**

Este tipo de pérdidas dependerán del fabricante, ya que los módulos obtenidos en el proceso de fabricación no son todos iguales, existe dispersión

en su potencia nominal respecto de su medida estándar, normalmente su potencia oscila entre un  $\pm 5\%$  o  $\pm 10\%$ .

#### **Pérdidas de conexionado o mismatch ( $\eta_M$ ):**

Estas pérdidas se originan en la conexión de módulos fotovoltaicos, cuando estos tienen potencias ligeramente diferentes, se suele reducir este tipo de pérdidas con una instalación ordenada de potencias de los módulos.

#### **Pérdidas por polvo y suciedad ( $\eta_{PS}$ ):**

La acumulación de polvo y suciedad generan una disminución de la potencia de un generador fotovoltaico, estas a su vez generarían una disminución de la corriente y tensión que entrega el generador. También aumentan las pérdidas por conexionado y por formación de puntos calientes.

#### **Pérdidas angulares y espectrales ( $\eta_{AS}$ ):**

Estas pérdidas se producen debido a que los rayos del sol no inciden de manera perpendicular sobre el emplazamiento, sino con un ángulo determinado, haciendo variar la incidencia de la radiación y el espectro, lo cual implicaría pérdidas de potencia adicionales.

#### **Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado ( $\eta_{ohm}$ ):**

Se dan tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna generado por las caídas de tensión, estas pérdidas dependerán del tipo de conductor, sección y forma usados en la instalación.

**Pérdidas por temperatura ( $\eta_{temp}$ ):**

Estas pérdidas dependen de los factores ambientales donde estará localizado la zona de emplazamiento como son la irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento. Generalmente se producen más pérdidas en lugares cálidos que en lugares fríos con un aproximado de 4% por cada 10°C de aumento de su temperatura de operación del módulo fotovoltaico.

**Pérdidas por rendimiento del inversor ( $\eta_{in}$ ):**

El inversor fotovoltaico de conexión a red es un dispositivo que presenta unas determinadas pérdidas en sus elementos de conmutación. Es importante seleccionar el inversor adecuado en función de la potencia del generador fotovoltaico.

**Pérdidas por sombreado ( $\eta_{so}$ ):**

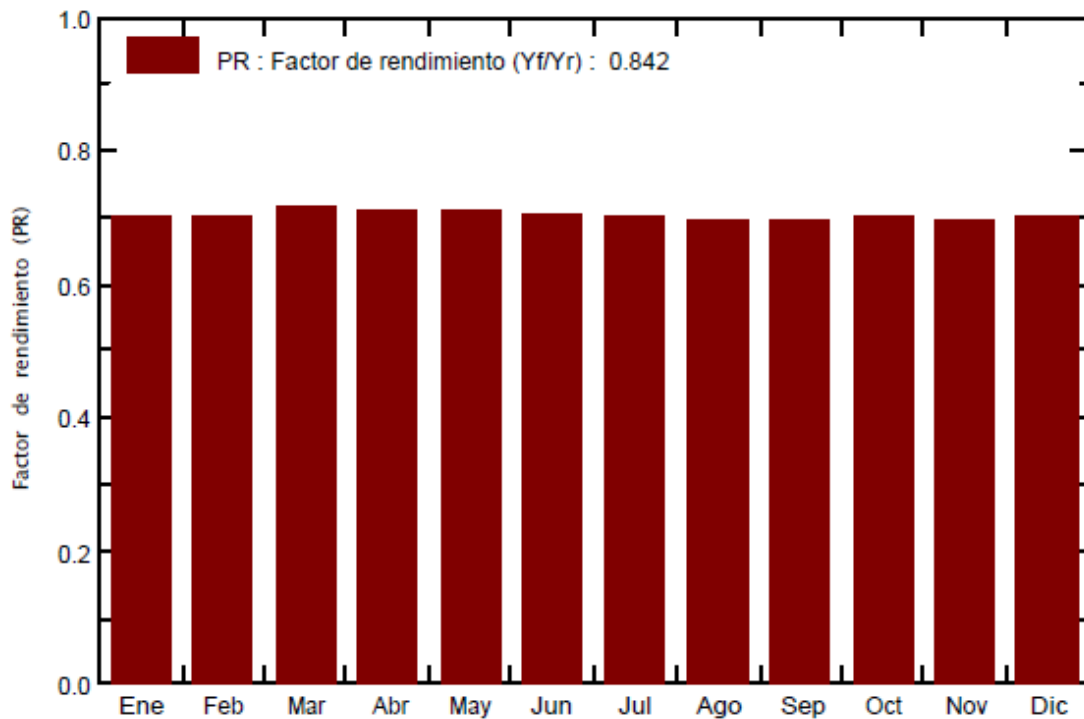
Son un tipo de pérdidas originadas por la presencia de sombras en determinadas horas del día.

Por lo tanto, el factor de rendimiento o performance ratio se podrá calcular de la siguiente forma:

$$PR = \eta_{PN} * \eta_M * \eta_{PS} * \eta_{AS} * \eta_{ohm} * \eta_{temp} * \eta_{in} * \eta_{so}$$

Los cálculos mostrados anteriormente para determinar el PR, son realizados por el software PVSYST, el cual mediante la simulación determina el PR de la instalación.

Figura 28: Factor de rendimiento (PR)



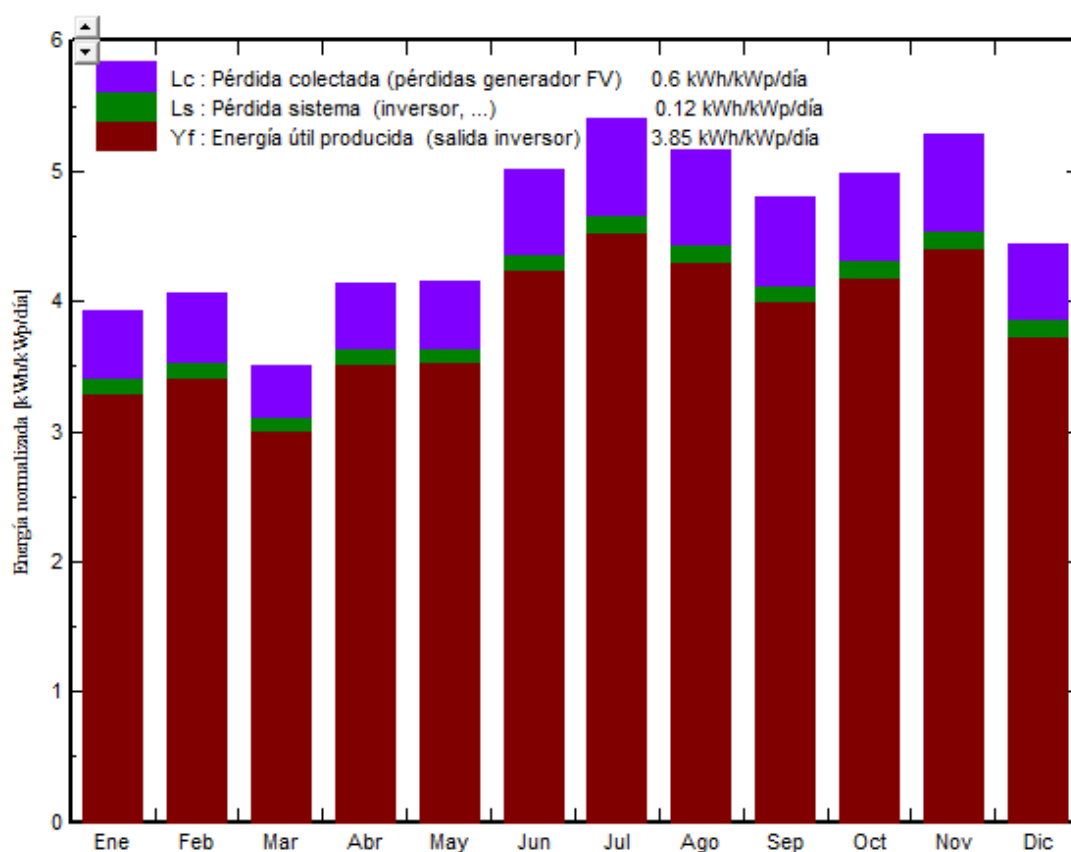
De los resultados anterior mostrados tenemos un  $PR = 0,842$ ; lo cual muestra que el sistema fotovoltaico es óptimo para su instalación.

#### 4.5.2. Estudio energético PVSYST

El estudio energético se realiza mediante el software PVSYST 6.7.0, ya que este permite obtener la energía anual producida, teniendo en cuenta, todos los parámetros de la instalación, así como los valores técnicos de los componentes seleccionados.

Considerando las perdidas energéticas en la instalación, la energía total incidente captada por los paneles solares no va a ser la misma a la suministrada por el sistema, por lo que la producción normalizada se representaría de la siguiente forma:

Figura 29: Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Por lo tanto, podemos obtener una tabla de balance y resultados principales:

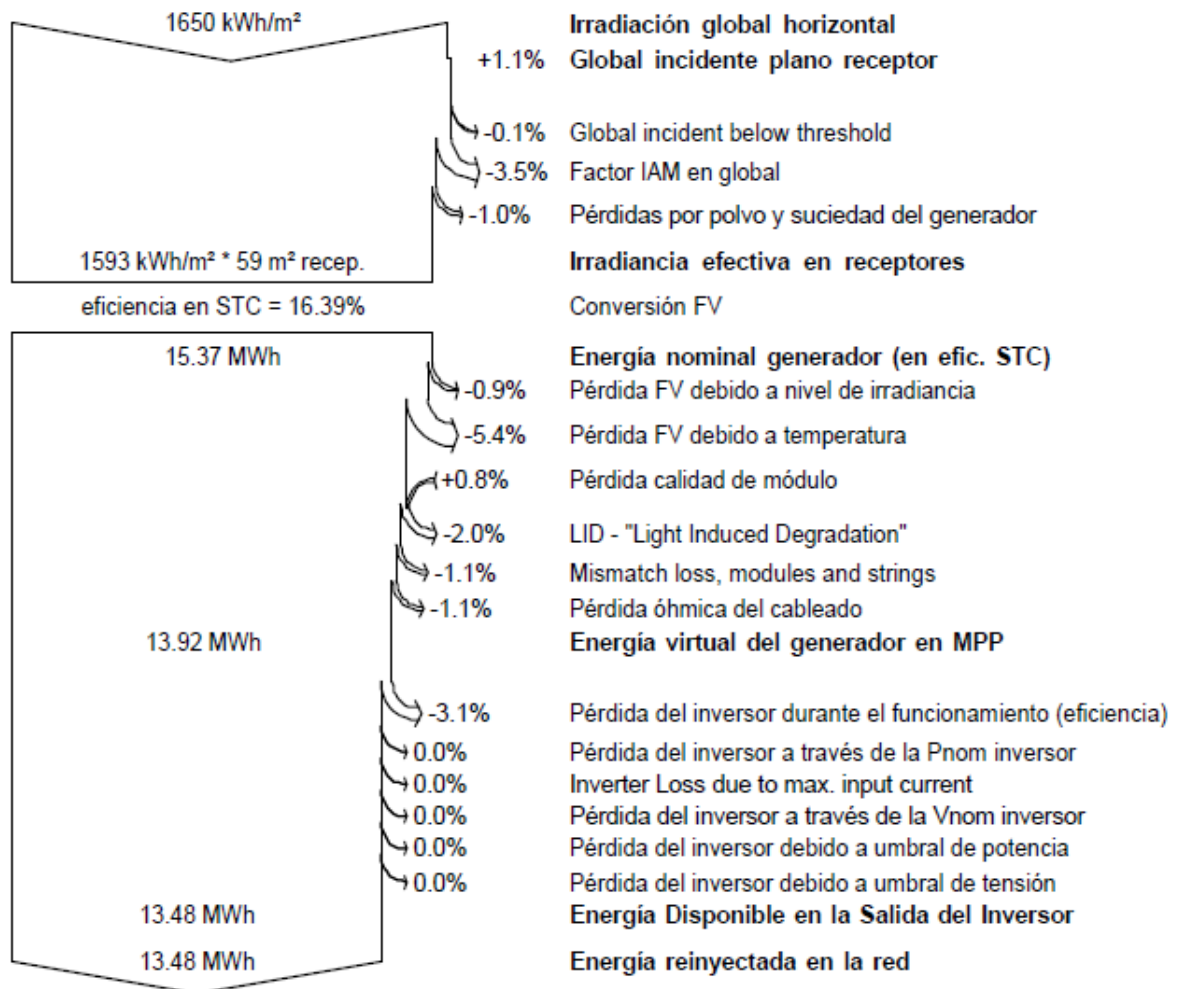
Tabla 12: Balance y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	
Enero	126.5	70.87	11.00	121.6	115.7	1.016	0.982	0.841
Febrero	115.9	68.64	11.50	113.6	108.2	0.949	0.917	0.841
Marzo	108.8	74.76	9.70	108.7	103.5	0.926	0.894	0.857
Abril	121.2	72.53	11.30	124.3	118.6	1.047	1.013	0.849
Mayo	121.8	69.28	11.30	128.5	122.3	1.085	1.051	0.852
Junio	138.9	60.42	13.10	150.2	143.5	1.257	1.220	0.846
Julio	156.2	63.28	14.40	167.4	160.3	1.386	1.347	0.838
Agosto	152.8	65.90	13.90	159.8	153.1	1.320	1.281	0.835
Septiembre	142.5	69.47	13.50	144.1	137.9	1.188	1.152	0.833
Octubre	156.6	80.94	12.50	154.3	147.4	1.284	1.245	0.841
Noviembre	164.7	74.64	11.90	158.4	151.3	1.310	1.270	0.836
Diciembre	144.5	74.76	12.09	137.7	131.1	1.148	1.112	0.841
Año	1650.4	845.49	12.19	1668.7	1593.0	13.916	13.484	0.842

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal  
 T Amb Temperatura Ambiente  
 GlobInc Global incidente plano receptor  
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados  
 EArray Energía efectiva en la salida del generador  
 E\_Grid Energía reinyectada en la red  
 PR Factor de rendimiento

De la misma manera, el software nos brinda la energía efectiva anual que nuestro sistema podrá brindar, considerando todas las perdidas en el sistema, esta se muestra en un diagrama a continuación:

Figura 30: Diagrama de perdida durante todo el año



Finalmente, el software nos brinda la energía efectiva anual que nuestro sistema solar fotovoltaico podrá brindar, la cual es de 13.48 MWh.

#### 4.6. Análisis económico

Para analizar la rentabilidad económica del proyecto se realiza un análisis atendiendo a criterios como el valor actual neto (VAN), la tasa interna de rentabilidad (TIR) y el periodo de recuperación (PR), los cuales se describirán a más adelante. Para lo cual se tendrá en cuenta el monto fijado por

HIDRANDINA en lo que refiere al precio cobrado en centavos de soles del kilowatt-hora.

#### 4.6.1. Presupuesto de la instalación

A continuación, se muestra el presupuesto de la instalación, el cual se realizó teniendo en cuenta los precios de los equipos y materiales anteriormente descritos, así como catálogos de los fabricantes, cantidades y costos unitarios.

Tabla 13: Presupuesto de la instalación

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (S/.)	PARCIAL (S/.)
<b>1</b>	<b>Generador Fotovoltaico</b>				<b>27937,85</b>
1.1	Panel Solar Era 320 W	30	und	642,86	19285,66
1.2	Estructura de soporte Panel Solar	30	und	67,65	2029,50
1.3	Inversor Sunny Mini Central 10000TL	1	und	6622,69	6622,69
<b>2</b>	<b>Protecciones</b>				<b>1898,92</b>
2.1	Fusible DF ELECTRIC 10A	4	und	16,51	66,03
2.2	Porta fusibles 10x38 PV	4	und	8,12	32,47
2.3	Interruptor termomagnético CC 10A	2	und	287,42	574,84
2.4	Interruptor termomagnético CA 50A	1	und	59,86	59,86
2.5	Inhibidor de inyección a red	1	und	725,54	725,54
2.6	Interruptor diferencial 63 A	1	und	258,30	258,30
2.7	Caja de protecciones CC	1	und	42,56	42,56
2.8	Tablero de protecciones CA	1	und	139,32	139,32
<b>3</b>	<b>Cableado</b>				<b>562,00</b>
3.1	Cable NH-80 1,5 mm2	100	m	0,98	98,40
3.2	Cable NH-80 2,5 mm2	44	m	1,11	48,71
3.3	Cable N2XOH-80 10 mm2	14	m	4,26	59,70
3.4	Tubo PVC 20mm	62	m	1,79	110,83
3.5	Tornillos, tarugos, Abrazaderas	1	Glb	244,36	244,36
<b>COSTO DIRECTO (S/.)</b>					<b>30398,76</b>
Gastos generales (20%)					6079,75
Utilidad (10%)					3039,88
<b>SUBTOTAL (S/.)</b>					<b>39518,39</b>
IGV (18%)					7113,31
<b>TOTAL PRESUPUESTO (S/.)</b>					<b>46631,70</b>



#### 4.6.2. Valor actual neto

El valor actual neto (VAN) de un proyecto de inversión es la suma algebraica de los valores equivalentes de todos los flujos de caja parciales, actualizados al inicio del proyecto.

$$VAN = -FC_o + \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

- VAN es el valor actual neto.
- $FC_o$  es la inversión inicial del proyecto.
- $FC_i$  es el flujo de caja anual.
- $r$  es la tasa de rentabilidad o tasa de descuento.
- $n$  es el número de años para el estudio de la rentabilidad
- $i$  es el Año actual.

#### 4.6.3. Tasa interna de descuento o de rentabilidad.

Este segundo criterio de valoración o rentabilidad lo que nos proporciona es la tasa de interés (TIR) que hace nulo el VAN; es decir, la tasa de interés que iguala la inversión inicial con los flujos de caja futuros esperados durante la duración del proyecto.

$$VAN = 0 \rightarrow -FC_o + \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} = 0$$

El proyecto se considera rentable si su TIR es superior a la que se obtendría en cualquier otra inversión que nos proporcionara una tasa inferior, después de analizar todas las consideraciones asociadas al riesgo.

#### 4.6.4. Periodo de recuperación

El periodo de recuperación (PR) nos proporciona es la duración mínima del proyecto para poder recuperar la inversión inicial a través de los sucesivos flujos de caja que nos vaya proporcionando a lo largo de su vida.

Los resultados de VAN, TIR Y PR se obtienen a partir de la siguiente tabla de flujo de caja anual elaborada a partir de la energía producida anualmente y los costos de energía facturados por kWh consumida.

Tabla 14: Flujo de caja anual

Año	Precio (S./kWh)	Producción estimada (kWh)	Ahorro monto abonado (S/.)	Mantenimiento y otros (S/.)	Flujo de caja (S/.)
2019	0,570				-46 631,70
2020	0,576	13 484,00	7 762,74	480,00	7 282,74
2021	0,587	13 349,16	7 838,81	489,60	7 349,21
2022	0,599	13 215,67	7 915,63	499,39	7 416,24
2023	0,611	13 083,51	7 993,21	509,38	7 483,83
2024	0,623	12 952,68	8 071,54	519,57	7 551,97
2025	0,636	12 823,15	8 150,64	529,96	7 620,68
2026	0,648	12 694,92	8 230,52	540,56	7 689,96
2027	0,661	12 567,97	8 311,18	551,37	7 759,81
2028	0,675	12 442,29	8 392,63	562,40	7 830,23
2029	0,688	12 317,87	8 474,87	573,64	7 901,23
2030	0,702	12 194,69	8 557,93	585,12	7 972,81
2031	0,716	12 072,74	8 641,80	596,82	8 044,98
2032	0,730	11 952,01	8 726,49	608,76	8 117,73
2033	0,745	11 832,49	8 812,01	620,93	8 191,07
2034	0,760	11 714,17	8 898,36	633,35	8 265,01
2035	0,775	11 597,03	8 985,57	646,02	8 339,55
2036	0,790	11 481,06	9 073,63	658,94	8 414,69
2037	0,806	11 366,25	9 162,55	672,12	8 490,43
2038	0,822	11 252,58	9 252,34	685,56	8 566,78
2039	0,839	11 140,06	9 343,01	699,27	8 643,74
2040	0,855	11 028,66	9 434,57	713,25	8 721,32
2041	0,873	10 918,37	9 527,03	727,52	8 799,51
2042	0,890	10 809,19	9 620,40	742,07	8 878,33
2043	0,908	10 701,10	9 714,68	756,91	8 957,77
2044	0,926	10 594,08	9 809,88	772,05	9 037,83

El costo por mantenimiento anual fue calculado a partir del precio global que cobra un técnico calificado por realizar el mantenimiento a la instalación, el cual consiste en limpieza de los paneles, ajuste de las borneras, inspección de las conexiones y lecturas de los parámetros principales. De esta manera el precio global por inspección cobrado por el personal sería de S/. 120,00 y como esto se realizará de manera trimestral, anualmente el costo de mantenimiento ascenderá a S/. 400,00 lo cual se irá incrementando con el paso de los años.

Por lo tanto, de la tabla anterior mostrada podemos obtener los siguientes resultados de para nuestro análisis financiero:

- Valor actual neto : S/6 362,75
- Tasa interna de rentabilidad : 16%
- Periodo de recuperación : 07 años

## CONCLUSIONES

- La máxima demanda del restaurante “El Zarco” es de 9 881 W y la energía consumida durante el día es de 91 842 kWh/día.
- Para obtener nuestra potencia de instalación era necesario saber la potencia de mayor incidencia durante el día, la cual es de 8 kW, a esta se le agregó un margen de seguridad del 20%, consiguiendo finalmente una potencia de instalación de 9,6kW. Como este sistema es del tipo de autoconsumo instantáneo, los picos producidos durante cortos periodos de tiempo que superen la potencia de instalación pueden ser abastecidos por la red.
- La instalación empezará a inyectar energía paulatinamente a medida que va amaneciendo y disminuyendo de la misma forma al atardecer, esta a su vez será monitoreada por el inversor SUNNY MINICENTRAL 10000 TL, logrando funcionar a su máxima potencia con unas horas sol pico de 04 horas y 30 minutos aproximadamente.
- Haciendo uso del software PVSYST 6.7.0 obtuvimos un valor más preciso de la cantidad de energía anual que nuestro sistema solar fotovoltaico podrá brindar, la cual es de 13.48 MWh. Además de obtener un performance ratio (PR) = 0,842; lo cual muestra que el sistema fotovoltaico es óptimo para su instalación.
- El presupuesto necesario que se debe invertir en la instalación de este tipo de sistemas es de S/46 631,70; siendo un monto elevado pero común en instalaciones solares. A pesar de eso la inversión presenta características económicas positivas en su análisis financiero, las cuales son un valor

actual neto (VAN) de S/6 362,75 y una tasa interna de rentabilidad (TIR) de 16%.

- La instalación del sistema resulta económicamente rentable a largo plazo ya que el periodo de retorno de la inversión es de 07 años, donde finalizado este tiempo la instalación nos permitirá ahorrar en costos por consumo de energía eléctrica.

## **BIBLIOGRAFIA**

ABB. Cuaderno de aplicaciones técnicas N° 10 Planta fotovoltaicas. Barcelona:

Asea Brown Boveri S.A., 2011.

CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Sevilla: Promotora General de Estudios, S.A., 2016.

Cornejo, Héctor. «Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el centro materno infantil de la universidad de Piura.» Universidad de Piura. (Tesis de pregrado). Piura, 2013.

Fernández, Jaime. «Diseño de una central solar fotovoltaica de 3MW y conexión a red de distribución mediante línea de 15kV y centro de seccionamiento.» Universidad Carlos III de Madrid. Proyecto fin de carrera. Leganés, 2010.

Horn, Manfred. «El estado actual del uso de la energía solar en el Perú.» Perúeconómico, 2006: 10-11.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. Madrid: IDAE, 2011.

Ministerio de Energía y minas . Código Nacional de Electricidad - Utilización. Lima: MINEM, 2006.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería,. La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático. Lima: GRÁFICA BIBLIOS S.A., 2017.

Valdiviezo, Paulo. «Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP.» Pontifica Universidad Católica del Perú. Tesis de pregrado. Lima, 2014.

Villegas, Esequiel, y José Carlos. Atlas de Energía Solar del Perú. ProyectoPER/98/G31, Lima: SENAHMI, (DEP/MEN), 2003.

## ANEXOS

### Anexo A: Ficha técnica Panel solar Era



# ESPMC

## Polycrystalline Solar Module

### SPECIFICATIONS

Dimensions	1956 x 992 x 35 mm 1956 x 992 x 40 mm 1956 x 992 x 45 mm
Weight	20.9 kg
Frame	Aluminium hollow-chamber frame on each side
Glass	Low-iron and tempered glass 3.2 mm
Cells	72 pcs multi-crystalline Si-cells (156 x 156 mm)
Cell Embedding	EVA
Back-Foil	FEVE / PET/ FEVE
Junction Box	
Cable	4 mm <sup>2</sup> solar cable 2 x 900 mm
Temperature Range	-40°C ... +85°C
Load Capacity	5400 Pa
Application class	Class A
Electrical protection class	Class II
Fire safety class	Class C
Product Warranty	10 years
Power Guarantee	10 years 90% 25 years 80%

### CHARACTERISTICS

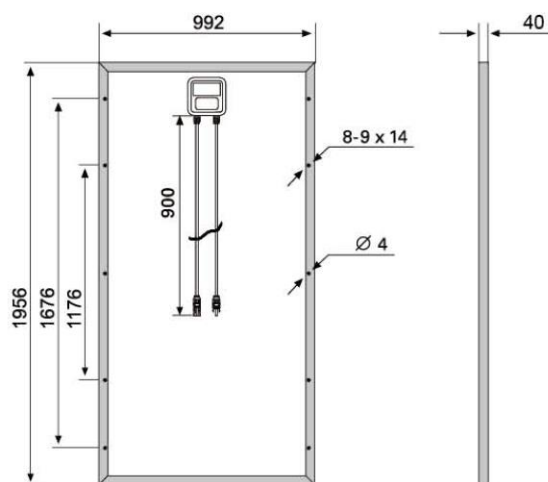
Max. System Voltage	1000V/DC
Temperature- SC	+0.08558%/°K
Temperature- V <sub>OC</sub>	-0.29506%/°K
Temperature- mpp	-0.38001%/°K
NOCT***	45°C

### CERTIFICATES

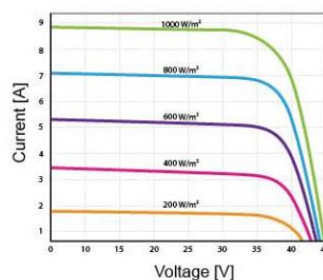
IEC 61215 edition 2 (TUV Nord)  
IEC 61730 MCS INMETRO  
CE CEC SALT-MIST  
PID Resistant

### INSURANCE

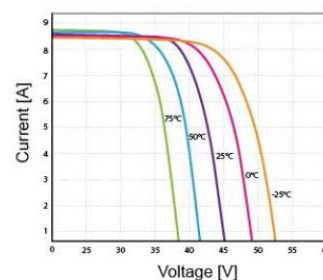
Chubb



### CURRENT-VOLTAGE CURVES



Module characteristics at constant module temperatures (25°C) and different levels of irradiance.



Module characteristics at different module temperatures and constant module irradiance (1.000 W/m²).

ESPMC TYPE	300	305	310	315	320	325
Power Class	300W	305W	310W	315W	320W	325W
Max. Power Voltage (V <sub>mpp</sub> )* at STC**	37V	37.15V	37.3V	37.5V	37.65V	37.8V
Max. Power Current (I <sub>mpp</sub> ) at STC	8.1A	8.21A	8.31A	8.4A	8.5A	8.6A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> ) at STC	44.8V	44.95V	45.1V	45.3V	45.45V	45.6V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> ) at STC	8.7A	8.8A	8.9A	9A	9.1A	9.2A
Module Efficiency	15.5 %	15.7 %	16 %	16.2 %	16.5 %	16.8 %

\* MPP: Maximum Power Point

\*\* STC (Standard Test Conditions): 1000W/m², 25°C, AM 1.5

\*\*\* Normal Operating Cell Temperature

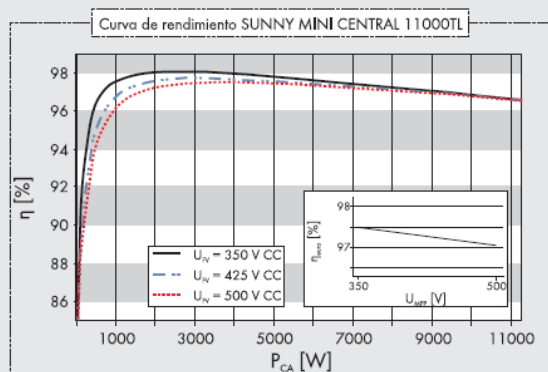


ERA SOLAR and the ERA SOLAR logo are trademarks or registered trademarks of ERA SOLAR Corporation.  
© March 2015 ERA SOLAR Corporation. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.



## Anexo B: Ficha técnica Inversor SUNNY 10000TL

Datos técnicos	Sunny Mini Central 9000TL	Sunny Mini Central 10000TL	Sunny Mini Central 11000TL
<b>Entrada (CC)</b>			
Potencia máxima de CC (con cos φ=1)	9300 W	10350 W	11400 W
Tensión máx. de CC	700 V	700 V	700 V
Rango de tensión MPP	333 V – 500 V	333 V – 500 V	333 V – 500 V
Tensión nominal de CC	350 V	350 V	350 V
Tensión de CC mín. / tensión inicial	333 V / 400 V	333 V / 400 V	333 V / 400 V
Corriente máx. de entrada / por String	28 A / 28 A	31 A / 31 A	34 A / 34 A
Cantidad de seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) / Strings por seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)	1 / 5	1 / 5	1 / 5
<b>Salida (CA)</b>			
Potencia nominal de CA (a 230 V, 50 Hz)	9000 W	10000 W	11000 W
Potencia aparente de CA máxima	9000 VA	10000 VA	11000 VA
Tensión nominal de CA; rango	220, 230, 240 V; 180 V – 260 V (262 V*)	220, 230, 240 V; 180 V – 260 V (262 V*)	220, 230, 240 V; 180 V – 260 V (262 V*)
Frecuencia de red de CA; rango	50, 60 Hz; ± 4,5 Hz	50, 60 Hz; ± 4,5 Hz	50, 60 Hz; ± 4,5 Hz
Corriente máx. de salida	40 A	44 A	48 A
Factor de potencia (cos φ)	1	1	1
Fases de inyección / fases de conexión / Power Balancing	1 / 1 / ●	1 / 1 / ●	1 / 1 / ●
<b>Rendimiento</b>			
Rendimiento máx. / rendimiento europeo	98,0 % / 97,6 %	98,0 % / 97,5 %	98,0 % / 97,5 %
<b>Dispositivos de protección</b>			
Protección contra polarización inversa (CC) / corriente inversa	● / ○ (fusibles)	● / ○ (fusibles)	● / ○ (fusibles)
Seccionador de carga de CC ESS	●	●	●
Resistencia al cortocircuito (CA)	●	●	●
Monitorización de cortocircuito a tierra	●	●	●
Monitorización de red (SMA Grid Guard)	●	●	●
Con separación galvánica / unidad de monitorización de corriente de fallo sensible a la corriente universal	– / ●	– / ●	– / ●
Descargador de sobretensión de CC (tipo II) integrable	–	–	–
Reconocimiento de fallos de String	–	–	–
Clase de protección / categoría de sobretensión	I / III	I / III	I / III
<b>Datos generales</b>			
Dimensiones (ancho / alto / fondo) en mm	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242
Peso	35 kg	35 kg	35 kg
Rango de temperatura de servicio	–25 °C ... +60 °C	–25 °C ... +60 °C	–25 °C ... +60 °C
Emisiones de ruido (típicas)	≤ 42 dB(A)	≤ 45 dB(A)	≤ 46 dB(A)
Consumo característico nocturno	0,25 W	0,25 W	0,25 W
Topología	Sin transformador	Sin transformador	Sin transformador
Sistema de refrigeración	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Tipo de protección electrónica / área de conexión (según CEI 60529)	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65
Clase climática (según CEI 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H
<b>Características</b>			
Conexión de CC: SUNCLIX	●	●	●
Conexión de CA: terminal de tornillo / terminal de muelle	● / –	● / –	● / –
Display: línea de texto / gráfico	● / –	● / –	● / –
Interfaces: RS485 / Bluetooth®	○ / ○	○ / ○	○ / ○
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	CE, VDE 0126-1-1, DK 5940*, RD 1663, PPC, AS4777, EN 50438**, C10/C11, PPDS, IEEE 929		
* Sólo válido para la versión IT ** No se aplica a todas las desviaciones nacionales de la norma EN 50438			
● De serie   ○ Opcional   – no disponible			
<b>Datos en condiciones nominales</b>			
Modelo comercial	SMC 9000TL-10	SMC 10000TL-10	SMC 11000TL-10



Interfaz RS485 485PB-NR



Bluetooth® Piggy-Back  
BTBINV-NR



Cable YPBL-YCABLE-10 del  
SMA Power Balancer