



UNIVERSIDAD  
DE PIURA

REPOSITORIO INSTITUCIONAL  
PIRHUA

# DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA ENERGÉTICO AUTOSUFICIENTE PARA UN USUARIO RESIDENCIAL URBANO

Hans García-Ruiz

Piura, mayo de 2018

FACULTAD DE INGENIERÍA

Departamento de Ingeniería Mecánico-Eléctrica

García, H. (2018). *Dimensionamiento de un sistema energético autosuficiente para un usuario residencial urbano* (Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico-Eléctrico). Universidad de Piura. Facultad de Ingeniería. Programa Académico de Ingeniería Mecánico-Eléctrica. Piura, Perú.



Esta obra está bajo una licencia

[Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivar 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/)

[Repositorio institucional PIRHUA – Universidad de Piura](https://repositorio.institucional.pirhua.edu.pe/)

**UNIVERSIDAD DE PIURA**  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**“DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA ENERGETICO AUTOSUFICIENTE  
PARA UN USUARIO RESIDENCIAL URBANO”**

Tesis para optar el Título de  
Ingeniero Mecánico-Eléctrico

**HANS MARTIN GARCIA RUIZ**

**Asesor: Dr. Ing. Mario Daniel Marcelo Aldana**

Piura, Mayo 2018



A mis Padres y a mi hermana que  
me motivaron al desarrollo de esta tesis



## **Prólogo**

El desarrollo de la presente tesis se realizó con el objetivo de obtener la factibilidad de implementación de tecnologías que basan su funcionamiento en el aprovechamiento de energías renovables a un usuario residencial urbano en la ciudad de Piura, por lo que la presente investigación da a conocer el potencial de la energía solar en esta ciudad permitiendo realizar una comparativa con las tecnologías convencionales de generación de energía en baja tensión. Para lo cual se realizó el dimensionamiento de dos sistemas que permiten satisfacer los requerimientos de energía eléctrica y térmica, respectivamente.

El presente estudio tiene como finalidad fomentar la investigación de sistemas que permitan el aprovechamiento eficiente de los recursos renovables.

Es propicio agradecer a las personas que permitieron el desarrollo del presente estudio tales como mi asesor: Dr. Ing. Daniel Marcelo Aldana por el constante apoyo brindado, a mis compañeros de estudio por la motivación dada y a los profesores de la Universidad de Piura por la asesoría y resolución de interrogantes que se presentaron a lo largo del camino.



## **Resumen**

La presente investigación se basa en el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red y el diseño de un colector de placa plana cuyo objetivo es satisfacer los requerimientos de energía eléctrica y térmica para un usuario residencial urbano de la ciudad de Piura, para lo cual se utilizaron diferentes herramientas computacionales como es el caso del programa Matlab y Microsoft Excel que complementaron los conocimientos de electricidad, termodinámica y transferencia de calor utilizados.

Para el desarrollo de esta investigación se hizo uso de data meteorológica de la ciudad de Piura, medidas a partir de fuentes confiables como es el caso de las instalaciones del radar de la Universidad de Piura y a partir de datos cuantificados por The National Aeronautics and Space Administration.



# Índice

## INTRODUCCIÓN

### CAPÍTULO 1 MARCO TEÓRICO

1.1	DESCRIPCIÓN GENERAL .....	3
1.1.1	Antecedentes .....	3
1.1.2	Justificación .....	3
1.1.3	Objetivos.....	4
1.2	ENERGÍA RENOVABLE.....	4
1.3	ENERGÍA SOLAR .....	5
1.3.1	Introducción.....	5
1.3.2	Formas de utilización.....	5
1.3.3	El sol.....	6
1.3.4	Radiación solar .....	6
1.3.5	Direccionamiento de la radiación solar directa.....	7
1.4	MECANISMOS DE TRASFERENCIA DE CALOR .....	8
1.5	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	8
1.5.1	Introducción.....	8
1.5.2	Tipos de sistemas fotovoltaicos .....	9
1.5.2.1	Sistemas aislados.....	9
1.5.2.2	Sistemas conectados a la red .....	9
1.5.2.3	Sistemas híbridos .....	10
1.5.3	Tipos de celdas fotovoltaicas .....	10
1.6	ENERGÍA SOLAR TÉRMICA .....	10
1.6.1	Introducción.....	10
1.6.2	Energía solar térmica de baja temperatura .....	11
1.6.2.1	Introducción .....	11
1.6.2.2	Colector de placa plana .....	11
1.6.2.3	Tipos de instalación.....	12
1.6.2.4	Tipos de sistemas .....	12

### CAPÍTULO 2 ESTUDIO DE TECNOLOGÍAS A IMPLEMENTAR

2.1	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED .....	13
2.1.1	Introducción.....	13
2.1.2	Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red.....	14
2.1.2.1	Módulos fotovoltaicos.....	14
2.1.2.2	Inversor .....	18
2.1.2.3	Protecciones eléctricas .....	20
2.1.2.4	Cableado .....	22
2.1.3	Pérdidas en un sistema fotovoltaico conectado a la red.....	24
2.2	COLECTOR DE PLACA PLANA .....	25
2.2.1	Componentes de un colector de placa plana .....	25
2.2.2	Hipótesis del funcionamiento del colector.....	25
2.2.3	Modelación de la radiación incidente en una superficie inclinada.....	26
2.2.4	Energía absorbida por la placa.....	29
2.2.5	Parámetros de diseño .....	30
2.2.5.1	Coefficientes de transferencia de calor.....	30
2.2.5.2	Coefficientes de pérdida de calor .....	32
2.2.5.3	Propiedades del aire .....	33
2.2.5.4	Eficiencia de un colector de placa plana .....	34

### CAPÍTULO 3 DISEÑO DE LAS TECNOLOGÍAS A IMPLEMENTAR

3.1	ZONA DE ESTUDIO .....	37
3.2	DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.....	38
3.2.1	Cálculo del consumo energético .....	38

3.2.2	Cálculo de los módulos fotovoltaicos .....	41
3.2.2.1	Inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos .....	41
3.2.2.2	Cálculo de pérdidas por orientación e inclinación .....	42
3.2.2.3	Cálculo de irradiación incidente sobre una superficie inclinada .....	44
3.2.2.4	Cálculo de las horas solar pico .....	45
3.2.2.5	Cálculo del número del módulos fotovoltaicos .....	45
3.2.2.6	Cobertura de energía por mes.....	47
3.2.2.7	Distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos.....	49
3.2.3	Cálculo del inversor .....	50
3.2.3.1	Corrección de la tensión e intensidad debido a la temperatura de trabajo.....	50
3.2.3.2	Elección del modelo del inversor .....	52
3.2.4	Dimensionamiento y selección del cableado .....	53
3.2.4.1	Tramo N°1 .....	54
3.2.4.2	Tramo N°2 .....	55
3.2.4.3	Tramo N°3 .....	56
3.2.5	Protecciones eléctricas y aparatos de maniobras en el sistema.....	58
3.2.5.1	Caja de conexión del generador fotovoltaico .....	58
3.2.5.2	Caja de protección y medición .....	60
3.2.6	Puesta a tierra.....	61
3.2.7	Medidor de energía .....	63
3.2.8	Mantenimiento.....	63
3.3	DISEÑO DEL COLECTOR DE PLACA PLAN .....	64
3.3.1	Datos de entrada .....	64
3.3.2	Balances de energía .....	68
3.3.3	Parámetros de diseño del sistema de calentamiento de agua .....	70
3.3.4	Modelación matemática.....	71
 <b>CAPÍTULO 4 ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO</b>		
4.1	COSTO DE IMPLEMENTACIÓN.....	75
4.1.1	Sistema fotovoltaico conectado a la red.....	75
4.1.2	Colector de placa plana.....	76
4.2	ESTUDIO DE RENTABILIDAD.....	77
4.2.1	Sistema fotovoltaico conectado a la red.....	77
4.2.2	Sistema termosifón .....	84
<b>CONCLUSIONES .....</b>		<b>85</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>		<b>87</b>
<b>ANEXOS .....</b>		<b>89</b>

## Introducción

Hoy en día, el mundo atraviesa una delicada situación energética donde solo hace algunos años se vivía el día a día con una creencia errónea de que nuestro planeta poseía una gran cantidad de recursos naturales y el desabastecimiento de estos llegaría en un futuro muy lejano. Pero ahora se evidencia una realidad muy distinta donde la carencia y encarecimiento de estos juegan un papel principal, de los cuales hace algunos años se viene luchando para dejar la dependencia que se mantiene respecto a los recursos no renovables tales como: el petróleo, gas natural y carbón. La explotación excesiva e indiscriminada de estos últimos ha ocasionado la depredación de estos recursos así como a su mal uso ya que las emisiones a la atmósfera de los gases que se producen en los procesos de extracción y tratamiento contribuyen en el llamado efecto invernadero, produciendo así el cambio climático que en la actualidad ocasiona grandes problemas a nivel mundial.

Por estas razones, en la presente investigación, se plantea el estudio para la implementación de sistemas que basen su funcionamiento en el aprovechamiento de los recursos renovables; específicamente, el aprovechamiento de la energía solar, con el fin de satisfacer los requerimientos parcial o total de energía de un usuario residencial urbano en la ciudad de Piura.

Estos sistemas alternativos de generación de energía hoy en día sufren una tendencia ascendente tanto en su implementación e investigación. En los últimos años se vienen dando diversas medidas promotoras para el estudio y ejecución de estos sistemas energéticos en el Perú, demostrando que, actualmente, las energías renovables son viables<sup>1</sup>, estimando una potencia disponible de 22 000 MW para la energía eólica, una potencia promedio de 5.24 Wh/m<sup>2</sup> en el caso de la energía solar que no es aprovechada y en la energía hidráulica solo se aprovecha un 5% de los 58 937 MW disponibles. Complementariamente la implementación de

---

<sup>1</sup> Datos obtenidos de la referencia bibliográfica [1]

estos sistemas confieren grandes ventajas tales como: una fuente de energía de mayor calidad, limpia e inagotable al usuario, además de conferir grandes ventajas como un sistema que requiere poco mantenimiento, una instalación con una vida útil no menor de 20 años.

# **Capítulo 1**

## **Marco teórico**

### **1.1 Descripción general**

#### **1.1.1 Antecedentes**

Hoy en día, en el Perú se viene implementando nuevas tecnologías en el mercado energético que basan su funcionamiento en el aprovechamiento de los recursos renovables y que tienen como característica una mayor eficiencia y ser amigables con el medio ambiente. La implementación de estas tecnologías surgió en el Perú con el fin de enfrentar los problemas referentes a una insuficiente gestión y a las limitadas alternativas de solución que las instituciones presentaban frente a la contaminación y al deterioro creciente de los ecosistemas, los cuales tenían grandes repercusiones no solo en el ámbito social y ambiental sino también en lo económico.

#### **1.1.2 Justificación**

Actualmente, el Perú viene implementando nuevas tecnologías basadas en el aprovechamiento de las energías renovables no convencionales (biomasa, energía eólica y solar), pretendiendo así dar soluciones innovadoras en la generación de energía eléctrica y teniendo como finalidad la electrificación rural que en la mayoría de los casos solo se puede realizar mediante sistemas descentralizados, ya que existen un gran número de localidades que se encuentran alejadas de las redes de transmisión y distribución eléctrica.

Otro punto a favor del desarrollo e implementación de estas tecnologías es que permite disminuir las emisiones de gas invernadero que son las responsables de los problemas climáticos y es un factor determinante en nuestro desarrollo. Hace poco se estimó que los

aspectos ligados al cambio climático y los problemas ambientales locales originarían una pérdida de 4.5% del PBI al 2025<sup>2</sup>, dada esta desfavorable proyección se ve la necesidad de seguir trabajando con estos sistemas, mejorándolos e implementándolos de tal modo que estos conlleven a una gran mejora para el país.

### 1.1.3 Objetivos

- Generales

Realizar un diseño energético autosuficiente, basado en el aprovechamiento de las energías renovables, con el fin de ser implementado en un usuario residencial urbano en la ciudad de Piura, analizando su rentabilidad y eficacia.

- Específicos

Realizar un estudio energético que permita cuantificar y calificar los recursos renovables en la ciudad de Piura, con el fin de obtener la factibilidad para la implementación de nuevas tecnologías basadas en el aprovechamiento de energías renovables.

Realizar el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red y el de un colector solar de placa plana que permita satisfacer las necesidades energéticas de un usuario residencial urbano.

Realizar una comparativa entre las tecnologías convencionales de suministro de energía y las tecnologías basadas en el aprovechamiento de energías renovables.

## 1.2 Energía renovable<sup>3</sup>

La energía renovable es aquel tipo de energía que se encuentra en la naturaleza de forma ilimitada. Entre este tipo de energía renovable se encuentra la energía hidráulica, solar, eólica, biomasa, geotérmica y marina.

Actualmente, las energías renovables se han establecido en todo el mundo como una importante fuente de energía, su rápido desarrollo es impulsado por diversos factores tales como: el aumento de su rentabilidad, un mejor acceso al financiamiento, seguridad energética y cuidado del medio ambiente.

En el 2014, la energía renovable generó un estimado de 19.2% en el consumo final mundial de energía, mientras que en el 2015 se añadió en el mundo un estimado de 147 Gigavatios (GW) de capacidad producida por energía renovable, la capacidad calorífica renovable aumento el alrededor de 38 Gigavatios-térmicos (GWt), y la producción total de biocombustibles continuo en alza.

---

<sup>2</sup> Dato obtenido de la referencia bibliográfica [1] pagina 7.

<sup>3</sup> Los datos estadísticos presentados en esta sección referentes a la situación de la energía renovable en el mundo en los años 2014 y 2015 han sido tomados de la referencia bibliográfica [2] pagina 6.

## 1.3 Energía solar

### 1.3.1 Introducción<sup>4</sup>

La energía solar es el tipo de energía renovable que se basa en el aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del sol. La cual es inagotable y brinda una energía limpia y de calidad. Pero el aprovechamiento de esta conlleva algunas dificultades como su alternancia (día-noche), su costo, su dependencia a las condiciones atmosféricas y su baja densidad.

Hoy en día, nuevas tecnologías permiten el aprovechamiento de la radiación procedente del sol. Entre estas nuevas tecnologías se tiene a las células fotovoltaicas y los colectores térmicos; pudiendo transformarse en energía eléctrica o térmica, respectivamente.

### 1.3.2 Formas de utilización

La energía solar puede ser utilizada como<sup>5</sup>:

- Fuente de calor:
  - Energía solar térmica de baja temperatura: Son las más comunes y son destinadas a aquellas aplicaciones que no exige una temperatura del fluido superior a los 90°C. Entre estas aplicaciones se encuentran el calentamiento de agua sanitaria para viviendas y sistemas de calefacción.
  - Energía solar térmica de media temperatura: Destinada a aquellas aplicaciones que exigen temperaturas del fluido entre 80°C y 250°C. Entre las principales aplicaciones se encuentra el calentamiento de fluidos para procesos industriales.
- Fuente de electricidad:
  - Energía solar fotovoltaica: Es la transformación directa de la radiación solar en electricidad mediante células fotovoltaicas. Esto ocurre gracias a los materiales semiconductores que genera un flujo de electrones en el interior de la célula cuando la radiación incide sobre este.
  - Solar térmica de alta temperatura: Destinada a aquellas aplicaciones donde se requiere temperaturas del fluido superiores a los 250°C. Entre sus aplicaciones se encuentra la generación de vapor para la producción de electricidad.

---

<sup>4</sup> Esta sección ha sido elaborada tomando como base la referencia bibliográfica [3].

<sup>5</sup> La clasificación de las formas de utilización de la energía solar ha sido tomada de la referencia bibliográfica [3].

### 1.3.3 El sol<sup>6</sup>

El sol es una esfera de materia gaseosa intensamente caliente con un diámetro de  $1.39 \times 10^9 \text{ m}$  y en promedio se encuentra a  $1.5 \times 10^{11} \text{ m}$  desde el planeta tierra. Cuenta con una temperatura estimada en su región interior comprendida entre  $8 \times 10^6$  a  $40 \times 10^6 \text{ K}$  y posee una densidad estimada en cien veces la del agua.

El sol es en definitiva un continuo reactor a fusión con sus gases constituyentes, que son retenidos por las fuerzas gravitatorias. A partir de las varias reacciones de fusión que se originan en su interior le permiten suministrar la energía radiante que lo caracteriza. Uno de los más importantes procesos que ocurren en este, es cuando el hidrógeno (cuatro protones) se combina para formar helio (un núcleo de helio), la masa del núcleo de helio es menor que la de los cuatro protones, convirtiéndose de una masa en energía. Esta energía producida en su interior a una temperatura de muchos millones de grados debe ser transferida fuera de la superficie para luego convertirse en radiación en el espacio.

### 1.3.4 Radiación solar

La radiación solar es el conjunto de radiación electromagnética emitida por el sol. El cual se comporta como un cuerpo negro emitiendo energía siguiendo la ley de Planck.

La radiación solar se cuantifica por la irradiancia que es la magnitud, la cual indica la potencia por unidad de área que alcanza a una superficie en la tierra. Al integrar la irradiancia en el tiempo se obtiene otro parámetro, el cual se le denomina irradiación o insolación que indica la energía incidente por unidad de área en un tiempo determinado; usualmente se representa en un tiempo específico que comúnmente es una hora o un día. La insolación horaria es representada por la letra  $I$  y la insolación diaria es representada por la letra  $H$ .

La radiación solar puede llegar a la tierra de tres formas<sup>7</sup> distintas:

- Radiación directa: Es la radiación que llega directamente del sol sin haberse desviada ni cambiado de dirección.
- Radiación difusa: Es la radiación que llega después de haber incidido con cualquier elemento de la atmósfera.
- Radiación reflejada o albedo: Es la radiación reflejada por la superficie terrestre.

---

<sup>6</sup> Los datos referentes al sol han sido tomados de la referencia bibliográfica [4].

<sup>7</sup> Clasificación tomada de la referencia bibliográfica [3].

### 1.3.5 Direccionamiento de la radiación solar directa

La dirección de la radiación solar directa que incide sobre una superficie plana en cualquier orientación relativa a la tierra puede ser hallada mediante relaciones geométricas que tienen como base una cierta cantidad de ángulos que se explican a continuación:

- $\phi$  : *Latitud*, Expresa la ubicación angular tomando como referencia la línea ecuatorial (norte y sur), en donde el norte es positivo  $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$ .
- $\delta$  : *Declinación*, Expresa la posición angular entre la línea sol-tierra y la proyección del ecuador terrestre, este varía a lo largo del año  $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$ .
- $\beta$  : *Inclinación*, Es el ángulo entre la superficie y la horizontal  $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$ .
- $\omega$  : *Ángulo horario*, Es el desplazamiento angular del sol desde el este al oeste del meridiano local debido a la rotación de la tierra en su eje (quince grados por hora), en la mañana toma un valor negativo y en la noche positivo.
- $\gamma$  : *Ángulo azimuth*, Expresa la desviación de la proyección sobre un plano horizontal de la normal a la superficie del meridiano local. Toma un valor de cero al sur, este negativo y oeste positivo  $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ .
- $\theta$  : *Ángulo de incidencia*, Es el ángulo entre la radiación directa en una superficie y la normal a la superficie.

La dirección de la radiación directa estaría definida por la siguiente expresión:

$$\cos \theta = A - B + C + D + E \quad (1.1)$$

Donde:

$$A = \sin \delta \sin \phi \cos \beta \quad (1.2)$$

$$B = \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma \quad (1.3)$$

$$C = \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega \quad (1.4)$$

$$D = \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega \quad (1.5)$$

$$E = \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \quad (1.6)$$

El valor de la declinación puede hallarse por la expresión planteada por Cooper (1969):

$$\delta = 23.45 \sin \left( 360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (1.7)$$

## 1.4 Mecanismos de transferencia de calor

La energía se puede transferir de un sistema a otro en forma de calor como el resultado de la diferencia de temperatura. Esta transferencia de energía se produce siempre de un sistema con mayor temperatura hacia un sistema que tiene una temperatura menor y se detiene esta transferencia cuando los dos sistemas se encuentran a la misma temperatura.

El calor se puede transferir de tres modos<sup>8</sup>:

- **Conducción:** Este mecanismo tiene lugar en sólidos, líquidos o gases; y se origina por la transferencia de energía entre las partículas de mayor energía hacia las adyacentes de menor energía como resultado de la interacción entre ellas. En los gases y líquidos la conducción se debe a las colisiones y a la difusión de las moléculas durante su movimiento aleatorio, y en los sólidos se debe a la combinación de las vibraciones de las moléculas en una red y al transporte de energía por parte de los electrones libres.
- **Convección:** La transferencia de energía se da entre un sólido y un líquido o un gas adyacentes que están en movimiento y comprende los efectos combinados de la conducción y el movimiento del fluido. La transferencia de energía aumentará cuando mayor sea el movimiento del fluido.
- **Radiación:** Es la energía emitida por la materia en forma de ondas electromagnéticas como resultado de los átomos o moléculas, esta transferencia de energía no necesita un medio intervector.

## 1.5 Energía solar fotovoltaica

### 1.5.1 Introducción

La energía solar fotovoltaica es aquella que utiliza, directamente, la radiación solar para la generación de electricidad. Se le considera como la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada a nivel global. Esto se ha logrado gracias a los avances tecnológicos en la construcción de las celdas fotovoltaicas, las cuales confieren ahora una mayor eficiencia y un menor coste que lo hacen más competitivos contra las tecnologías convencionales de generación eléctrica.

Las primeras aplicaciones de la energía solar fotovoltaica se remonta a aplicaciones espaciales, las cuales tenían como fin aprovechar la radiación solar presente en el espacio para satisfacer las necesidades de energía en los primeros satélites puestos en órbita alrededor de la tierra. El primer satélite puesto en órbita con paneles solares fue el norteamericano Vanguard 1 que se lanzó en el año 1958, el cual poseía, además, un sistema de baterías químicas como fuente de energía. Los paneles solares dieron una autonomía de transmisión al satélite norteamericano durante siete años mientras que la fuente de baterías químicas se agotó en solo

---

<sup>8</sup> Los conceptos referentes a los mecanismos de transferencia de calor han sido tomados de la referencia bibliográfica [5].

veinte días. Tomando en cuenta las claras ventajas que esta nueva tecnología confería, aumento el interés por su desarrollo.

La primera instalación comercial que utilizó electricidad generada mediante la utilización de la energía solar fotovoltaica fue en el faro de la isla Ogami (Japón) en el año 1966, el cual sustituyó el uso de gas que servía para el accionamiento de los sistemas del faro.

Las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por su fácil instalación, su larga vida útil, su bajo mantenimiento, no producen gases contaminantes y su alta fiabilidad. Estas producen corriente continua y son caracterizados a partir de su tensión y corriente de salida, las cuales dependen de la cantidad de paneles solares instalados, la orientación e inclinación de estos y la intensidad de la radiación solar incidente.

La eficiencia y coste de las células fotovoltaicas tiene relación directa con el material utilizado en su fabricación. La eficiencia puede variar de un 6%<sup>9</sup> (silicio amorfo) hasta un 46% (células multiunión) y su costo ha disminuido, en gran medida, en los últimos años gracias a las nuevas tecnologías que se han empleado para su producción.

## **1.5.2 Tipos de sistemas fotovoltaicos**

### **1.5.2.1 Sistemas aislados**

Estos sistemas se utilizan en aquellos lugares que se encuentran alejados de la red eléctrica o de difícil acceso, siendo esta opción la más fácil y económica de llevar energía a estos lugares.

Estos sistemas están conformados por:

- Paneles fotovoltaicos: Encargados de transformar la energía solar en electricidad (corriente continua).
- Baterías: Encargados de almacenar el flujo eléctrico generado por los paneles solares.
- Reguladores de carga: Regulan los procesos de carga y descarga de las baterías, siendo un sistema de protección contra las sobrecargas.
- Inversores: Transforma la corriente continua en alterna.

### **1.5.2.2 Sistemas conectados a la red**

Este tipo de sistema puede ser utilizado para la producción de electricidad para luego venderla a una compañía eléctrica o también, en aquellas aplicaciones donde se requiere reducir el consumo de energía de la red, donde el sistema fotovoltaico satisface parcial o totalmente las necesidades de energía.

---

<sup>9</sup> Los datos de eficiencia para cada tipo de célula fotovoltaico han sido tomados de la referencia bibliográfica [3]

Este sistema está conformado por:

- Paneles fotovoltaicos: Encargados de transformar la energía solar en electricidad (corriente continua).
- Inversores: Encargados de convertir la corriente continua en alterna.
- Dispositivos de protección y medición.

### **1.5.2.3 Sistemas híbridos**

Se le conoce como sistemas híbridos a aquellos que combinan más de una fuente de generación de energía, esto permite obtener un sistema más robusto y confiable de generación de energía.

### **1.5.3 Tipos de celdas fotovoltaicas**

Actualmente, el material más utilizado para la fabricación de células fotovoltaicas es el silicio que es un material que se encuentra en grandes cantidades en el planeta tierra:

Se puede obtener tres tipos de células de silicio<sup>10</sup>:

- Silicio monocristalino: Utiliza lingotes de silicio puro, son los más eficientes con rendimiento superior al 12%.
- Silicio policristalino: Son aquellas que se forman con pequeños restos de silicio monocristalino. Su rendimiento es menor a comparación con las elaboradas con silicio monocristalino pero su coste es menor por lo que son bastantes comercializadas.
- Silicio amorfo: Son elaboradas con silicio que no ha cristalizado y se obtiene por deposición de capas delgadas sobre vidrio. Su rendimiento es bastante bajo por lo que se limita su aplicación a sistemas de baja potencia.

## **1.6 Energía solar térmica**

### **1.6.1 Introducción**

La energía solar térmica es aquel tipo de energía renovable que utiliza como fuente la energía solar para producir calor. Esta se puede presentar en tres formas dependiendo de la temperatura requerida en la aplicación (baja, media y alta temperatura).

La radiación solar es captada por medio de colectores solares, los cuales varían según la aplicación (dependiendo si el sistema es de baja, media o alta temperatura).

La energía solar térmica de baja y media temperatura aprovechan el calor captado por los colectores para diferentes aplicaciones, las más comunes son el uso en sistemas de calefacción

---

<sup>10</sup> Datos tomados de la referencia bibliográfica [3].

de ambientes o para calentamiento de fluidos, mientras que el de alta temperatura, el calor es aprovechado para la generación de electricidad.

Dado que el presente caso de estudio está centrado en los requerimientos de energía de un usuario residencial urbano, se opta por implementar un sistema de baja temperatura que son los indicados para satisfacer dichos requerimientos.

## **1.6.2 Energía solar térmica de baja temperatura**

### **1.6.2.1 Introducción**

La energía solar térmica de baja temperatura está destinada a aquellas aplicaciones donde se requiere temperaturas del fluido de trabajo menores a los 90 °C, la cual es la indicada para el desarrollo del presente caso de estudio, ya que permite cumplir con los requerimientos de energía que exige el proyecto. El cual consiste en la producción de agua caliente sanitaria para una vivienda residencial urbana.

Las instalaciones solares térmicas de baja temperatura pueden presentarse en diferentes tipos de sistemas y de instalación, las cuales dependerán de los requerimientos de energía que se requiere satisfacer. Un sistema solar térmico está conformado por un colector solar, un intercambiador de calor, acumulador de agua caliente sanitaria, sistemas de regulación y control, de circulación y de apoyo energético.

Una mención especial requiere el diseño y dimensionamiento de los colectores solares ya que a través de estos se transforma la radiación solar en energía térmica. Hoy en día, existen diferentes tipos de colectores solares como: los de placa plana, tubos de vacío y los colectores absorbentes sin protección ni aislamiento, siendo los de placa plana los más utilizados para la producción de agua caliente sanitaria debido a su bajo costo de mantenimiento y fácil instalación.

### **1.6.2.2 Colector de placa plana**

Este tipo de colector es el más común de los colectores solares, permite el aprovechamiento de la radiación solar para transformarla en energía térmica y está destinada a aplicaciones domésticas e industriales.

El colector basa su funcionamiento en el efecto invernadero, el cual se origina cuando la radiación solar incide en una cubierta que comúnmente es vidrio. Esta cubierta solo permite el paso a la radiación de onda corta que luego es absorbida por una superficie que al ser calentada emite energía en forma de calor (onda larga) este tipo de onda no puede atravesar el vidrio por lo que queda atrapada dentro del colector entre la cubierta y la superficie absorbente originando así el efecto invernadero, finalmente el calor se transfiere a un fluido (generalmente agua o aire).

Este tipo de colector puede alcanzar una temperatura media de 80 °C y está conformado por una cubierta frontal, una superficie absorbente, aislamiento térmico y una carcasa externa.

### 1.6.2.3 Tipos de instalación

- Instalación de circuito abierto: En este tipo de instalación, el agua caliente se toma directamente del tanque luego de haber sido calentada por el colector.
- Instalación de circuito cerrado: Este sistema utiliza un intercambiador de calor donde el agua que circula por el sistema térmico cede calor al agua de abastecimiento.

### 1.6.2.4 Tipos de sistemas

Los colectores solares de placa plana pueden ser utilizados en dos tipos de instalaciones:

- Sistema termosifón:

“Este sistema funciona sin aporte externo de energía. Este aprovecha el efecto termosifón que consiste en el movimiento del fluido originado por la diferencia de temperatura entre el fluido a baja temperatura que se encuentra en el acumulador y el fluido a alta temperatura dentro del colector; esto se logra gracias a que el fluido con mayor temperatura posee una menor densidad por tanto un menor peso específico, originando así una circulación del fluido entre el colector y el acumulador (tanque)” (Instituto tecnológico de canarias S.A. 2008, pág. 55)

- Sistema de circulación forzada

“Este sistema funciona con aporte externo de energía que suele ser una bomba hidráulica, la cual se utiliza para hacer circular el agua entre el colector y el acumulador. Esta se suele utilizar en instalaciones grandes como hoteles o en regiones donde no es factible colocar un sistema termosifón por la baja temperatura exterior donde ocasionaría grandes pérdidas térmicas” (Instituto tecnológico de canarias S.A. 2008, pág. 55)

## **Capítulo 2**

### **Estudio de tecnologías a implementar**

#### **2.1 Sistema fotovoltaico conectado a la red**

##### **2.1.1 Introducción**

Un sistema fotovoltaico conectado a la red permite un intercambio de energía entre una edificación y la red eléctrica de distribución. Este intercambio se realiza a partir de un medidor bidireccional encargado de contabilizar la energía entregada y consumida de la red, obteniendo así ganancias en el caso que la energía consumida sea mayor a la entregada o pérdidas en el caso contrario. Las tarifas que rigen la venta y compra de energía dependen de las leyes del país donde se requiera su instalación.

Este tipo de sistema permite contribuir a la generación de energía de baja potencia caracterizándose por una energía más limpia y de mejor calidad al no estar propensos al corte del suministro eléctrico. Por lo que es de total importancia conocer el funcionamiento de los diferentes componentes que conforman el sistema.

En el presente capítulo se desarrollará el estudio de los elementos que conforma un sistema fotovoltaico conectado a la red, teniendo como fin presentar la formulación matemática que representa la dinámica de cada uno de estos elementos, que luego permitirá realizar un correcto dimensionamiento según los requerimiento de energía que se desea satisfacer.

## 2.1.2 Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red

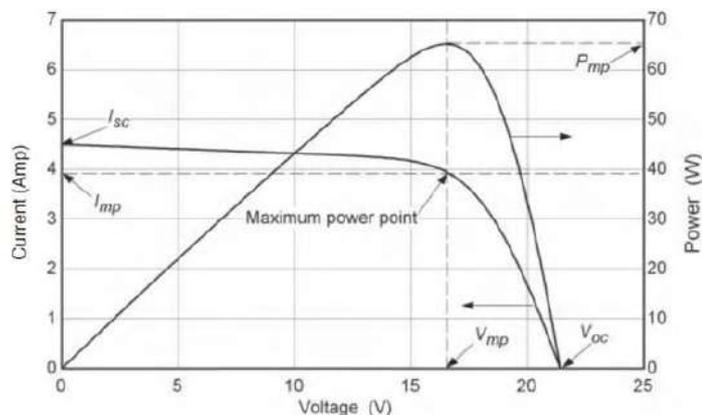
### 2.1.2.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son los encargados de transformar la radiación solar en energía eléctrica. Estos están conformados por la agrupación de varias celdas fotovoltaicas que pueden estar configuradas en serie y/o paralelo con el fin de obtener una tensión y corriente útil que dependerá de los requerimientos eléctricos que se desea obtener a la salida de estos.

Complementariamente, los módulos fotovoltaicos deberán estar provistos de protección frente a las condiciones atmosféricas, aislamiento eléctrico y una estructura mecánica que permite su manipulación.

Con el fin de obtener un rendimiento óptimo es importante conocer las condiciones de trabajo para las cuales han sido fabricados los módulos fotovoltaicos. Dichas condiciones están especificadas en la hoja de datos que entrega el fabricante con el fin de dar a conocer en qué condiciones se tiene el rendimiento máximo y en cuales este disminuye.

- Parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico (Ver figura 2.1)
    - Punto de máxima potencia: Es el punto de funcionamiento donde la potencia entregada por las células fotovoltaicas es máxima y se obtiene a partir del producto entre la tensión y corriente en ese punto.
- $$P_{\max} = V_{\max} I_{\max} \quad (2.1)$$
- Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ): Tensión de salida de un módulo fotovoltaico sin carga a una irradiancia y temperatura determinada.
  - Intensidad de cortocircuito ( $I_{sc}$ ): Intensidad de salida de un panel fotovoltaico en cortocircuito a una irradiancia y temperatura determinada.



**Figura 2. 1** Curva característica V-I y V-P para un módulo fotovoltaico.  
Fuente: Bibliografía [4]

- Condiciones normalizadas de funcionamiento<sup>11</sup>
  - Condiciones estándar de medida (CEM): Corresponden a una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ , una temperatura del módulo de  $25 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$  y una distribución espectral de la irradiancia de acuerdo con el factor de masa de aire AM 1.5.
  - Condiciones de temperatura de operación nominales de la celda (TONC): Corresponden a una irradiancia en el módulo fotovoltaico de  $800 \text{ W/m}^2$  con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar, temperatura ambiental de  $20^\circ\text{C}$ , velocidad del viento de  $1 \text{ m/s}$  y funcionamiento en circuito abierto.
- Parámetros térmicos de un módulo fotovoltaico
  - Temperatura de operación nominal de la celda: Es la temperatura media de equilibrio de las celdas que conforman un módulo fotovoltaico medida en las condiciones de temperatura de operación nominal de la celda (TONC).
  - Coeficiente intensidad- temperatura  $\Delta I_{SC}(T)$ : Variación de la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus celdas [ $\text{mA}/^\circ\text{C}$ ].
  - Coeficiente tensión-temperatura  $\Delta V_{OC}(T)$ : Variación de la tensión de circuito abierto en un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de la celda  $\text{V}/^\circ\text{C}$ .
- Temperatura de trabajo de la celda fotovoltaica

La temperatura a las que están expuestas las celdas fotovoltaicas afecta directamente en su funcionamiento por lo que es de total importancia saber cuál es el rango de temperatura a las que la celda estará expuesta con el fin de obtener un rendimiento óptimo.

La temperatura de trabajo varía los parámetros eléctricos que se obtienen a la salida de las celdas fotovoltaicas de tal forma que si la temperatura aumenta, la tensión de circuito abierto disminuye y la corriente de cortocircuito aumenta originando que disminuya la potencia entregada por la celda.

La temperatura de trabajo de una celda fotovoltaica se puede obtener a partir de la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{TONC - 20}{800} \quad (2.2)$$

---

<sup>11</sup> Las condiciones normalizadas han sido tomadas de la referencia bibliográfica [8], pág. 32

Donde  $T_c$  es la temperatura de trabajo de la celda fotovoltaica [ $^{\circ}C$ ],  $T_a$  es la temperatura ambiente [ $^{\circ}C$ ],  $G$  es la irradiancia [ $W/m^2$ ] y  $T_{ONC}$  es la temperatura de operación nominal de la celda [ $^{\circ}C$ ].

- Tipos de conexiones entre módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se pueden conectar en diferentes arreglos, los cuales varían según las demandas de voltaje y corriente que se desea tener a la salida de estos.

- Conexión en serie: Este tipo de conexión se emplea para aumentar la tensión de salida de los paneles solares, mientras que la corriente de salida es igual a la corriente generada por un panel.

La intensidad generada es igual a la intensidad de un módulo fotovoltaico en amperios

$$I_G = I_M \quad (2.3)$$

La tensión generada es igual a la tensión de salida de un panel por el número de paneles

$$V_G = N_s V_M \quad (2.4)$$

- Conexión en paralelo: La tensión generada es igual a la tensión de salida de un módulo fotovoltaico y la intensidad generada es igual a la intensidad de salida de un módulo fotovoltaico por el número de módulos.

$$V_G = V_M \quad (2.5)$$

$$I_G = N_p I_M \quad (2.6)$$

- Hora solar pico

Este concepto es utilizado para el dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos y se define como la unidad que mide la irradiación solar y se expresa como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de  $1000 [W/m^2]$ . Este concepto además tiene la siguiente equivalencia: 1 HSP (Hora solar pico) equivale a  $3.6 [MJ/m^2]$ .

- Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deben tener una orientación e inclinación óptima con el fin de captar la máxima radiación solar que les permita producir su potencia máxima. Estos parámetros dependen además de otros factores como: el tiempo que se planea utilizar la instalación y el tipo de aplicación para el cual está destinada su uso.

Un módulo fotovoltaico captará de los rayos solares la mayor cantidad de radiación solar cuando se encuentra perpendicular a la dirección del sol permitiéndole generar su potencia máxima. Esta condición es difícil de conseguir ya que el sol varía su posición a lo largo del día y del año, por lo que planteará ciertas condiciones que le permitirá al módulo fotovoltaico funcionar lo más cerca a este punto de máxima potencia.

Un concepto que permite obtener tales condiciones es el ángulo de declinación, el cual se enuncia como el ángulo variable que forma el ecuador con el plano de la eclíptica. Por tanto define la dirección de la radiación solar incidente sobre la tierra. Complementariamente a la declinación se define la latitud como el punto de referencia que muestra la ubicación del lugar en estudio respecto al ecuador. De esta forma se obtiene las siguientes expresiones:

- En el solsticio de verano:

$$\beta = \phi - \delta \quad (2.7)$$

- En el solsticio de invierno:

$$\beta = \phi + \delta \quad (2.8)$$

- En los equinoccios:

$$\beta = \phi \quad (2.9)$$

Las ecuaciones, antes descritas, son de poca utilidad en sistemas que no posean un seguidor automático de la trayectoria solar, ya que el ángulo de declinación varía según el día y del año, por lo que se opta por una orientación óptima constante con una inclinación del módulo  $\beta$  que dependerá de dos factores: el ángulo azimuth  $\alpha$  y la latitud del lugar  $\phi$ . Tales condiciones se obtienen cuando el ángulo azimuth sea igual a cero que se obtiene orientado el modulo fotovoltaico hacia el norte (Hemisferio sur).

Para determinar el ángulo de inclinación se recurre a una formulación matemática obtenida a partir de un análisis estadístico de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones dependiendo de la latitud del lugar<sup>12</sup>.

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 |\phi| \quad (2.10)$$

---

<sup>12</sup> Ecuación obtenida de la referencia bibliográfica [8]

Donde la latitud del lugar se debe expresar en grados al igual que la inclinación óptima.

### 2.1.2.2 Inversor

Una vez calculada la potencia pico del generador fotovoltaico se procede al cálculo de la potencia y el tipo de inversor que se implementará para el sistema fotovoltaico conectado a la red.

Se toma como punto de referencia la normativa europea ya que en el Perú no existe una normativa respecto a las condiciones técnicas básicas de conexión a la red de baja tensión de un sistema fotovoltaico. El real decreto español 1699/2011<sup>13</sup> especifica algunos detalles respecto al dimensionamiento y elección del inversor. Este especifica lo siguiente: “si la potencia nominal de la instalación fotovoltaica a conectar a la red de distribución es superior a 5 kW, la conexión de la instalación fotovoltaica a la red será trifásica, además dicha conexión se podrá realizar mediante uno o más inversores monofásicos de hasta 5 kW situados en las diferentes fases o directamente un inversor trifásico, siempre y cuando la aplicación sea para instalaciones con potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a la red se debe efectuar en baja tensión. En el caso que la instalación tenga una potencia nominal menor o igual a 5 kW su conexión a la red de distribución deberá ser monofásica”.

Complementariamente a lo antes especificado, la guía técnica de aplicación de instalaciones generadoras de baja tensión (Guía-BT-40) indica que el sistema fotovoltaico deberá ser provisto de un sistema de conmutación con el fin de impedir el acoplamiento simultáneo a ambas fuentes de alimentación.

- Requerimientos del inversor para sistemas conectados a la red
  - Bajo nivel de distorsión armónica.
  - Seguimiento del punto de máxima potencia (MPP).
  - Alta eficiencia con carga nominal y parcial.
  - Factor de potencia mayor a 0.9.
  - Alistamiento eléctrico entre el generador y la red.
  - Soporte de picos de voltaje transitorios y señales de control de la red.
  - Interferencia electromagnética (IEM) dentro de los límites especificados en las normas.
  - Protección contra operación en modo islanding.
  - La potencia del inversor será como mínimo el 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico.
  - El inversor será autoconmutado.

---

<sup>13</sup> Especificaciones obtenidas de la referencia bibliográfica [9].

- Tipos de inversores conmutados

Se puede elegir entre dos tipos de inversores conmutados, los cuales tienen las siguientes características<sup>14</sup>.

- Inversores controlados por la red o conmutados por línea:
  - La conmutación de los interruptores dependen de la señal de voltaje de la línea (su frecuencia es igual al de la red).
  - No puede operar en modo aislado.
  - Utilizan tiristores como interruptores de potencia.
  - Se requiere filtros de salida (armónicos altos).
  - Mayor capacidad que los inversores autoconmutados.
  - Menos costo que los inversores autoconmutados en potencias menores a 50 kW.
  - Se puede interconectar puentes trifásicos de 12 y 24 pulsos.
  - En este tipo de inversores, el parámetro controlado es la corriente.
  - Eficiencia de conversión mayor al 95% a plena carga.
  - Operan con bajo FP inductivo.
- Inversores autoconmutados tipo PWM:
  - La conmutación de los interruptores y su sincronización con la red es ordenada por el control del inversor.
  - Su salida se puede modular como fuente de corriente o voltaje.
  - Pueden operar en modo aislado.
  - El voltaje de entrada en continua del inversor es mayor al voltaje pico de salida en alterna.
  - Emplean interruptores electrónicos controlables (BJT, MOSFET, GTO e IGBT)
  - La frecuencia de conmutación es mucho mayor que la de la red.
  - Se utilizan en sistemas monofásicos (< 5 kW) y en sistemas trifásicos (< 10 kW).
  - El factor de potencia se ajusta.
  - Capacidad menor a 500 kW
  - Son la mejor opción técnico-económica en potencias pequeñas y sistemas monofásicos.
  - Eficiencia de conversión mayor al 95% para inversores de baja frecuencia y 90% para inversores de media y alta frecuencia.

- Seguimiento del punto de máxima potencia

El seguidor del punto de máxima potencia (MPP) constituye una parte fundamental en los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red, ya que estos se encargan de que el módulo fotovoltaico trabaje en la zona de su curva característica (curva V-I) donde entrega

---

<sup>14</sup> Requerimientos de inversores para el conexionado a la red eléctrica han sido tomados de la referencia bibliográfica [10].

la máxima potencia, independientemente de su carga. Esto es importante ya que la potencia entregada por el módulo fotovoltaico no es constante, esta varía dependiendo de la irradiancia del sol, la temperatura y de la resistencia eléctrica que representa al circuito conectado al módulo fotovoltaico.

El seguidor del punto de máxima potencia se encarga de variar la resistencia eléctrica a través de un convertidor CC/CC que funciona como un adaptador entre los módulos fotovoltaicos y el resto del circuito del sistema fotovoltaico. Este mide continuamente las tensiones e intensidades tanto de entrada como de salida del convertidor CC/CC comparándolas con las tensiones e intensidades del punto de máxima potencia con el fin de variar la relación de conversión del convertidor para conseguir que la tensión e intensidad de entrada al convertidor CC/CC se aproximen a los valores en el punto de máxima potencia entregada por el módulo fotovoltaico (ver figura 2.2).

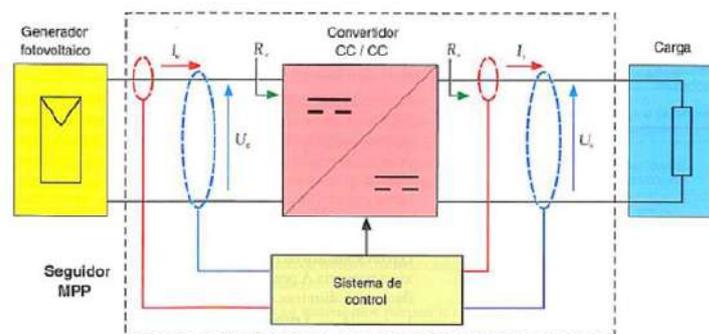


Figura 2. 2 Esquema seguidor de máxima potencia  
Fuente: Bibliografía [8]

### 2.1.2.3 Protecciones eléctricas

Un sistema fotovoltaico conectado a la red deberá estar previsto de elementos de protección que garanticen la seguridad del sistema y del personal encargado de su mantenimiento. Estos elementos de protección varían a lo largo del sistema y dependen de las condiciones eléctricas que se pueden encontrar en cada tramo.

- Protecciones en corriente continua
  - Fusibles

Los fusibles se encargan de proteger al generador fotovoltaico contra las sobrecorrientes. El dimensionamiento de éstos se realizará para actuar entre 1.5 y 2 veces la corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico y complementariamente deberá cumplir las siguientes condiciones:

- Condición 1: Relacionada con la intensidad máxima admisible del conductor protegido que define un intervalo entre la intensidad de trabajo de la instalación y la intensidad que no debe circular por el conductor con el fin de que este no se dañe (concretamente su aislamiento que es la parte más débil).

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (2.11)$$

Dónde:  $I_b$  es la corriente de diseño del circuito correspondiente,  $I_n$  es la corriente nominal del fusible y  $I_z$  es la corriente máxima admisible del conductor protegido.

- Condición 2: Esta condición expresa la intensidad admisible, en la cual los fusibles entran en funcionamiento. Esta condición viene definida por la siguiente expresión:

$$I_F \leq 1.45I_z \quad (2.12)$$

$$I_F = 1.60I_n \quad (2.13)$$

Donde:  $I_F$  es la intensidad de fusión del fusible.

- Interruptores automático magnético-térmico

Este elemento de protección cumple la misma función de los fusibles pero con la ventaja de no tener que cambiar el elemento de protección cada vez que este actúe. Tienen que ser específico para uso en corriente continua lo que lo convierte en una opción más costosa y deberá ser dimensionado para actuar en 1.5 la corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico, así como deberá ser capaz de actuar a una tensión de 1.2 veces la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico.

- Descargador de sobretensiones

Este elemento servirá como protección contra las sobretensiones transitorias que se puedan originar en los tramos de corriente continua. Este se encarga de regular el voltaje de trabajo protegiendo al sistema de los picos de tensión que están fuera del umbral de diseño. El descargador será tipo 2 y por normativa UNE 60364-5-534 deberá tener como mínimo un valor de corriente máxima de descarga de 40 kA y una corriente nominal de descarga de 20 kA.

- Protecciones en corriente alterna

Las protecciones de este tramo deberán cumplir con los siguientes requerimientos<sup>15</sup> que han sido planteados para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión:

- El sistema deberá estar previsto de un interruptor general manual, que será un interruptor magneto-térmico.

---

<sup>15</sup> Requerimientos planteados en el artículo 11 de la normativa R.D.1663/2000 referidas a la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. Referencia bibliográfica [17].

- Se deberá implementar un interruptor diferencial automático con el fin de proteger a las personas del contacto directo e indirecto provocado en las partes activas de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de pérdida de tensión o frecuencia.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (61 y 59 Hz) y de máxima y mínima tensión (1.1 y 0.85 Um).

La normativa expresa, adicionalmente, que si el inversor implementado cuenta con las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia, en tal caso, las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por este, solo se precisará disponer, adicionalmente, de las protecciones del interruptor general manual y automático diferencial.

#### • Puesta a tierra

La puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas interconectadas a la red tiene como función la protección indirecta de los usuarios ante los posibles fallos de aislamiento en los conductores activos y la de limitar la tensión que las masas metálicas puedan presentar. Su dimensionamiento y diseño estará basado por las especificaciones y consideraciones que se presentan en las normativas dadas por el reglamento electrónico de baja tensión y decretos reales presentados para este tipo de instalaciones.

El RD 1663/200 estipula que la puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos conectados a la red se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. Asimismo, el reglamento electrónico de baja tensión indica que las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

Se realizará la conexión a tierra de los soportes metálicos de los módulos fotovoltaicos, los marcos de los módulos y el borne de puesta a tierra del inversor. La selección del conductor se realizará según la normativa ITC-BT-18<sup>16</sup>.

#### 2.1.2.4 Cableado

Tanto el dimensionamiento de la sección mínima del conductor como el tipo de cable que se debe utilizar en un sistema fotovoltaico conectado a la red están determinadas por limitaciones generadas por la intensidad máxima admisible que soporta el conductor y por las limitaciones de caída de tensión. Las cuales varían según los parámetros eléctricos de cada región del sistema.

Complementariamente, el dimensionamiento y selección del tipo de conductor deberá satisfacer lo estipulado por la normativa ITC BT 40 referida a instalaciones generadoras de

---

<sup>16</sup> Normativa referida a instalaciones de puesta a tierra para baja tensión.

baja tensión, la cual 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 al punto de interconexión a la red de distribución pública no será superior al 1.5% operando a la intensidad nominal”.

A continuación se especifica cual deberá ser la sección mínima que el conductor deberá tener para satisfacer las limitaciones generadas por la intensidad máxima admisible y por caída de tensión.

- Cálculo de sección del conductor por caída de tensión

La sección mínima de un conductor que cumple con una determinada caída de tensión esta expresada por la siguiente ecuación:

$$S = \frac{200LI_{sc}}{\Delta U_{\%}U\gamma} \quad (2.14)$$

Dónde: S es la sección mínima del conductor [ $mm^2$ ], L es la longitud del tramo [ $m$ ],  $I_{sc}$  es la corriente de cortocircuito del tramo que se analiza [ $A$ ],  $\Delta U$  es la caída de tensión del tramo [%],  $\gamma$  es la conductividad del conductor [ $m/\Omega \cdot mm^2$ ] y U es la tensión de la línea [ $V$ ].

- Cálculo de sección del conductor por intensidad máxima admisible

Este cálculo se basa en hallar la máxima intensidad admisible que puede soportar un conductor sin producir un calentamiento excesivo, originado por el efecto Joule, que puedan deteriorar su aislamiento o producir el deterioro de todo el conductor.

La intensidad será afectada por una serie de factores de corrección que dependerán de las condiciones de trabajo que se puedan presentar durante su funcionamiento y del tipo de instalación que se implementará.

Los factores de corrección que se enuncian a continuación son los que se utilizarán para el dimensionamiento de los conductores del sistema.

- Factor de corrección por temperatura: Cuando el sistema está expuesto a una temperatura ambiente distinta a los 40°C se debe afectar la intensidad del sistema por dicho factor, con el fin de tener en cuenta el distinto salto térmico que se origina durante su funcionamiento.
- Factor de corrección por agrupamiento: Este factor se deberá tener en cuenta cuando más de un circuito coinciden en la misma canalización y tienen como fin considerar el calentamiento mutuo entre los circuitos además de tener en cuenta la mayor dificultad para disipar calor.

- Factor de corrección por radiación solar directa: Para circuitos que estén expuestos directamente a la radiación solar se deberá considerar un factor de corrección de 0.9<sup>17</sup>.
- Factor de corrección para instalaciones generadoras de baja tensión: La normativa ITC-BT 40, pto.5 estipula que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior a 125% de la máxima intensidad del generador.

Una vez corregida la intensidad máxima admisible se procede a calcular la sección mínima del conductor que sea capaz de soportar tal intensidad. Esto se logra a partir de los datos técnicos de intensidades admisibles expresados para cada calibre que el fabricante otorga.

### **2.1.3 Pérdidas en un sistema fotovoltaico conectado a la red**

En un sistema fotovoltaico conectado a la red se pueden encontrar diferentes tipos de pérdidas de energía. Las cuales se explican a continuación:

- Pérdidas por dispersión de los parámetros de los módulos fotovoltaicos: Todos los módulos fotovoltaicos son únicos ya que ninguno tiene exactamente las mismas condiciones de fabricación por lo que el fabricante otorga un porcentaje de tolerancia respecto a los parámetros nominales de funcionamiento. Cada módulo fotovoltaico que constituye el generador tendrá diferentes tensiones e intensidades nominales por lo que la potencia del generador será inferior a la suma de la potencia de los módulos. Este tipo de pérdidas van desde el 3% a un 5%.
- Pérdidas por polvo y suciedad: Se producen por la acumulación de polvo y suciedad sobre los módulos fotovoltaicos y este depende también del mantenimiento que se le dé a estos y a las condiciones climatológicas. Puede ir desde un 2% en módulos con buen mantenimiento.
- Pérdidas angulares y espectrales: Estas se originan por la variación de la irradiación solar incidente sobre los módulos fotovoltaicos y condiciones de trabajo diferentes a las condiciones estándar especificadas por su fabricante. Estas pérdidas van desde el 1% al 4%.
- Pérdidas por temperatura: Esta pérdida se calcula a partir de la temperatura de operación nominal de la celda (TONC), irradiación solar y temperatura ambiente. El fabricante indica los datos en que la celda fotovoltaica mantiene un rendimiento óptimo. Si la temperatura de trabajo es mayor o menor que la indicada, el rendimiento del equipo disminuye.
- Pérdidas por cableado: Pérdidas de energía por el efecto joule en los conductores de la instalación. Según el reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT), en la instrucción ITC-BT-40 indica que: “la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública , no será superior al 1.5% cuando el equipo opere a su intensidad nominal”
- Pérdidas en el inversor: Estas están fijadas por su rendimiento y dependen del régimen de carga. Estas son variables tomando un valor aproximado del 8% para potencias superiores a 5 kW y un 12 % para potencias inferiores o igual a 5 kW.

---

<sup>17</sup> Valor obtenido de la referencia bibliográfica [8]

- Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia: El seguimiento al punto de máxima potencia en el inversor puede fallar por lo que se estima una pérdida entre el 2% y un 5%.
- Pérdida por sombreado: Pérdidas por la proyección de sombras sobre el módulo fotovoltaico.

## 2.2 Colector de placa plana

### 2.2.1 Componentes de un colector de placa plana

Un colector de placa plana basa su funcionamiento en el llamado efecto invernadero cuyo propósito es el calentamiento de un fluido. Particularmente, para el caso de estudio es el calentamiento de agua sanitaria a partir de un sistema termosifón de circuito cerrado.

Las partes que conforman un colector solar de placa plana son: una superficie absorbente negra (placa) que se encarga de absorber la energía solar y transferirla al fluido de trabajo, una cubierta transparente, que se coloca por encima de la superficie negra, que se encarga de reducir las pérdidas por radiación y convección hacia el ambiente, aislante en la parte inferior de la superficie absorbente negra, que se encarga de reducir las pérdidas por conducción hacia el ambiente, los ductos por donde fluye el fluido de trabajo y una estructura de soporte (ver figura 2.3).

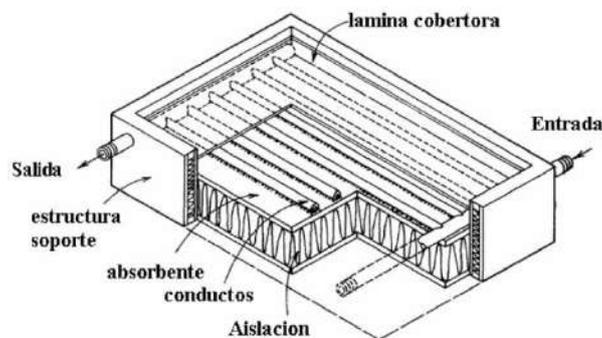


Figura 2. 3 Esquema colector de placa plana  
Fuente: Bibliografía [21]

### 2.2.2 Hipótesis del funcionamiento del colector<sup>18</sup>

Se consideran algunas hipótesis acerca del análisis del funcionamiento del colector con el fin de simplificar los procesos térmicos. Las hipótesis que se presentaran a continuación fueron dadas por Duffie y Beckmann (1980) que tienen como base el análisis planteado por Whillier (1953, 1977) y por Hottel y Whillier (1958).

- El funcionamiento se realiza en estado estacionario.
- La placa es plana y los tubos son paralelos.
- Se desprecian los efectos de entrada y salida de los ductos.

<sup>18</sup> Esta sección ha sido realizada tomando como base la bibliográfica [4]. Pág.239

- El flujo de entrada y de salida es uniforme.
- La absorción de energía solar en la cubierta es despreciable frente a las pérdidas del colector.
- El flujo de calor es unidimensional a través de las cubiertas.
- Hay una disminución despreciable de temperatura a través de la cubierta.
- La cubierta es opaca frente a la radiación infrarroja.
- Existe un flujo unidimensional a través del aislamiento posterior.
- El gradiente de temperatura en la zona entre los tubos puede despreciarse.
- Los gradientes de temperatura en la dirección del flujo y entre los tubos son independientes.
- Las propiedades del colector son independientes de la temperatura.
- Las pérdidas por la parte anterior y posterior se producen a la misma temperatura ambiente.
- Se considera la cubierta sin depósitos de polvo o suciedad.
- Se considera el colector totalmente expuesto al sol, sin sombras.

### 2.2.3 Modelación de la radiación incidente en una superficie inclinada

Los datos de radiación solar comúnmente son los que han sido obtenidos sobre una superficie horizontal, pero para la mayoría de aplicaciones en sistemas solares se necesita cuantificar esta radiación sobre una superficie inclinada por lo que esta sección estará dedicada a su formulación.

La radiación total sobre una superficie inclinada estará definida por la suma de sus tres formas que la componen, las cuales son: radiación directa, radiación difusa (isotrópica, circunsolar y referida del horizonte) y radiación reflejada desde otras superficies cercanas. Para lo cual, se toma en consideración algunos modelos sobre la radiación difusa la cual ayudará a simplificar el análisis.

Estos modelos tienen como base que la radiación difusa en una superficie inclinada está compuesta por tres partes; la primera hace referencia a una parte isotrópica obtenida uniformemente del cielo; la segunda es la parte circunsolar que hace referencia a la radiación solar concentrada en la parte del cielo alrededor del sol; y la tercera parte hace referencia a la radiación difusa originada por el brillo del horizonte. Por lo tanto, la radiación en una superficie inclinada quedará expresada de la siguiente forma:

$$I_T = I_{T,b} + I_{T,d,iso} + I_{T,d,cs} + I_{T,d,hz} + I_{T,refl} \quad (2.15)$$

Donde  $I_T$  es la radiación total en una superficie inclinada que es la suma de sus cinco componentes cuantificados también sobre una superficie inclinada. El primer término es la radiación directa, el segundo la radiación difusa isotrópica, la tercera la radiación difusa circunsolar, la cuarta la radiación difusa del horizonte y la quinta la radiación reflejada de otras superficies cercanas.

Si se supone una superficie de estudio con área  $A_c$ , la radiación total incidente sobre una superficie inclinada puede ser expresada en términos de la radiación directa y difusa obtenidos de una superficie horizontal

$$A_c I_T = I_b R_b A_c + I_{d,iso} A_S F_{s-c} + I_{d,cs} R_b A_c + I_{d,hz} A_{hz} F_{hz-c} + \sum_i I_i \varphi_i A_i F_{i-c} \quad (2.16)$$

Donde la variable  $F$  es el factor de forma, la sumatoria hace referencia a la radiación total reflejada por otras superficies cercanas donde  $\varphi$  es la reflectancia difusa de la superficie y  $R$  es la relación entre la radiación total en una superficie inclinada y la radiación total en una superficie horizontal.

En la práctica no se puede obtener en detalle cuanta radiación se refleja en cada superficie cercana a la de estudio, por lo que se asume que toda la radiación reflejada se origina por una sola superficie horizontal que es la del suelo y es cuantificada a partir de su reflectancia y la radiación total incidente sobre esta, la cual se enuncia en la siguiente expresión:

$$I_T = I_b R_b + I_{d,iso} F_{c-s} + I_{d,cs} R_b + I_{d,hz} R_b + I \varphi_g F_{c-g} \quad (2.17)$$

A la expresión antes hallada se le aplica el modelo de cielo isotrópico en el cual se asume que la combinación de la componente difusa y reflejada del suelo es isotrópica, obteniendo que la suma de estas dos componentes en una superficie inclinada es la misma independiente de la orientación y la radiación total en una superficie inclinada es la suma de la componente directa y difusa calculada en una superficie horizontal, la cual fue mejorada por Liu and Jordan (1936)<sup>19</sup> e indica que la radiación en una superficie inclinada estará conformada por tres componentes: directa, difusa isotrópico y la radiación solar reflejada desde el suelo. Al tomar en consideración estos dos estudios se obtiene la siguiente expresión:

$$I_T = I_b R_b + I_d F_{c-s} + I \varphi_g F_{c-g} \quad (2.18)$$

Una superficie inclinada un ángulo  $\beta$  tiene los siguientes factores de forma:

$$F_{c-s} = \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (2.19)$$

$$F_{c-g} = \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (2.20)$$

Al sustituir los factores de forma se obtiene:

$$I_T = I_b R_b + I_d \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I \varphi_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.21)$$

---

<sup>19</sup> Referencia bibliográfica [26].

Una vez hallada la expresión para calcular la radiación solar incidente sobre una superficie inclinada se procede a determinar las componentes que la conforman.

El valor de  $R_b$  puede ser hallado a partir de la siguiente expresión:

$$R_b = \frac{\cos(\phi + \beta)\cos\delta\cos\omega + \sin(\phi + \beta)\sin\delta}{\cos\phi\cos\delta\cos\omega + \sin\phi\sin\delta} \quad (2.22)$$

Esta expresión está basada a partir de los ángulos explicados en el Capítulo 1, referentes al direccionamiento de la radiación solar directa. Esta fórmula además varía según el hemisferio en el que el colector sea implementado, para el caso de estudio se aplica para el hemisferio sur.

Para calcular las componentes directa y difusa de la radiación solar se aplica una aproximación<sup>20</sup> que se realiza en base a dos variables: la primera es la relación entre la insolación horaria difusa y la insolación horaria total en una superficie plana ( $\bar{I}_d/\bar{I}$ ) ambas en [ $J/m^2$ ], y la segunda es el índice de claridad ( $K_t$ ).

- El índice de claridad ( $K_t$ ) se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$K_t = \frac{\bar{I}}{I_0} \quad (2.23)$$

Donde  $\bar{I}$  es la insolación solar horaria total y  $I_0$  es la insolación extraterrestre.

La insolación extraterrestre se expresa de la siguiente forma:

$$\bar{I}_0 = \frac{(12)(3600)}{\pi} G_{sc} \left( 1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) \left[ \cos\phi\cos\delta(\sin\omega_2 - \sin\omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin\phi\sin\delta \right] \quad (2.24)$$

Donde  $G_{sc}$  es la constante solar que equivale a  $1367 [W/m^2]$  y  $n$  es el número del día en el año y  $\bar{I}_0$  esta expresado en [ $J/m^2$ ]

- Relación  $\bar{I}_d/I$  se obtiene a partir del índice de claridad:

$$\frac{\bar{I}_d}{\bar{I}} = \begin{cases} 1 - 0.09K_t & K_t \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.1604K_t + 4.388K_t^2 - 16.638K_t^3 + 12.33K_t^4 & 0.22 < K_t \leq 0.80 \\ 0.165 & K_t > 0.8 \end{cases} \quad (2.25)$$

Una vez obtenido la relación  $\bar{I}_d/\bar{I}$  se calcula cada componente de la radiación con la siguiente expresión:

<sup>20</sup> Esta aproximación ha sido obtenida de la referencia bibliográfica [4], pág. 74

$$\bar{I} = \bar{I}_d + \bar{I}_b \quad (2.26)$$

La reflectancia difusa de la superficie ( $\varphi_g$ ) se obtiene a partir de los valores de su absorptancia ( $\alpha$ ) y transmitancia ( $\tau$ ).

$$\varphi_g = 1 - \alpha_g - \tau_g \quad (2.27)$$

#### 2.2.4 Energía absorbida por la placa

La energía absorbida por la placa del colector estará definida por el producto de cada componente de la radiación total incidente sobre una superficie inclinada con su correspondiente coeficiente transmitancia-absortancia ( $\tau\alpha$ ).

$$S = I_b R_b (\tau\alpha)_b + I_d (\tau\alpha)_d \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \varphi_g (I_b + I_d) (\tau\alpha)_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.28)$$

Los coeficientes de transmitancia-absortancia referidos a la radiación directa, difusa y de la superficie se puede aproximar a partir de la siguiente ecuación:

$$(\tau\alpha) = 1.01\tau\alpha \quad (2.29)$$

Los valores de transmitancia y absorptancia dependen del ángulo de incidencia de cada componente de la radiación y se puede hallar a partir de las siguientes expresiones<sup>21</sup>:

$$a = a_N (1 - 1.58 \times 10^{-3} \theta + 2.73 \times 10^{-4} \theta^2 - 2.30 \times 10^{-5} \theta^3 + 9.02 \times 10^{-7} \theta^4 - 1.8 \times 10^{-8} \theta^5 + 1.77 \times 10^{-10} \theta^6 - 6.99 \times 10^{-13} \theta^7) \quad (2.30)$$

$$\tau = \frac{\cos \theta \sqrt{2.33 - \sin^2 \theta}}{0.665 + \cos^2 \theta} e^{\frac{-0.037}{\cos\left(\arcsin\frac{\sin \theta}{1.526}\right)}} \quad (2.31)$$

El ángulo de incidencia de la radiación directa ( $\theta_b$ ) se calcula en el Capítulo 1 y los ángulos de incidencia de la radiación difusa ( $\theta_d$ ) y de la superficie ( $\theta_g$ ) se expresan a continuación:

$$\theta_d = 59.7 - 0.1388\beta + 0.001497\beta^2 \quad (2.32)$$

$$\theta_g = 90 - 0.5788\beta + 0.002693\beta^2 \quad (2.33)$$

<sup>21</sup> Ecuaciones obtenidas de la referencia bibliográfica [18]

## 2.2.5 Parámetros de diseño

El diseño de un colector de placa plana se basa en la correcta formulación de los mecanismos de transferencia de calor que se llevan a cabo en cada uno de sus elementos que lo conforman, así como la disposición de estos, que tienen como fin poder cuantificar la energía útil que se puede transferir al fluido de trabajo.

### 2.2.5.1 Coeficientes de transferencia de calor

- Coeficiente de transferencia de calor por convección entre la cubierta y el ambiente

$$hc_{c-a} = 2.8 + 3v \quad [W/m^2 \cdot K] \quad (2.34)$$

Donde  $v$  es la velocidad del viento [ $m/s$ ] y será válida en un rango de  $0 \leq v \leq 7 m/s$

- Coeficiente de transferencia de calor por radiación entre la cubierta y el ambiente

$$hr_{c-a} = \varepsilon_c \sigma (T_c^2 + T_s^2)(T_c + T_s) \quad [W/m^2 \cdot K] \quad (2.35)$$

Donde  $\varepsilon_c$  es la emisividad de la cubierta,  $\sigma$  es la constante de Stefan-Boltzmann,  $T_c$  es la temperatura de la cubierta [ $K$ ] y  $T_s$  es la temperatura del cielo [ $K$ ].

La temperatura del cielo ( $T_s$ )<sup>22</sup> se obtiene a partir de la temperatura del ambiente ( $T_a$ ).

$$T_s = 0.0552T_a^{1.5} \quad (2.36)$$

- Coeficiente de transferencia de calor por convección entre la placa y la cubierta

$$hc_{p-c} = \frac{Nuk_{aire}}{d} \quad [W/m^2 \cdot K] \quad (2.37)$$

Donde  $Nu$  es el número de Nusselt para el aire,  $k_{aire}$  es la conductividad del aire [ $W/m^2K$ ] y  $d$  es el espacio entre la placa y la cubierta [ $m$ ].

El número de Nusselt para el aire entre dos placas se determina de la siguiente manera:

$$Nu = 1 + 1.44 \left[ 1 - \frac{1708 (\sin(1.8\beta))^{1.6}}{Ra \cos(\beta)} \right] \left[ 1 - \frac{1708}{Ra \cos(\beta)} \right]^+ + \left[ \left( \frac{Ra \cos(\beta)}{5830} \right)^{1/3} - 1 \right]^+ \quad (2.38)$$

<sup>22</sup> Expresión referente a la temperatura del cielo ha sido obtenida de la referencia bibliográfica [19], Pág. 422

Donde  $Ra$  es el número de Rayleigh,  $\beta$  es el ángulo de inclinación del colector [°] y el signo positivo [ ]<sup>+</sup> hace referencia a que solo se consideran valores mayores a cero, en el caso que esa operación sea negativa se debe considerar cero.

El valor del número de Rayleigh se obtiene de:

$$Ra = \frac{gB'\Delta Td^3}{\nu_{aire}\alpha_{aire}} \quad (2.39)$$

Donde  $g$  es la aceleración de la gravedad [ $N/kg$ ],  $B'$  es el coeficiente volumétrico de expansión [ $K^{-1}$ ],  $\Delta T$  es la diferencia de temperatura entre la placa y la cubierta [ $K$ ],  $d$  es la distancia entre la placa y la cubierta [ $m$ ],  $\nu_{aire}$  es la viscosidad cinemática [ $m^2/s$ ] y  $\alpha_{aire}$  es la difusividad térmica [ $m^2/s$ ].

- Coeficiente de transferencia de calor por radiación entre la placa y la cubierta

$$hr_{p-c} = \frac{\sigma(T_p + T_c)(T_p^2 + T_c^2)}{\left(\frac{1}{\varepsilon_p}\right) + \left(\frac{1}{\varepsilon_c}\right) - 1} \quad [W/m^2 \cdot K] \quad (2.40)$$

Donde  $\varepsilon_c$  es la emisividad de la cubierta,  $\varepsilon_p$  es la emisividad de la placa,  $\sigma$  es la constante de Stefan-Boltzmann,  $T_c$  es la temperatura de la cubierta [ $K$ ] y  $T_p$  es la temperatura de la placa [ $K$ ].

- Coeficiente de transferencia de calor por convección entre la placa y el fluido

$$hc_{f-p} = \frac{Nu_{fluido}k_{fluido}}{D} \quad [W/m^2 \cdot K] \quad (2.41)$$

Donde  $Nu_{fluido}$  es el número de Nusselt para el fluido que circula por los ductos,  $k_{fluido}$  es la conductividad térmica del fluido [ $W/m^2K$ ] y  $D$  es el diámetro interno del ducto [ $m$ ].

El número de Nusselt se puede obtener a partir de la siguiente expresión dada por Heaton et. al.<sup>23</sup> Que es válida para ductos cortos ( $L/D > 1$ ) y para valores de  $Re < 2300$

$$Nu_{fluido} = Nu_{\infty} + \frac{a(Re Pr D / L)^m}{1 + b(Re Pr D / L)^n} \quad (2.42)$$

Donde  $Re$  es el número de Reynolds,  $Pr$  es el número de Prandtl,  $D$  es el diámetro interno del ducto [ $m$ ],  $L$  es la longitud del ducto [ $m$ ] y los valores de las constantes son  $Nu_{\infty} = 4.4$ ,  $a = 0.00398$ ,  $b = 0.0114$ ,  $m = 1.66$ ,  $n = 1.12$ .

<sup>23</sup> Expresión tomada de referencia bibliográfica [4]

El valor del número de Reynolds se obtiene a partir de:

$$\text{Re} = \frac{4\dot{m}}{\pi D \mu_{\text{fluido}}} \quad (2.43)$$

Donde  $\dot{m}$  es el flujo másico del fluido [ $kg/s$ ],  $D$  es el diámetro interno del ducto [ $m$ ], y  $\mu_{\text{fluido}}$  es la viscosidad dinámica del fluido [ $kg/m \cdot s$ ]

El número de Prandtl se obtiene a partir de la relación entre la viscosidad cinemática y difusividad térmica del fluido.

$$\text{Pr} = \frac{\nu_{\text{fluido}}}{\alpha_{\text{fluido}}} \quad (2.44)$$

### 2.2.5.2 Coeficientes de pérdida de calor

El coeficiente de pérdida de calor total ( $U_L$ ) es el resultado de la suma de las pérdidas dadas en la parte superior del colector ( $U_t$ ), en la parte inferior ( $U_b$ ) y la parte lateral ( $U_e$ ).

$$U_L = U_t + U_b + U_e \quad [W/m^2 \cdot K] \quad (2.45)$$

Para este tipo de colector las pérdidas que se dan por las paredes laterales son pequeñas por lo que ( $U_e$ ) se estima igual a cero<sup>24</sup>.

El valor de  $U_t$  se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$U_t = \left( \frac{1}{hc_{p-c} + hr_{p-c}} + \frac{1}{hc_{c-a} + hr_{c-a}} \right)^{-1} [W/m^2 \cdot K] \quad (2.46)$$

El coeficiente de pérdida de calor en la parte inferior se expresa de la siguiente forma:

$$U_b = \frac{k_{\text{aislante}}}{\delta_{\text{aislante}}} [W/m^2 \cdot K] \quad (2.47)$$

Donde  $k_{\text{aislante}}$  es la conductividad térmica [ $W/m \cdot K$ ] y  $\delta_{\text{aislante}}$  es el espesor del aislante [ $m$ ].

<sup>24</sup> La hipótesis del valor del coeficiente de pérdida de calor por las paredes laterales es despreciables ha sido obtenido de la bibliografía [4], pág.252

### 2.2.5.3 Propiedades del aire

Es importante conocer la variación de las propiedades del aire según la variación de temperatura, ya que esta permitirá calcular el coeficiente de transferencia de calor por convección entre la placa y la cubierta.

Las propiedades del aire serán definidas a una temperatura media ( $T_m$ ) que se obtiene a partir de:

$$T_m = \frac{T_p + T_c}{2} \quad [K] \quad (2.48)$$

A continuación se especifica las propiedades del aire que se necesitarán, así como sus correspondientes expresiones<sup>25</sup> para su cálculo.

- Calor específico [ $J/kg \cdot K$ ]:

$$C_{p_{aire}} = 999.2 + 0.1434(T_m - 273.15) + 1.101 \times 10^{-4}(T_m - 273.15)^2 + 6.758 \times 10^{-8}(T_m - 273.15)^3 \quad (2.49)$$

- Conductividad térmica [ $W/m \cdot K$ ]:

$$k_{aire} = 0.0244 + (0.6773 \times 10^{-4}(T_m - 273.15)) \quad (2.50)$$

- Difusividad térmica [ $m^2/s$ ]:

$$\alpha_{aire} = \frac{k_{aire}}{\rho_{aire} C_{p_{aire}}} \quad (2.51)$$

- Viscosidad cinemática [ $m^2/s$ ]:

$$\nu_{aire} = (0.1284 + 0.00105(T_m - 273.15)) \times 10^{-4} \quad (2.52)$$

- Densidad [ $kg/m^3$ ]:

$$\rho_{aire} = \frac{353.44}{T_m} \quad (2.53)$$

---

<sup>25</sup> Expresiones propuestas por Tiwari et al. (2002)

- Coeficiente de expansión volumétrica [1/K]:

$$B' = \frac{1}{T_m} \quad (2.54)$$

#### 2.2.5.4 Eficiencia de un colector de placa plana

La eficiencia del colector se expresa de la siguiente forma:

$$\eta = \frac{Q_u}{I_T A_c} \quad (2.55)$$

Donde  $Q_u$  es el calor útil [W],  $I_T$  es la radiación incidente sobre la superficie del colector [ $W/m^2$ ] y  $A_c$  es el área del colector [ $m^2$ ].

El calor útil se puede obtener a través de la siguiente expresión:

$$Q_u = A_c [S - U_L (T_{pm} - T_a)] \quad [W] \quad (2.56)$$

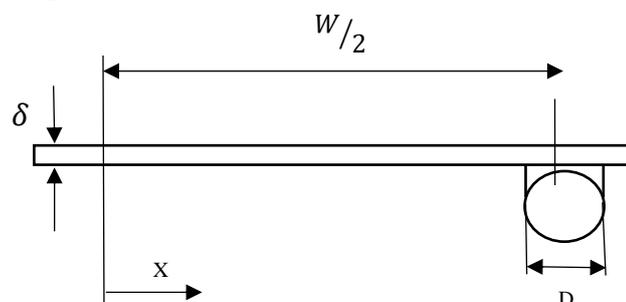
Donde  $T_{pm}$  es la temperatura media de la placa [K] y  $T_a$  es la temperatura del ambiente [K].

La temperatura media de la placa se obtiene a partir de:

$$T_{pm} = T_{fi} + \frac{Q_u / A_c}{F_R U_L} (1 - F_R) \quad [K] \quad (2.57)$$

Donde  $T_{fi}$  es la temperatura de entrada del fluido [K] y  $F_R$  es el factor de remoción de calor.

El factor de remoción de calor ( $F_R$ ) depende de parámetros constructivos del colector, los cuales se ilustran en la figura 2.4.



**Figura 2. 4 Dimensiones de la placa y ductos**  
Fuente: Elaboración propia

Donde  $D$  es el diámetro del ducto por donde circulará el fluido [ $m$ ],  $W$  es la distancia entre ductos [ $m$ ] y  $\delta$  es el espesor de la placa [ $m$ ].

El valor del factor de remoción se puede calcular con la siguiente expresión:

$$F_R = \frac{\dot{m}C_p}{A_c U_L} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{A_c U_L F'}{\dot{m}C_p}\right) \right] \quad (2.58)$$

Donde  $\dot{m}$  es el flujo másico del fluido [ $kg/s$ ],  $C_p$  es el calor específico a presión constante [ $J/kg \cdot K$ ] y  $F'$  es el factor eficiencia del colector.

El factor eficiencia del colector se obtiene a partir de:

$$F' = \frac{1/U_L}{W \left[ \frac{1}{U_L [D + (W - D) F]} + \frac{1}{\pi D h c_{f-p}} \right]} \quad (2.59)$$

$$F = \frac{\text{Tanh}\left[m(W - D)/2\right]}{m(W - D)/2} \quad (2.60)$$

$$m = \sqrt{\frac{U_L}{k\delta}} \quad (2.61)$$

Donde  $h c_{f-p}$  es el coeficiente de transferencia de calor por convección entre la placa y el fluido [ $W/m^2 \cdot K$ ],  $k$  es la conductividad térmica de la placa [ $W/m \cdot K$ ] y  $\delta$  es el espesor de la placa [ $m$ ].



## Capítulo 3

### Diseño de las tecnologías a implementar

#### 3.1 Zona de estudio

Para el desarrollo de la presente tesis se tomó como zona de estudio una residencia urbana ubicada en la ciudad de Piura departamento de Piura. Piura es una ciudad situada al noreste del Perú y se ubica en la zona central oeste de la región (en el valle del río Piura), con coordenadas geográficas de latitud  $05^{\circ}12'00''\text{S}$  y longitud  $80^{\circ}38'00''\text{W}$  (Ver figura 3.1).



**Figura 3. 1 Departamento de Piura.**  
Fuente: Wikipedia

La residencia en estudio se encuentra ubicada en la zona este de la ciudad, específicamente, en la Urbanización Piura (Ver figura 3.2).



**Figura 3. 2 Ubicación de la residencia en estudio.**  
Fuente: Google maps

En la ciudad de Piura predomina un clima cálido durante la mayor parte del año con temperaturas promedio entre 22°C y 38°C en verano y con presencia de escasas precipitaciones salvo cuando se produce el fenómeno del niño. Estas condiciones se obtienen gracias a su cercanía con la línea ecuatorial, lo que convierte a esta ciudad en un lugar óptimo para el aprovechamiento de la energía solar ya que casi en la totalidad del año hay presencia de días soleados con una radiación solar poco variable.

En la tabla 3.1 se especifica el promedio mensual de la irradiación diaria en la ciudad de Piura sobre una superficie horizontal<sup>26</sup>.

**Tabla 3. 1 Promedio mensual de la irradiación diaria en la Ciudad de Piura.**

Mes	Irradiación promedio [ $kWh/m^2/Día$ ]
Enero	6.11
Febrero	6.11
Marzo	6.26
Abril	5.96
Mayo	5.32
junio	4.76
Julio	4.63
Agosto	4.99
Setiembre	5.68
Octubre	5.90
Noviembre	6.02
Diciembre	6.19

Fuente: National Aeronautics and Space Administration

## 3.2 Diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red

### 3.2.1 Cálculo del consumo energético

Para realizar un correcto dimensionamiento del sistema fotovoltaico es necesario conocer la radiación incidente en el lugar que se implementara esta tecnología y determinar con precisión el consumo energético.

<sup>26</sup> Los datos del promedio mensual de irradiación diaria en la ciudad de Piura sobre una superficie horizontal han sido tomadas de la referencia bibliográfica [6].

En las tablas 3.2 a la 3.8 se procederá al cálculo de consumo<sup>27</sup> energético originado por la iluminación en las diferentes ambientes de la casa y artefactos eléctricos.

**Tabla 3. 2 Consumo energético originado por la iluminación de la casa.**

Ambiente	Número de luminarias	Potencia [W]	Tiempo promedio de uso [Horas/Día]	Consumo de energía [kWh/Día]
Sala de estar	2	32	2	0.128
Sala de entretenimiento	1	20	5	0.1
Comedor	1	20	5	0.1
Cocina	1	20	1	0.02
Baños	2	20	3	0.12
Cuartos	3	20	2	0.12
Escaleras	2	20	0.25	0.01
Azotea	1	20	0.25	0.005
<b>TOTAL</b>		<b>284</b>		<b>0.603</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 3. 3 Consumo energético originado por artefactos eléctricos de uso diario.**

Elemento	Cantidad	Potencia [W]	Tiempo Promedio de uso [Horas/Día]	Consumo de energía [kWh/Día]
Televisor	1	80	4	0.32
Refrigerador <sup>28</sup>	1	300	8	2.4
Horno microondas	1	1000	0.5	0.5
Hervidor eléctrico	1	1000	0.5	0.5
Licuada	1	375	0.5	0.1875
Laptop	1	120	7	0.84
Router	1	6	24	0.144
Olla arrocera	1	400	1	0.4
<b>TOTAL</b>		<b>3281</b>		<b>5.2915</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 3. 4 Consumo energético originado por los artefactos eléctricos de uso semanal.**

Elemento	Cantidad	Día de uso	Potencia [W]	Tiempo Promedio de uso [Horas/Día]	Consumo de energía [kWh/Día]
Electrobomba	1	Domingo	373	0.25	0.09325
Ventilador	2	Sábado y Domingo	50	3	0.3
Plancha	1	Domingo	1000	0.5	0.5
Minicomponente	1	Sábado y Domingo	72	4	0.288
Aspiradora	1	Viernes	400	2	0.8
Lavadora	1	Domingo	600	3	1.8
<b>TOTAL</b>					<b>3.78125</b>

Fuente: Elaboración propia.

<sup>27</sup> Se ha tomado como referencia para su cálculo la referencia bibliográfica [11]

<sup>28</sup> Se considera que el refrigerador realiza 4 veces por hora el proceso de refrigeración, con una duración de cada proceso de 5 minutos lo que nos da un tiempo de uso de 8 horas al día y se estima una potencia promedio a partir de la referencia bibliográfica [7].

Tabla 3. 5 Consumo total de energía de los días lunes, martes, miércoles y jueves.

LUNES-MARTES-MIERCOLES-JUEVES		
Elemento	Potencia [W]	Consumo de energía [kWh/Día]
Cargas diarias	3281	5.2915
Iluminación	284	0.603
<b>TOTAL</b>	<b>3565</b>	<b>5.8945</b>

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3. 6 Consumo total de energía de los días viernes.

VIERNES		
Elemento	Potencia [W]	Consumo de energía [kWh/Día]
Cargas diarias	3281	5.2915
Aspiradora	400	0.8
Iluminación	284	0.603
<b>TOTAL</b>	<b>3965</b>	<b>6.6945</b>

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3. 7 Consumo total de energía de los días sábados.

SABADO		
Elemento	Potencia [W]	Consumo de energía [kWh/Día]
Cargas diarias	3281	5.2915
Minicomponente	72	0.288
Ventilador	100	0.3
Iluminación	284	0.603
<b>TOTAL</b>	<b>3737</b>	<b>6.4825</b>

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3. 8 Consumo total de energía de los días domingos.

DOMINGO		
Elemento	Potencia [W]	Consumo de energía [kWh/Día]
Cargas diarias	3281	5.2915
Minicomponente	72	0.288
Ventilador	100	0.3
Plancha	1000	0.5
Electrobomba	373	0.09325
Lavadora	600	1.8
Iluminación	284	0.603
<b>TOTAL</b>	<b>5710</b>	<b>8.87575</b>

Fuente: Elaboración propia.

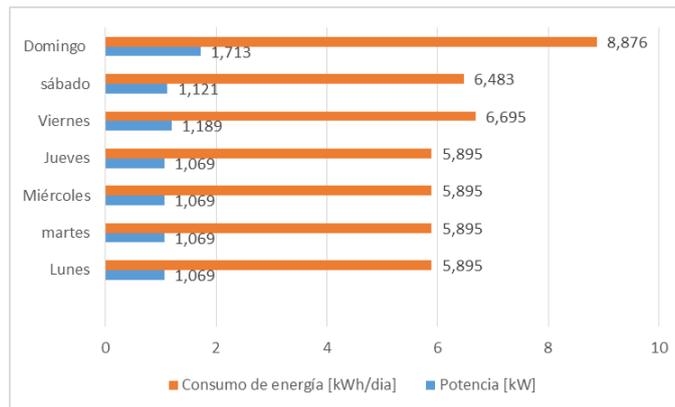
Los valores de potencia total obtenidos en las tablas mostradas deben ser afectados por un factor de simultaneidad, el cual será del 0.3. A continuación en la tabla 3.9 se tabula los valores de potencia y consumo de energía obtenidos por día.

Tabla 3. 9 Consumo promedio de potencia y consumo de energía.

Día	Potencia [W]	Consumo de energía [kWh/Día]
Lunes	1069	5.8945
martes	1069	5.8945
Miércoles	1069	5.8945
Jueves	1069	5.8945
Viernes	1189	6.6945
sábado	1121	6.4825
Domingo	1713	8.8757
<b>Promedio</b>	<b>1186</b>	<b>6.5186</b>

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 3.3 se muestra la potencia máxima y consumo de energía por día.



**Figura 3. 3 Potencia máxima y consumo de energía por día**  
Fuente: Elaboración propia

Para obtener la demanda de energía por mes se multiplica la demanda promedio de energía diaria por la cantidad de días dicho mes (Ver tabla 3.10).

**Tabla 3. 10 Demanda de energía mensual**

Mes	Cantidad de días	Demanda de energía [kWh/mes]
Enero	31	202.07
Febrero	28	182.52
Marzo	31	202.07
Abril	30	195.55
Mayo	31	202.07
Junio	30	195.55
Julio	31	202.07
Agosto	31	202.07
Septiembre	30	195.55
Octubre	31	202.07
Noviembre	30	195.55
Diciembre	31	202.07

Fuente: Elaboración propia

## 3.2.2 Cálculo de los módulos fotovoltaicos

### 3.2.2.1 Inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos

La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos para la ciudad de Piura, la cual tiene una latitud de  $-5.200833^\circ$ , está determinada por la ecuación (2.10).

Reemplazando el valor de latitud de la ciudad de Piura se obtiene lo siguiente:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 |5.2|$$

$$\beta_{opt} = 7.29^\circ$$

### 3.2.2.2 Cálculo de pérdidas por orientación e inclinación

Según la normativa HE-5<sup>29</sup> que estipula la contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica se debe cumplir con un valor mínimo de pérdidas por orientación e inclinación con el fin de no presentar daños al sistema.

La normativa específica los siguientes límites referentes a las pérdidas por orientación e inclinación (Ver tabla 3.11).

**Tabla 3. 11 Porcentaje máximo de pérdidas por orientación e inclinación estipulado por la normativa HE5**

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Fuente: Normativa HE5

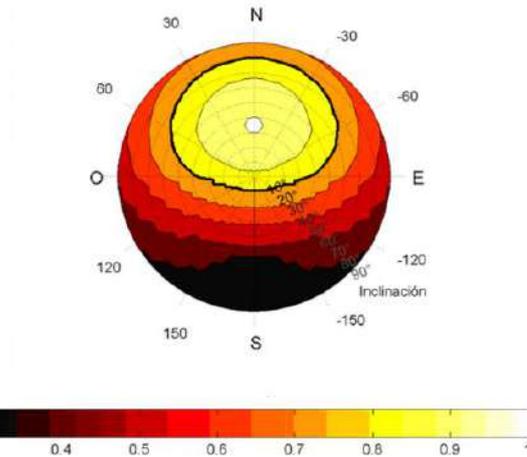
Para el presente caso de estudio se optará por implementar una estructura metálica que servirá como apoyo para los módulos fotovoltaico, el cual se encuentra considerado como un caso general, por lo que se tiene un porcentaje máximo del 10% para las pérdidas por orientación e inclinación independientemente. En el caso que se presenten los dos casos de pérdidas en la instalación se debe considerar un porcentaje máximo del 15%.

En el lugar que se desea implementar esta tecnología no existen obstáculos que obstruyan la radiación solar, por lo que solo se considera perdidas por orientación e inclinación y no la producida por sombreado.

Tomando en cuenta el máximo porcentaje permitido se procede a hallar la inclinación máxima y mínima que deben tener los módulos para cumplir con esta normativa.

Para hallar la inclinación máxima y mínima se hace uso de un diagrama polar de pérdidas, el cual se muestra en la figura 3.4 para una latitud de 39° sur. En este diagrama se ingresa con el valor del ángulo azimuth y se intercepta a la región coloreada perteneciente al 0.9 que indica un 10% de pérdidas por inclinación y orientación.

<sup>29</sup> Normativa referida a la contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica, tomada de la referencia bibliográfica [12]



**Figura 3. 4 Diagrama polar de pérdidas por inclinación e orientación para una latitud de 39° sur.**

Fuente: bibliografía [11]

Ingresando el valor del ángulo azimuth de  $0^\circ$  e interceptándolo con la zona que corresponde al 10% de pérdidas por orientación e inclinación se obtiene un ángulo máximo de  $80^\circ$  y un ángulo mínimo de  $10^\circ$ . Estos ángulos deben ser corregidos ya que el diagrama fue realizado para una latitud de  $39^\circ$  sur y Piura tiene una latitud de  $5.2^\circ$  sur.

$$\text{Inclinación máxima} = 80 - (39 - 5.2) \rightarrow 46.2^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 10 - (39 - 5.2) \rightarrow -23.8^\circ$$

Ya que el valor obtenido en el ángulo mínimo es negativo y está fuera de rango se considera un valor mínimo de inclinación de  $5^\circ$  como está estipulado en la normativa HE5. A partir de esta consideración se obtuvieron los siguientes resultados:

$$\text{Inclinación máxima} = 46.2^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 5^\circ$$

Con los resultados obtenidos se verifica que el valor calculado en la sección anterior de  $7.29^\circ$  correspondiente a la inclinación óptima y cumple con la normativa HE5.

Una vez verificada que la inclinación de los módulos fotovoltaicos de  $7.29^\circ$  cumple con el porcentaje de pérdidas establecidas por la normativa, se procede a calcular con exactitud cuánto es el porcentaje que le corresponde a la inclinación que se implementará.

$$Pérdidas(\%) = 100 \left[ 1.2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 \right], \text{ Para } \beta \leq 15^\circ \quad (3.1)$$

$$Pérdidas(\%) = 1.75$$

### 3.2.2.3 Cálculo de irradiación incidente sobre una superficie inclinada

Los valores de la Tabla 3.1 correspondientes al promedio mensual de la irradiación diaria en la ciudad de Piura están cuantificados sobre una superficie horizontal, por lo que es necesario calcular la irradiación sobre una superficie con una inclinación  $\beta_{opt}$ . Este cálculo se realizara a través de la siguiente expresión<sup>30</sup>:

$$H_T(\alpha, \beta) = H_0 \cdot f \cdot FI \cdot FS \quad (3.2)$$

Donde:  $H_T$  es la irradiación diaria sobre una superficie inclinada,  $H_0$  es la irradiación diaria sobre una superficie horizontal,  $f$  es una constante que relaciona entre la irradiación diaria sobre una superficie horizontal y el mismo valor para una superficie inclinada, FI es el factor de irradiación para un generador fotovoltaico a una determinada orientación e inclinación y FS es el factor de sombreado.

- El valor que adquiere el factor  $f$  depende del tiempo que se plantea utilizar la instalación y su valor se obtiene de la tabla 3.12.

**Tabla 3. 12 Factor f según periodo de diseño<sup>31</sup>**

Periodo de diseño	$f$
Diciembre	1.7
Julio	1
Anual	1.15

Fuente: Elaboración propia

Dado que la instalación se utilizara a lo largo de todo el año se obtiene un valor de 1.15.

- El factor de irradiación se obtiene a partir de la siguiente ecuación para ángulos  $\beta \leq 15^\circ$

$$FI = 1 - \left[ 1.2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 \right] \quad (3.3)$$

Dado que se usará el valor de  $\beta_{opt}$  en el sistema, se obtiene un valor de FI igual a 1.

- Ya que no existen obstáculos que impidan que la radiación llegue a los módulos fotovoltaicos el factor de sombreado es igual a 1.

En la tabla 3.13 se muestra los valores del promedio mensual de la irradiación diaria sobre una superficie con una inclinación  $\beta_{opt}$  en la ciudad de Piura.

<sup>30</sup> Ecuación obtenida de la referencia bibliográfica [8]

<sup>31</sup> Tabla obtenida de la referencia bibliográfica [8].

**Tabla 3. 13 Promedio mensual de irradiación diaria sobre una superficie inclinada en la ciudad de Piura.**

$[kWh/m^2/Día]$	ENE	FEB	MAR	ABRI	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
$H_0(0)$	6.11	6.11	6.26	5.96	5.32	4.76	4.63	4.99	5.68	5.90	6.02	6.19
$H_T(\alpha,\beta)$	7.03	7.03	7.20	6.85	6.12	5.47	5.32	5.74	6.53	6.78	6.92	7.12

Fuente: Elaboración propia

Una vez hallados los valores de irradiación sobre una superficie inclinada se le restan las pérdidas por orientación e inclinación antes calculadas (Ver figura 3.14).

**Tabla 3. 14 Promedio mensual de irradiación daría sobre unas superficies inclinadas descontadas las pérdidas por inclinación e orientación.**

$[kWh/m^2/Día]$	ENE	FEB	MAR	ABRI	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Irradiación	7.03	7.03	7.20	6.85	6.12	5.47	5.32	5.74	6.53	6.78	6.92	7.12
Irradiación descontando las pérdidas	6.91	6.91	7.07	6.73	6.01	5.37	5.23	5.64	6.41	6.66	6.80	6.99

Fuente: Elaboración propia

### 3.2.2.4 Cálculo de las horas solares pico

Se calcula los valores de las horas solares pico por mes en la ciudad de Piura con ayuda de los datos promedio por mes de la irradiación diaria después de haberles descontando las pérdidas por orientación e inclinación antes presentada (1 HSP es igual a  $1 kWh/m^2$ ) (Ver tabla 3.15).

**Tabla 3. 15 Horas solar pico por mes en la ciudad de Piura**

$kWh/m^2$	ENE	FEB	MAR	ABRI	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
HSP	6.91	6.91	7.07	6.73	6.01	5.37	5.23	5.64	6.41	6.66	6.80	6.99

Fuente: Elaboración propia

El mes que tiene el menor número de horas solares pico es el mes de julio, por lo que este valor se tomará para seguir con el diseño del sistema fotovoltaico, ya que si el sistema funciona en el mes con menor número de horas solares pico también lo hará en los demás meses del año.

### 3.2.2.5 Cálculo del número del módulos fotovoltaicos

El número de módulos fotovoltaicos que conforman el generador estará definido por el valor de energía que se necesita satisfacer más las pérdidas de energía que se pueden presentar en la instalación.

La siguiente fórmula permite estimar la energía real requerida:

$$G_{real} = (1 + E_b) G_{cargas} \quad (3.4)$$

Donde:  $E_b$  es el margen de seguridad relacionada a las pérdidas por cableado, pérdidas en conexiones y variaciones de consumo que no han sido previstos inicialmente.  $G_{cargas}$  es el consumo de energía en [kWh/Día] originado por las cargas eléctricas y  $G_{real}$  es el consumo de energía de las cargas eléctricas más el margen de seguridad ( $E_b$ ).

El valor de  $E_b$ <sup>32</sup> se estima en un 10% y el valor de  $G_{cargas}$  es de 6.51 [kWh/Día] (Ver tabla 3.9). Reemplazando estos valores en la ecuación (3.4) se obtiene:

$$G_{real} = (1 + 0.1) 6.5186$$

$$G_{real} = 7.17 [\text{kWh} / \text{Día}]$$

El número de módulos fotovoltaicos será hallado a partir de la siguiente expresión:

$$NP = \frac{G_{real}}{\eta_{SIST} W_p HSP} \quad (3.5)$$

Dónde:  $W_p$  es la potencia pico del módulo fotovoltaico,  $\eta_{SIST}$  es la eficiencia del sistema, HSP es la hora solar pico del mes con menor valor (julio).

La eficiencia del sistema estará definida por la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, la eficiencia de conversión del inversor y la eficiencia del seguidor de máxima potencia. Como valor inicial se asume un valor del 85% que luego será verificado cuando se hayan escogido el modelo de módulo fotovoltaico y del inversor que se implementará.

En la tabla 3.16 se da a conocer algunas alternativas de módulos fotovoltaicos que se encuentran en el mercado nacional e internacional. En esta se especifica tanto su costo, como el número de módulos que se necesitan para satisfacer los requerimientos de energía.

**Tabla 3. 16 Alternativas de módulos fotovoltaicos**

Marca	Modelo	$W_p$	Costo por unidad (S/)	NP	Costo total sin IGV (S/)
Sharp	ND-RC250	250	1083	7	7581
CanadianSolar	CS6C-150P	150	585.75	11	6465.25
Techno sun	150W	150	684	11	7524

Fuente: Elaboración propia

Para la implementación del sistema de generación fotovoltaica se ha elegido módulos fotovoltaicos del modelo CS6C-150P que proporcionan una potencia pico de 150 W, estos módulos son fabricados por una industria de nacionalidad canadiense (CanadianSolar) y son importados por la empresa Delta Volt al Perú. Las especificaciones técnicas del módulo se muestran en el Anexo A1.

<sup>32</sup> Valor obtenido de la referencia bibliográfica [13]

### 3.2.2.6 Cobertura de energía por mes

A partir del diseño del generador fotovoltaico se procede a calcular el porcentaje de energía que es cubierta por mes a partir de los valores de energía disponible y energía demandada por el usuario en el día (Ver tabla 3.17).

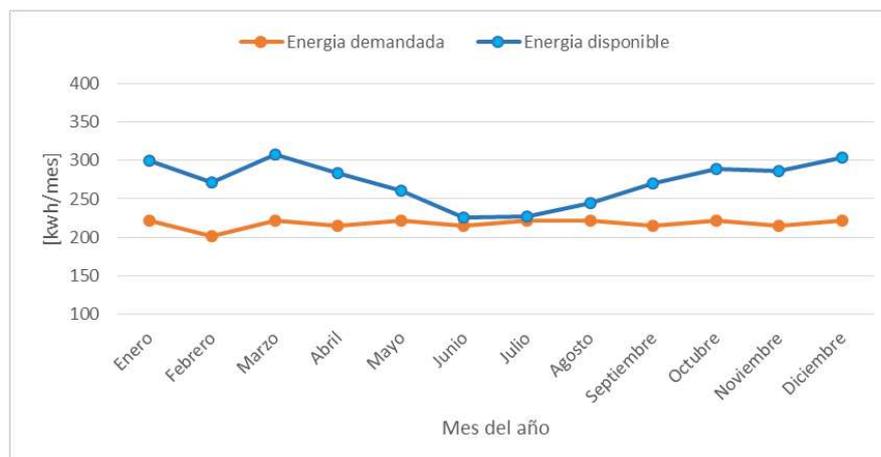
$$F_i = \frac{\text{Energía disponible}}{\text{Energía demandada}} \rightarrow \frac{NP \cdot \eta_{SIST} \cdot W_p \cdot HSP_i}{G_{real}} \quad (3.6)$$

**Tabla 3. 17 Índice de cubrimiento de energía por mes**

Mes	Cantidad de días	HSP	$G_{real}$ [kWh/mes]	$G_{disponible}$ [kWh/mes]	$F$
Enero	31	6.91	222.27	300.42	1.35
Febrero	28	6.91	200.76	271.35	1.35
Marzo	31	7.07	222.27	307.38	1.38
Abril	30	6.73	215.10	283.16	1.31
Mayo	31	6.01	222.27	261.29	1.17
Junio	30	5.37	215.10	225.94	1.05
Julio	31	5.23	222.27	227.38	1.02
Agosto	31	5.64	222.27	245.21	1.10
Septiembre	30	6.41	215.10	269.70	1.25
Octubre	31	6.66	222.27	289.56	1.30
Noviembre	30	6.80	215.10	286.11	1.33
Diciembre	31	6.99	222.27	303.90	1.36

Fuente: Elaboración propia

Con la información obtenida en la Tabla 3.17 se observa que se logra cubrir totalmente el consumo energético a lo largo del año (Ver figura 3.5).



**Figura 3. 5 Cobertura de energía por mes**

Fuente: Elaboración propia

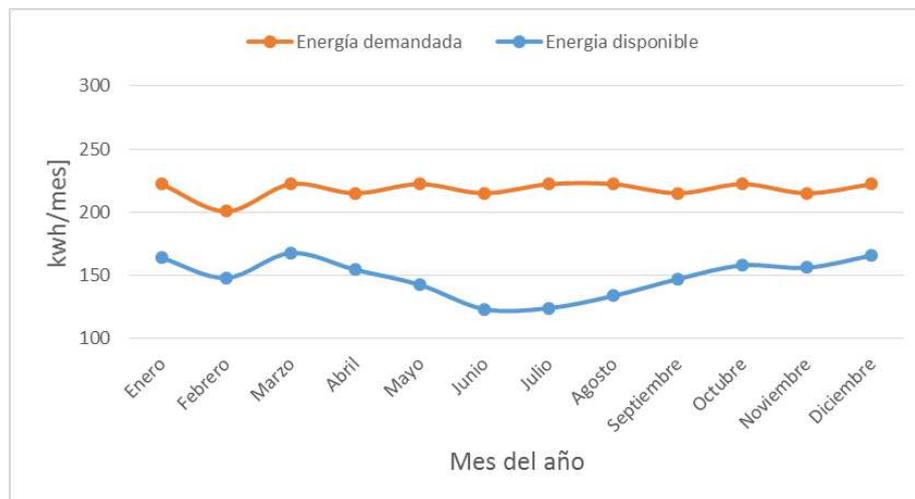
Complementariamente al diseño anterior se realiza un diseño en el que no se cubre en su totalidad la demanda de energía, por lo que obliga al usuario a tomar energía de la red eléctrica. Esto se realiza con el fin de realizar un estudio económico y saber cuál de los arreglos presentados es más conveniente para el usuario.

El siguiente diseño se reducirá el número de paneles fotovoltaicos a la mitad por lo que el generador fotovoltaico estaría compuesto por seis paneles en serie (Ver tabla 3.18 y figura 3.6)

**Tabla 3. 18 Índice de cubrimiento de energía por mes**

Mes	Cantidad de días	HSP	$G_{reat}$ [kWh/mes]	$G_{disponible}$ [kWh/mes]	F
Enero	31	6.91	222.27	163.87	0.735
Febrero	28	6.91	200.76	148.01	0.737
Marzo	31	7.07	222.27	167.66	0.754
Abril	30	6.73	215.10	154.45	0.718
Mayo	31	6.01	222.27	142.52	0.641
Junio	30	5.37	215.10	123.24	0.572
Julio	31	5.23	222.27	124.02	0.557
Agosto	31	5.64	222.27	133.75	0.601
Septiembre	30	6.41	215.10	147.10	0.683
Octubre	31	6.66	222.27	157.94	0.710
Noviembre	30	6.80	215.10	156.06	0.725
Diciembre	31	6.99	222.27	165.76	0.745

Fuente: Elaboración propia



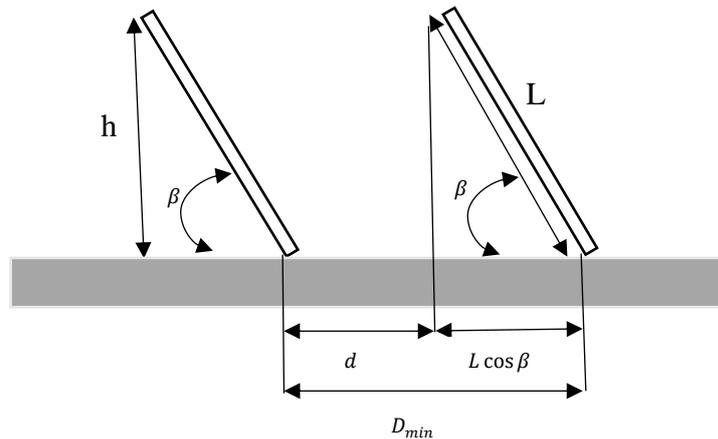
**Figura 3. 6 Cobertura de energía por mes**

Fuente: Elaboración propia

El estudio de la factibilidad de los diseños presentados se realizará en el capítulo 4. La selección y cálculo del inversor, protecciones, cableado que se presentan en los siguientes apartados están realizados tomando como base el diseño donde se cubre el 100% de la energía demandada por el usuario.

### 3.2.2.7 Distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos

Este parámetro es relevante cuando el generador fotovoltaico está compuesto por varias filas de módulos fotovoltaicos. La importancia de este radica en evitar que un módulo fotovoltaico origine sombra sobre otro módulo ya que le ocasionaría una disminución drástica en la potencia originada (Ver figura 3.7).



**Figura 3. 7 Esquema distancia mínima entre módulos fotovoltaicos.**  
Fuente: Elaboración propia

Donde:

- $h$ : altura del obstáculo proyectada sobre la vertical (m).
- $D_{min}$ : distancia mínima (m).
- $\phi$ : Latitud del lugar ( $^{\circ}$ ).
- $\beta$ : Inclinación del módulo ( $^{\circ}$ ).

La distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos estará definida por la siguiente expresión:

$$D_{min} = d + L \cos \beta \quad (3.7)$$

Donde:

$$d = \frac{h}{\tan(61^{\circ} - \phi)} \quad (3.8)$$

$$h = L \sin \beta \quad (3.9)$$

Según las especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico escogido (Anexo A) y el diseño que se implementará se tiene los siguientes parámetros:  $\beta = 7.3^{\circ}$ ,  $L = 1.485 \text{ m}$ ,  $\phi = 5.2^{\circ}$ . Aplicando las ecuaciones (3.7), (3.8) y (3.9) se obtiene:

- $h = 0.1886[m]$
- $d = 0.128[m]$
- $D_{\min} = 1.6[m]$

### 3.2.3 Cálculo del inversor

#### 3.2.3.1 Corrección de la tensión e intensidad debido a la temperatura de trabajo

Las especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos que proporciona el fabricante están referidas a ciertas condiciones estandarizadas como se explicó en el capítulo anterior, por lo que ahora se procederá a hallar los parámetros reales basados en las condiciones ambientales presentes en la ciudad de Piura.

Como primer paso se debe hallar la temperatura máxima y mínima a las que estarán expuesto los módulos solares en la ciudad de Piura, por lo que se toman los siguientes valores:  $T_{\min} = 15^{\circ}C$ ,  $T_{\max} = 42^{\circ}C$  a los cuales se le ha dado cierto margen de seguridad puesto que el sistema tiene una vida útil en promedio de 20 años y se debe considerar los cambios climáticos que se puedan producir.

Con las siguientes fórmulas se hallan los nuevos parámetros de los módulos solares<sup>33</sup>:

$$T_p = T_a + \left( \frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) I \quad (3.10)$$

Donde  $T_p$  es la temperatura que alcanza una celda fotovoltaica expuesta a una cierta temperatura ambiente,  $T_a$  es la temperatura ambiente del lugar de trabajo de los módulos fotovoltaicos,  $T_{ONC}$  es la temperatura normalizada de la célula en las condiciones TONC y  $I$  es la irradiancia media.

$$V_{OC(X^{\circ}C)} = V_{OC(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) \quad (3.11)$$

Donde  $V_{OC(X^{\circ}C)}$  es el voltaje de circuito abierto a una temperatura distinta a la normalizada,  $V_{OC(25^{\circ}C)}$  es el voltaje de circuito abierto obtenido de la ficha técnica del módulo fotovoltaico,  $\Delta T$  es la variación de temperatura entre la temperatura normalizada de trabajo y de la temperatura de trabajo real y  $\Delta V_{OC}(T)$  es el coeficiente de tensión-temperatura.

$$I_{SC(X^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta I_{SC}(T) \quad (3.12)$$

---

<sup>33</sup> Formulas obtenidas de la referencia bibliográfica [8].

Donde  $I_{SC(X^{\circ}C)}$  es la corriente de cortocircuito del módulo a una temperatura diferente a la normalizada,  $I_{SC(25^{\circ}C)}$  es la corriente de cortocircuito del módulo en condiciones normalizadas,  $\Delta T$  es la variación de temperatura entre la temperatura normalizada de trabajo y la temperatura del trabajo real y  $\Delta I_{SC(T)}$  es el coeficiente intensidad-temperatura.

$$V_{mpp(X^{\circ}C)} = V_{mpp(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{mpp}(T) \quad 3.13$$

Donde  $V_{mpp(X^{\circ}C)}$  es el voltaje en el punto de máxima potencia a una temperatura cualquiera,  $V_{mpp(25^{\circ}C)}$  es el voltaje en el punto de máxima potencia a una temperatura de  $25^{\circ}C$ ,  $\Delta T$  es la variación de temperatura entre la temperatura normalizada de trabajo y la temperatura del trabajo real y  $\Delta V_{mpp(T)}$  es el coeficiente de variación de la tensión en el punto de máxima potencia a una temperatura de  $25^{\circ}C$ . Ésta se estima en un 76% del coeficiente tensión-temperatura.

Según las especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico escogido se procede a calcular los parámetros de funcionamiento en condiciones reales:

- Temperatura mínima de  $15^{\circ}C$

$$T_p = 15 + \left( \frac{47 - 20}{800} \right) 100 \quad \rightarrow \quad T_p = 18.38^{\circ}C$$

$$V_{OC(15^{\circ}C)} = 22.3 + (18.38 - 25) \frac{-0.34}{100} 22.3 \quad \rightarrow \quad V_{OC(15^{\circ}C)} = 22.8V$$

$$I_{SC(15^{\circ}C)} = 8.87 + (18.38 - 25) \frac{0.065}{100} 8.87 \quad \rightarrow \quad I_{SC(15^{\circ}C)} = 8.83A$$

$$\Delta V_{mpp}(T) = 0.76 \frac{-0.34}{100} 22.3 \quad \rightarrow \quad \Delta V_{mpp}(T) = -0.0576 V/^{\circ}C$$

$$V_{mpp(18.38^{\circ}C)} = 18.1 + (18.38 - 25)(-0.0576) \quad \rightarrow \quad V_{mpp(18.38^{\circ}C)} = 18.48V$$

Los datos calculados están referidos a un módulo fotovoltaico, por lo que se debe multiplicar este valor por el número de módulos en serie y en paralelo, respectivamente, para hallar los parámetros del generador fotovoltaico cuando trabaje a la temperatura mínima estipulada.

$$I_{SC(15^{\circ}C)TOTAL} = 8.83A$$

$$V_{OC(15^{\circ}C)TOTAL} = 250.8V$$

$$V_{mpp(18.38^{\circ}C)TOTAL} = 203.29V$$

- Temperatura máxima de 42°C

$$T_p = 42 + \left( \frac{47 - 20}{800} \right) \cdot 1000 \quad \rightarrow \quad T_p = 75.75^\circ\text{C}$$

$$V_{OC(X^\circ\text{C})} = 22.3 + (75.75 - 25) \cdot \frac{-0.34}{100} \cdot 22.3 \quad \rightarrow \quad V_{OC(X^\circ\text{C})} = 18.45\text{V}$$

$$I_{SC(X^\circ\text{C})} = 8.87 + (75.75 - 25) \cdot \frac{0.065}{100} \cdot 8.87 \quad \rightarrow \quad I_{SC(X^\circ\text{C})} = 9.16\text{A}$$

$$\Delta V_{mpp}(T) = 0.76 \cdot \frac{-0.34}{100} \cdot 22.3 \quad \rightarrow \quad \Delta V_{mpp}(T) = -0.0576\text{V}/^\circ\text{C}$$

$$V_{mpp(75.75^\circ\text{C})} = 18.1 + (75.75 - 25) \cdot (-0.0576) \quad \rightarrow \quad V_{mpp(75.75^\circ\text{C})} = 15.176\text{V}$$

Los parámetros referidos al generador fotovoltaico serían los siguientes:

$$I_{SC(42^\circ\text{C})TOTAL} = 9.16\text{A}$$

$$V_{OC(42^\circ\text{C})TOTAL} = 202.95\text{V}$$

$$V_{mpp(175.75^\circ\text{C})TOTAL} = 166.94\text{V}$$

En la tabla 3.19 se muestra las especificaciones técnicas corregidas del generador fotovoltaico.

**Tabla 3. 19 especificaciones técnicas corregidas del generador fotovoltaico**

Temperatura [T]	$V_{mpp}$ [V]	$V_{oc}$ [V]	$I_{sc}$ [A]
$T_{max} = 42^\circ\text{C}$	166.94	202.95	9.16
$T_{min} = 15^\circ\text{C}$	203.29	250.8	8.83

Fuente: Elaboración propia

### 3.2.3.2 Elección del modelo del inversor

La potencia del inversor estará referida a la potencia máxima que puede entregar el generador fotovoltaico y no deberá ser menor al 80%<sup>34</sup> de ésta, ya que estos tienen una baja eficiencia cuando trabajan a bajas cargas.

El inversor elegido deberá cumplir con los requerimientos de tensión e intensidad originadas en las condiciones de temperaturas distintas a las normalizadas planteadas en la tabla 3.19 y complementariamente deberá cumplir con las especificaciones dispuestas en el R.D 1699/2011<sup>35</sup>.

Para el cálculo de la potencia del inversor se tomó como consideración el 95% de la potencia máxima del generador fotovoltaico que equivale a 1567 W. Dada esta potencia inicial se escoge el inversor comercial que tenga una potencia cercana superior a la encontrada, por lo

<sup>34</sup> Condición tomada a partir de la referencia bibliográfica [8].

<sup>35</sup> El real decreto 1699/2011 especifica que para instalaciones con potencias menores a 5 kW, la conexión a la red de distribución deberá ser monofásica.

que se elige un inversor del modelo SMA Sunny Boy 1.5 (Anexo A2) con una potencia máxima de entrada de 1600W.

Las especificaciones técnicas de entrada del inversor (Ver figura 3.8) deberá ser verificado con los parámetros de tensión e intensidad que el generador fotovoltaico origina en las condiciones de temperatura distintas a las normalizadas.

Datos técnicos	Sunny Boy 1.5
<b>Entrada (CC)</b>	
Potencia de CC máx. ( $\alpha \cos \varphi=1$ )	1600 W
Tensión de entrada máx.	600 V
Rango de tensión del MPP	160 V a 500 V
Tensión asignada de entrada	360 V
Tensión de entrada mín./de inicio	50 V / 80 V
Corriente máx. de entrada	10 A
Corriente máx. de entrada por string	10 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	1/1

**Figura 3. 8 Datos técnicos de entrada del inversor SMA Sunny Boy 1.5**

Fuente: Ficha técnica inversor Sunny boy 1.5

A partir de los datos técnicos de entrada del inversor se puede verificar que las tensiones máximas y mínimas que se obtienen tanto en circuito abierto como en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico están comprendidas en las tensiones de entrada al inversor. También, la corriente de cortocircuito máxima está comprendida dentro de las especificaciones de entrada del inversor; así el inversor seleccionado cumple con los requerimientos de funcionamiento del sistema.

### 3.2.4 Dimensionamiento y selección del cableado

El dimensionamiento y selección del tipo de conductor está basado por los parámetros eléctricos que rigen las diferentes regiones del sistema. Tal selección se realiza considerando los puntos críticos de operación con el fin de que el sistema sea capaz de realizar un correcto funcionamiento en cualquier circunstancia.

El sistema se dividirá en tres tramos:

- Tramo N°1: Conexionado de los módulos fotovoltaicos a la caja de conexión del generador fotovoltaico.
- Tramo N°2: Conexionado de la caja de conexiones del generador fotovoltaico al inversor.
- Tramo N°3: Conexionado del inversor al tablero de protección y medición.

Para cada tramo se debe conocer los datos de potencia, tensión, intensidad y longitud que servirán para realizar el cálculo por intensidad máxima admisible y por caída de tensión; con ello se dimensionada el calibre del conductor. De forma complementaria se debe conocer las condiciones ambientales que permitirán elegir el tipo de cable así como el tipo de aislante que lo conforma.

La normativa ITC BT 40 indica que la caída tensión en el sistema debe ser menor al 1.5% en condiciones nominales de operación, para lograr esto se repartirá la caída tensión máxima permitida proporcionalmente a la longitud de cada tramo.

Caída de tensión por unidad de longitud:

$$\Delta U [\% / m] = \frac{\Delta U_{\%}}{L_{total}} \quad (3.14)$$

Donde:  $\Delta U_{\%}$  es la máxima caída de tensión permitida [%],  $L_{total}$  es la longitud total del cableado en los tres tramos [m].

En la tabla 3.20 se especifica las características de diseño por tramo

**Tabla 3. 20 características de diseño por tramo**

Tramo	$I_{sc}$ [A]	V [V]	Longitud [m]	$\Delta U_{\%}$ [%]	Tipo de corriente
1	8.87	199.1	10	0.625	Continua
2	8.87	199.1	5	0.312	Continua
3	7	220	9	0.562	Alterna

Fuente: Elaboración propia

A partir de las características de diseño para cada tramo se dimensiona y selecciona el tipo de conductor<sup>36</sup>.

### 3.2.4.1 Tramo N°1

En este tramo se considera la conexión de los módulos fotovoltaicos hacia la caja de conexión que forma el generador fotovoltaico. Este es un circuito de corriente continua y se tiene como base para su dimensionamiento la corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico en condiciones CEM (condiciones estándar de medida).

Se implementará un conductor tipo P-SUN SP, el cual es especial para la conexión de módulos fotovoltaicos con un voltaje nominal de 0.6/1 kV, conductor de cobre y con aislamiento termoestable (XLPE). Los datos técnicos referentes a este conductor están expresados en el anexo A3.

- Cálculo de sección mínima por caída de tensión

Al aplicar la fórmula (2.11) considerando que la conductividad para cables de cobre con aislante termoestable (XLPE) es de 44 [ $m/\Omega \cdot mm^2$ ] se obtiene lo siguiente:

$$S = \frac{(200)(10)(8.87)}{(0.625)(199.1)(44)} \quad \rightarrow \quad S = 3.24mm^2$$

<sup>36</sup> El dimensionamiento del cableado se ha realizado tomando como base lo dispuesto en la referencia bibliográfica [14].

- Cálculo de sección mínima por intensidad máxima admisible
  - Factor de corrección por temperatura: Los conductores estarán dispuestos en bandejas de cables perforadas<sup>37</sup> al aire con una temperatura ambiente que puede alcanzar los 40°C. Según estas especificaciones se tiene un factor de corrección igual a 1<sup>38</sup>.
  - Factor de corrección por agrupamiento: El conexionado de los módulos fotovoltaicos se dará en un solo ramal por lo que se obtiene dos conductores que se conectarán con la caja del generador fotovoltaico, uno perteneciente al polo positivo y otro al negativo. Los conductores estarán dispuestos en bandejas perforadas y se encontrarán en contacto directo. El factor de corrección por agrupamiento sería de 0.98<sup>39</sup>.
  - Factor de corrección por radiación solar directa: Los conductores estarán expuestos directamente a la radiación solar lo que origina un factor de corrección de 0.9.
  - Factor de corrección para instalaciones generadoras de baja tensión: Según la normativa ITC BT 40 antes explicada se obtiene un factor de 1.25.

La intensidad máxima admisible corregida sería:

$$I_1 = \frac{(8.87)(1.25)}{(1)(0.9)(0.98)} \rightarrow I_1 = 12.57A$$

A partir de esta intensidad se elige el valor de sección comercial que es capaz de soportarla, el cual corresponde a un valor de 1.5<sup>40</sup> mm<sup>2</sup>, cuya intensidad máxima admisible es de 25 A.

#### 3.2.4.2 Tramo N°2

En este tramo se considera el conexionado de la caja del generador fotovoltaico con el inversor. Se implementará el mismo tipo de conductor que el tramo N°1.

- Cálculo de sección mínima por caída de tensión

Con las características de diseño presentadas en la tabla 3.18 se obtiene:

$$S = \frac{(200)(5)(8.87)}{(0.312)(199.1)(44)} \rightarrow S = 3.245mm^2$$

<sup>37</sup> Modo de instalación tipo F presentada en la Tabla 52-B2 de la referencia bibliográfica [14]. Pág. 19.

<sup>38</sup> Valor tomado de la tabla 52-D1 presentada en la referencia bibliográfica [14]. Pág.25.

<sup>39</sup> Valor obtenido de la tabla 52-E5 presentada en la referencia bibliográfica [14]. Pág.28.

<sup>40</sup> Valor de sección del conductor calculada a partir de la tabla A 52-1 de la referencia bibliográfica [14]. Pág. 23.

- Cálculo de sección mínima por intensidad máxima admisible
  - Factor de corrección por temperatura: En este tramo los conductores estarán embutidos en tubos<sup>41</sup>. Según este método de instalación se debe considerar que temperatura ambiente puede alcanzar los 50°C<sup>42</sup>, por lo que se obtiene un factor de corrección de 0.9.
  - Factor de corrección por agrupamiento: En este tramo se tienen dos circuitos unipolares por lo que se obtiene, a partir del método de instalación escogido, un factor de corrección igual a 1<sup>43</sup>.
  - Factor de corrección por radiación solar: En este tramo del sistema los conductores no se encuentran expuestos a la radiación solar directa así que el factor de corrección es igual a 1.
  - Factor de corrección para instalaciones generadoras de baja tensión: Al igual que el tramo N°1 se considera un factor de 1.25 por la normativa antes presentada.

La intensidad máxima admisible corregida sería:

$$I_2 = \frac{(8.87)(1.25)}{(0.9)(1)(1)} \quad \rightarrow \quad I_2 = 12.31A$$

Se obtiene una sección de 1.5 mm<sup>2</sup>, cuya intensidad máxima admisible es de 25 A.

### 3.2.4.3 Tramo N°3

Este tramo comprende la conexión entre el inversor y la caja de protección y medición, por lo que el dimensionamiento del cableado comprendido en este tramo estará definido por la potencia máxima que entrega el inversor, la intensidad máxima de salida del inversor y la tensión de salida de la red.

Los datos técnicos de salida del inversor son:

- Potencia máxima de salida en alterna : 1500 W
- Tensión nominal de salida : 220 V
- Intensidad máxima de salida : 7 A

---

<sup>41</sup> Método de instalación tipo B1 presentado en la tabla 52-B2 de la referencia bibliográfica [14]. Pág. 19.

<sup>42</sup> La temperatura ambiente que se puede alcanzar cuando los conductores se encuentran embutidos en tubos ha sido tomada de la referencia bibliográfica [14]. Pag.73.

<sup>43</sup> Dato obtenido de la tabla A 52-3 de la referencia bibliográfica [14]. Pág.25.

- Cálculo de sección mínima por caída de tensión

A partir de los datos de salida del inversor se puede obtener la sección mínima que se requiere para este tramo:

$$S = \frac{200LP}{\Delta U_{\%} U^2 \gamma} \quad (3.15)$$

Dónde: S es la sección mínima del conductor [ $mm^2$ ], L es la longitud del tramo [ $m$ ], P es la potencia de salida del inversor [ $W$ ],  $\Delta U$  es la caída de tensión del tramo [%],  $\gamma$  es la conductividad del conductor [ $m/\Omega \cdot mm^2$ ] y U es la tensión de salida del inversor [ $V$ ].

Reemplazando los datos técnicos del inverso se obtiene lo siguiente:

$$S = \frac{(200)(9)(1500)}{(0.562)(220^2)(44)} \quad \rightarrow \quad S = 2.255mm^2$$

- Cálculo de sección mínima por intensidad máxima admisible
  - Factor de corrección por temperatura: El fabricante indica que para conductores que estén dispuestos dentro de ductos cerrados, la temperatura ambiente dentro de cajas o paneles puede alcanzar los  $50^{\circ}C$ , por lo que se obtiene un factor de corrección de 0.9.
  - Factor de corrección por radiación solar: En este tramo del sistema los conductores no se encuentran expuestos a la radiación solar directa así que el factor de corrección es igual a 1.
  - Factor de corrección para instalaciones generadoras de baja tensión: Se considera un 25% adicional de la intensidad nominal por normativa.

La intensidad máxima admisible corregida sería:

$$I_3 = \frac{(7)(1.25)}{0.9} \quad \rightarrow \quad I_3 = 9.7A$$

Para este valor de corriente se obtiene una sección de  $1.5mm^2$

En la tabla 3.21 se indica el consolidado de los cálculos realizados por caída de tensión y por intensidad máxima admisible, y también la sección comercial disponible para el tipo de cable escogido.

**Tabla 3. 21 Sección del conductor por tramo**

Tramo	Sección del conductor		
	Cálculo por caída de tensión [ $mm^2$ ]	Cálculo por calentamiento [ $mm^2$ ]	Sección comercial elegida [ $mm^2$ ]
1	3.24	1.5	4
2	3.245	1.5	4
3	2.255	1.5	4

Fuente: Elaboración propia

### 3.2.5 Protecciones eléctricas y aparatos de maniobras en el sistema.

Los sistemas de protección han sido ubicados en dos regiones, las cuales se presentará a continuación:

#### 3.2.5.1 Caja de conexión del generador fotovoltaico

- Fusibles

Los fusibles serán implementados como elemento de protección contra las sobreintensidades. Éstos se dimensionan<sup>44</sup> para actuar entre 1.5 y 2 veces la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico en condiciones CEM y se deberá comprobar que la tensión del fusible deberá soportar 1.2 veces la tensión de circuito abierto del generador.

A partir de los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos se tiene:

$$I_{fusible} = (1.5)(8.87) \quad \rightarrow \quad I_{fusible} = 13.3A$$

$$V_{fusible} = (1.2)(245.3) \quad \rightarrow \quad V_{fusible} = 294.4V$$

Se elige fusibles con intensidad nominal de 15A<sup>45</sup>, los cuales deberán cumplir con las condiciones de diseño planteadas en el capítulo 2.

- Condición 1: Se debe cumplir que la intensidad nominal del fusible deberá ser mayor que la intensidad de diseño del circuito y menor que la máxima intensidad admisible del conductor. Reemplazando los valores de diseño del tramo N°1 en la ecuación (2.11) se obtiene:

$$12.57A \leq 15A \leq 25A.$$

El fusible con intensidad de 15A cumple con la condición.

- Condición 2: Asegurar un correcto funcionamiento del fusible.

Reemplazando el valor de la intensidad nominal del fusible en la ecuación (2.13) se obtiene una intensidad de fusión de 24A. La desigualdad dada por la ecuación (2.12) quedara de la siguiente forma:

$$24A \leq 1.45(25)A \quad \rightarrow \quad 24A \leq 36.25A.$$

El fusible con intensidad nominal de 15A cumple con la condición.

<sup>44</sup> Parámetros de dimensionamiento obtenidos a partir de la referencia bibliográfica [8]. Pág. 153

<sup>45</sup> Valor nominal del fusible obtenido de la referencia bibliográfica [15].

- Interruptor-seccionador

Este dispositivo permitirá aislar el generador fotovoltaico del resto del sistema con el fin de realizar las tareas de mantenimiento o aquellas donde se requiere la manipulación de los módulos fotovoltaicos.

El interruptor-seccionador deberá ser capaz de interrumpir la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico y también operar en la tensión de circuito abierto del generador. Para el dimensionamiento del interruptor-seccionador se deberá tener en cuenta los siguientes parámetros de funcionamiento:

$$I_{sc} = 8.87A ; V_{oc} = 250V$$

Se ha escogido un interruptor-seccionador de la marca ABB modelo OTDCP16SA11M<sup>46</sup> (Ver figura 3.9) especial para instalaciones fotovoltaicas, capaz de interrumpir una intensidad máxima de 16 A y trabajar con una tensión máxima de 660 V DC. Datos técnicos presentados en el anexo A4.



**Figura 3.9 interruptor seccionador modelo OTDCP16SA11M.**

Fuente: ficha técnica OTDCP16SA11M

- Protector contra sobretensiones

La selección del elemento de protección contra sobretensiones deberá tener como consideración los siguientes parámetros:

- Por normativa deberá tener una corriente máxima de descarga igual o superior a los 40 kA y una corriente nominal de descarga de 20 kA.
- Su tensión máxima de servicio deberá ser mayor a 1.5 veces el voltaje del generador fotovoltaico y deberá ser menor o igual que el voltaje máximo de entrada del inversor.
- Protección tipo 2.

Se escoge un descargador de sobretensiones con una tensión máxima de servicio de 600V que cumple con todos los parámetros de diseño antes presentados. El elemento de protección es del modelo S23-40/600 IR de Cirprotec (Ver figura 3.10). Datos técnicos presentados en el anexo A5.

---

<sup>46</sup> Modelo obtenido del catálogo ABB referenciado en la cita bibliográfica [16].



**Figura 3. 10 Protector contra sobretensiones CS23-40/600.**

Fuente: ficha técnica CS23-40/600.

### 3.2.5.2 Caja de protección y medición

El inversor seleccionado, cuenta con protección de máxima y mínima tensión, y también, de máxima y mínima frecuencia; sin embargo no cuenta con separación galvánica, por lo que las protecciones a implementar en este tramo son las siguientes:

- Interruptor magneto-térmico

El interruptor sirve como protección contra las sobretensiones que se puedan originar entre el inversor y la red de baja tensión. Éste deberá ser específico para corriente alterna y debe cumplir con el siguiente parámetro de selección:

$$I_{inv} \leq I_n \leq I_z \quad (3.16)$$

Donde:  $I_{inv}$  es la intensidad máxima de salida del inversor [A],  $I_n$  es la intensidad nominal del interruptor [A] y  $I_z$  es la intensidad máxima admisible del conductor correspondiente al tramo [A].

La intensidad máxima presente a la salida del inversor es de 7A y en el conductor correspondiente al tramo en análisis es de 20 A.

$$7A \leq I_n \leq 20A$$

El interruptor debe tener una intensidad de cortocircuito igual o mayor a la que se pudiera producir en el punto de conexión a la red eléctrica, el cual es de 6 kA. Se escoge un interruptor magneto-térmico bipolar de 10 A de la marca SCHNEIDER, el cual tiene una intensidad de cortocircuito de 6 kA (Anexo A6).

- Interruptor diferencial

El interruptor diferencial es el encargado de proteger a las personas del contacto directo con las partes activas del sistema que habitualmente se encuentran en tensión. Según la normativa ITC-BT-25, el interruptor diferencial deberá ser de 30 mA.

Se selecciona un interruptor diferencial clase AC bipolar de 10 A con sensibilidad de 30 mA de la marca SCHNEIDER (Anexo A7) (Ver figura 3.11).



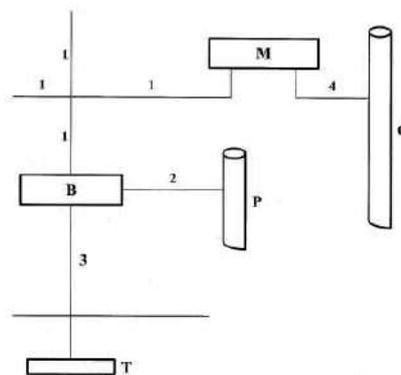
**Figura 3. 11 interruptor diferencial SCHNEIDER**  
Fuente: Ficha técnica SCHNEIDER

### 3.2.6 Puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra se implementa con el objetivo de proteger a los usuarios del contacto indirecto y de limitar la tensión en las masas metálicas.

Una puesta a tierra está conformada por lo siguiente (Ver figura 3.12):

- Terreno: Es el lugar donde se absorben las descargas.
- Toma de tierra: Une el terreno y el circuito de puesta a tierra mediante electrodos situados dentro del terreno.
- Línea principal de tierra: Une la toma a tierra con las derivaciones de puesta a tierra.
- Derivaciones de las líneas principales: Une la línea principal de puesta a tierra con los conductores de protección.
- Conductores de protección: Une las derivaciones de la línea principal de tierra y las masas con la finalidad de proteger contra los contactos indirectos.



**Leyenda**

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B Borne principal de tierra.
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

**Figura 3. 12 Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra.**

Fuente: IT-BT-18

Según RD 1663/2000, la puesta a tierra de la instalación se realizará de forma que no altere la puesta a tierra de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no ocasionar defectos en la misma.

Los conductores de protección según la normativa ITC-BT-18 deben ser del mismo material que los conductores activos y la sección del conductor estará definida por la tabla 3.22.

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ ( $mm^2$ )	Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ ( $mm^2$ )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

**Tabla 3. 22 Sección del conductor de protección**  
Fuente: Normativa ITC-BT-18

Dada que las secciones correspondientes a los conductores activos seleccionados son menores a  $16 mm^2$  se implementarán conductores de protección de cobre de igual sección para cada tramo.

Los conductores de protección estarán dispuestos de forma paralela a la de los conductores activos en los tramos de corriente continua y bajo ductos subterráneos en la parte de corriente alterna.

Los conductores que forman las líneas principales de tierra y sus derivaciones deben ser de cobre o de otro material que tenga un alto punto de fusión y su sección no podrá ser menor a  $16 mm^2$ .

En el lado de corriente continua se implementará un sistema IT donde los cables activos irán aislados a tierra y todas las masas metálicas asociadas a esta región irán derivados a tierra a través de conductores equipotenciales de cobre de  $4 mm^2$ . Este tipo de configuración asegura a la instalación contra defectos de aislamiento.

En el lado de corriente alterna se llevan todas las masas metálicas a tierra a partir de conductores de protección de cobre tipo CB/THW-90 de  $4 mm^2$  y una línea principal a tierra formada por un conductor de cobre tipo THW-90 450/750V de  $16 mm^2$ .

La toma a tierra se instalará a una profundidad no menor 0.50 m con el fin de que las posibles pérdidas de humedad del suelo u otros factores no aumente la resistencia de la toma por encima de los valores prefijados. Se implementará como toma una varilla de cobre de 5/8" de 2.4 m de longitud.

Complementariamente, por normativa del R.D 1699/2011 la conexión a la red de distribución en instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia estipula en su artículo quince lo siguiente: la instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y la instalación fotovoltaica. Dado que el inversor seleccionado no cuenta con un transformador de aislamiento interno, éste se debe implementar de forma separada. Los datos del transformador de aislamiento se presentan en el Anexo 10.

### 3.2.7 Medidor de energía

Un sistema fotovoltaico conectado a la red requiere un contador bidireccional que es el encargado de medir la energía inyectada y consumida de la red. Se implementa un contador monofásico especial para instalaciones generadoras fotovoltaicas conectadas a la red de distribución del modelo kamstrup 162M (Anexo A8) (Ver figura 3.13).



**Figura 3. 13 Contador bidireccional kamstrup 162M.**  
Fuente: Ficha tecnic kamstrup 162M

### 3.2.8 Mantenimiento

Se debe implementar un plan de mantenimiento preventivo y correctivo con el fin de mantener la funcionalidad y seguridad del sistema.

El plan de mantenimiento preventivo debe incluir las siguientes acciones:

- Revisión de cableado, terminales y conexiones.
- Verificación del funcionamiento de los sistemas eléctricos.
- Revisión del estado de los módulos fotovoltaicos.
- Revisión del estado de las protecciones eléctricas, así como la puesta a tierra.
- Revisión de estado del inversor.
- Verificación de los parámetros eléctricos en los tramos de continua y alterna.

### 3.3 Diseño del colector de placa plana

#### 3.3.1 Datos de entrada

- Datos meteorológicos

Los datos meteorológicos como irradiación horaria horizontal, temperatura ambiente y velocidad del viento fueron proporcionados por la estación meteorológica de la Universidad de Piura cuyos valores fueron cuantificados en intervalos de 30 minutos correspondientes al día 3 del mes de julio que es el mes con menor horas solares.

**Tabla 3. 23 Datos meteorológicos en la ciudad de Piura**

Hora	$I [W/m^2]$	$T_a [^{\circ}C]$	$V_{viento} [m/s]$	Hora	$I [W/m^2]$	$T_a [^{\circ}C]$	$V_{viento} [m/s]$
00:00	0	21.5	0.4	12:00	1139	24.3	0.9
0:30	0	21.5	0.1	12:30	1041	25.4	1.3
1:00	0	21.6	0.1	13:00	1109	26.0	1.3
1:30	0	21.5	0.1	13:30	1129	25.9	1.3
2:00	0	21.4	0.4	14:00	946	26.7	1.3
2:30	0	21.3	0.1	14:30	944	26.8	1.3
3:00	0	20.9	0.9	15:00	800	26.9	1.3
3:30	0	20.4	0.9	15:30	650	26.7	1.8
4:00	0	20.3	0.9	16:00	594	26.8	1.3
4:30	0	20.3	0.9	16:30	482	26.4	1.8
5:00	0	20.1	0.4	17:00	327	25.9	1.8
5:30	0	20.1	0.9	17:30	160	25.2	1.8
6:00	0	20.0	1.3	18:00	116	23.9	2.2
6:30	0	19.7	0.4	18:30	32	22.8	2.7
7:00	26	19.7	0.9	19:00	0	22.1	2.2
7:30	144	19.8	0.9	19:30	0	21.8	3.1
8:00	216	20.1	1.3	20:00	0	21.8	2.7
8:30	148	20.2	1.3	20:30	0	21.6	3.1
9:00	188	20.5	1.8	21:00	0	21.3	2.2
9:30	320	20.9	1.8	21:30	0	21.1	2.2
10:00	441	21.2	2.2	22:00	0	20.7	2.2
10:30	610	22.2	1.8	22:30	0	20.5	2.2
11:00	882	22.9	1.3	23:00	0	20.3	1.8
11:30	881	23.5	1.3	23:30	0	20.1	1.3

Fuente: Elaboración propia

- Radiación horaria en una superficie inclinada y radiación absorbida por la placa

Se toma como base la formulación presentada en el capítulo 2, para lo cual se requieren los valores de insolación en intervalos de una hora, los cuales se obtienen a partir de los datos de radiación solar presentados en la Tabla 3.23.

El concepto de insolación es enunciado de la siguiente forma: “la insolación es el resultado de integrar la radiación en un determinado intervalo de tiempo”. Por lo que los valores de insolación se obtienen integrando los valores promedios de radiación solar presentados en la tabla 3.23 en intervalos de una hora.

Tanto la radiación en una superficie inclinada y la absorbida por la placa son calculadas desde las siete de la mañana hasta las seis de la tarde en intervalos de una hora, ya que para las demás horas ambas magnitudes son cero.

En la tabla 3.24 se especifican los parámetros constantes de diseño para modelar la radiación solar:

**Tabla 3. 24 Valores de los parámetros constantes que permitirán modelar la radiación solar**

Símbolo	Magnitud	Valor
$n$	Día del año	184
$\delta$	Declinación	22.97
$\phi$	Latitud	-5.2
$\beta$	Inclinación del colector	10
$\theta_d$	Ángulo de incidencia de la radiación difusa	58.46
$\theta_g$	Ángulo de incidencia de la radiación de la superficie	84.48
$\alpha_d$	Absortancia difusa	0.87
$\alpha_g$	Absortancia de la superficie	0.40
$\tau_d$	Transmitancia difusa	0.67
$\tau_g$	Transmitancia de la superficie	0.15
$(\tau\alpha)_d$	Coficiente Transmitancia-absortancia difusa	0.59
$(\tau\alpha)_g$	Coficiente Transmitancia-absortancia de la superficie	0.06
$\varphi_g$	reflectancia difusa	0.43
$\alpha_N$	Absortancia de la placa a la incidencia normal de radiación	0.93

Fuente: Elaboración propia

Hay parámetros que varían a lo largo del día que son necesarios calcularlos, con el fin de poder cuantificar la radiación absorbida por la placa. Dichos parámetros se enuncian en la tabla 3.25.

**Tabla 3. 25 Parámetros variables con las horas del día**

Símbolo	Magnitud
$\cos(\theta_b)$	Coseno del ángulo de incidencia de la radiación directa
$\theta_b$	Ángulo de incidencia de la radiación de la directa
$\alpha_b$	Absortancia directa
$\tau_b$	Transmitancia directa
$(\tau\alpha)_b$	Coficiente Transmitancia-absortancia directa

Fuente: Elaboración propia

El cálculo de los parámetros que permiten modelar la radiación en una superficie inclinada y la absorbida por la placa son realizados a continuación (Ver tabla 3.26 y 3.27):

**Tabla 3. 26 Valores de los parámetros que permitirán obtener la radiación en una superficie inclinada**

Hora	$\omega_1$ [°]	$\omega_2$ [°]	$R_b$	$\bar{I}_0$ [kJ/m <sup>2</sup> ]	$\bar{I}$ [kJ/m <sup>2</sup> ]	$K_t$	$\bar{I}_a/\bar{I}$	$\bar{I}_a$ [kJ/m <sup>2</sup> ]	$\bar{I}_b$ [kJ/m <sup>2</sup> ]
07:00 am- 08:00 am	-75	-60	1.216	1496.72	477	0.318	0.934	445.66	31.34
08:00 am- 09:00 am	-60	-45	1.130	2480.38	630	0.253	0.972	612.44	17.56
09:00 am- 10:00 am	-45	-30	1.098	3283.53	1142.1	0.347	0.906	1035.32	106.78
10:00 am- 11:00 am	-30	-15	1.084	3851.45	2288.7	0.594	0.451	1033.25	1255.45
11:00 am- 12:00 pm	-15	0	1.078	4145.42	3404.7	0.821	0.165	561.78	2842.92
12:00 pm- 01:00 pm	0	15	1.078	4145.42	3897	0.940	0.165	643.01	3254.00
01:00 pm- 02:00 pm	15	30	1.084	3851.45	3881.7	1.007	0.165	640.48	3241.22
02:00 pm- 03:00 pm	30	45	1.098	3283.53	3270.6	0.996	0.165	539.65	2730.95
03:00 pm- 04:00 pm	45	60	1.130	2480.38	2424.6	0.977	0.165	400.06	2024.54
04:00 pm- 05:00 pm	60	75	1.216	1496.72	1696.5	1.133	0.165	279.92	1416.58
05:00 pm- 06:00 pm	75	90	1.807	399.59	686.7	1.718	0.165	113.31	573.39

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 3. 27 Valores de los parámetros que permitirán obtener la radiación absorbida por la placa**

Hora	$\cos(\theta_b)$	$\theta_b$	$\alpha_b$	$\tau_b$	$(\tau\alpha)_b$
07:00 am- 08:00 am	0.384	67.433	0.815	0.548	0.451
08:00 am- 09:00 am	0.591	53.759	0.888	0.723	0.649
09:00 am- 10:00 am	0.761	40.489	0.910	0.811	0.745
10:00 am- 11:00 am	0.880	28.323	0.916	0.853	0.789
11:00 am- 12:00 pm	0.942	19.563	0.921	0.870	0.810
12:00 pm- 01:00 pm	0.942	19.563	0.921	0.870	0.810
01:00 pm- 02:00 pm	0.880	28.323	0.916	0.853	0.789
02:00 pm- 03:00 pm	0.761	40.489	0.910	0.811	0.745
03:00 pm- 04:00 pm	0.591	53.759	0.888	0.723	0.649
04:00 pm- 05:00 pm	0.384	67.433	0.815	0.548	0.451
05:00 pm- 06:00 pm	0.152	81.233	0.549	0.245	0.136

Fuente: Elaboración propia

Los valores de la insolación incidente sobre una superficie inclinada y la insolación absorbida por la placa por hora se expresan a continuación (Ver tabla 3.28).

**Tabla 3. 28 Insolación sobre una superficie inclinada y absorbida por la placa**

Hora	$\bar{I}_T$ [kJ/m <sup>2</sup> ]	$\bar{S}$ [kJ/m <sup>2</sup> ]
07:00 am- 08:00 am	481.98	280.06
08:00 am- 09:00 am	629.74	374.09
09:00 am- 10:00 am	1148.60	698.11
10:00 am- 11:00 am	2394.49	1684.22
11:00 am- 12:00 pm	3634.94	2814.71
12:00 pm- 01:00 pm	4160.53	3221.70
01:00 pm- 02:00 pm	4163.47	3152.64
02:00 pm- 03:00 pm	3547.60	2555.85
03:00 pm- 04:00 pm	2694.40	1421.20
04:00 pm- 05:00 pm	2006.42	943.28
05:00 pm- 06:00 pm	1151.31	208.06

Fuente: Elaboración propia

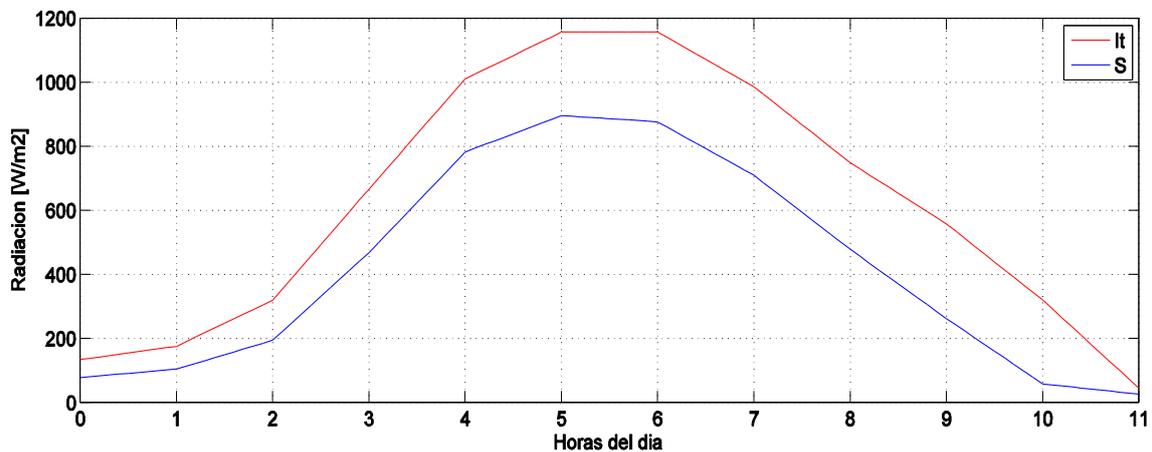
La radiación incidente sobre una superficie inclinada y la radiación absorbida por la placa por hora se expresan a continuación (Ver tabla 3.29).

**Tabla 3. 29 Radiación incidente sobre una superficie inclinada y la radiación absorbida por la placa**

Hora	$I_T$ [ $W/m^2$ ]	$S$ [ $W/m^2$ ]
07:00 am	133.88	77.79
08:00 am	174.93	103.91
09:00 am	319.06	193.92
10:00 am	665.14	467.84
11:00 am	1009.71	781.86
12:00 am	1155.70	894.92
01:00 pm	1156.52	875.73
02:00 pm	985.44	709.96
03:00 pm	748.44	478.11
04:00 pm	557.34	262.02
05:00 pm	319.81	57.80
06:00 pm	44.42	26.05

Fuente: Elaboración propia

En la figura 3.14 se grafica los resultados obtenidos:



**Figura 3. 14 Radiación incidente sobre una plano inclinado y radiación absorbida por la placa**

Fuente: Elaboración propia

En la figura 3.14 se muestra la radiación incidente sobre la cubierta de vidrio del colector de placa plana a lo largo del día, así como la radiación solar absorbida por la placa. La diferencia de energía entre la curva de la radiación incidente y la absorbida por la placa representa la energía que es reflejada hacia el cielo.

- Propiedades del agua según su temperatura

Durante el funcionamiento del colector la temperatura del fluido varía por lo que también lo hacen sus propiedades, poder cuantificar estas propiedades es importante ya que permite realizar un estudio más detallado acerca de su funcionamiento. A continuación se expresan las propiedades del agua según su temperatura (Ver tabla 3.30).

**Tabla 3. 30 Propiedades del agua según su temperatura a presión atmosférica**

$T$ [°C]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	$C_p$ [J/kg · K]	$\mu$ [N · s/m <sup>2</sup> ]	$\nu$ [m <sup>2</sup> /s]	$k$ [W/m · K]	$Pr$
5	1004	4201	1,51E-03	1,50E-06	5,75E-01	11
10	1003	4191	1,30E-03	1,30E-06	5,83E-01	9,348
15	1001	4184	1,14E-03	1,13E-06	5,91E-01	8,033
20	999,5	4180	1,00E-03	1,00E-06	6,00E-01	6,975
25	997,9	4176	8,90E-04	8,92E-07	6,08E-01	6,114
30	996,2	4175	7,98E-04	8,01E-07	6,16E-01	5,406
35	994,3	4174	7,20E-04	7,24E-07	6,24E-01	4,817
40	992,4	4174	6,53E-04	6,58E-07	6,31E-01	4,323
45	990,3	4175	5,96E-04	6,02E-07	6,37E-01	3,906
50	988,1	4177	5,47E-04	5,54E-07	6,44E-01	3,551
55	985,7	4179	5,04E-04	5,12E-07	6,49E-01	3,245
60	983,2	4182	4,67E-04	4,75E-07	6,54E-01	2,981
65	980,6	4184	4,34E-04	4,42E-07	6,59E-01	2,752
70	977,9	4188	4,04E-04	4,13E-07	6,63E-01	2,551
75	975	4191	3,78E-04	3,88E-07	6,67E-01	2,375
80	971,9	4195	3,55E-04	3,65E-07	6,70E-01	2,219
85	968,8	4199	3,34E-04	3,44E-07	6,73E-01	2,081
90	965,5	4204	3,15E-04	3,26E-07	6,76E-01	1,958
95	962,1	4209	2,98E-04	3,09E-07	6,78E-01	1,848
100	958,5	4214	2,82E-04	2,94E-07	6,79E-01	1,749

Fuente: S.A. Klein y F.L. Alvarado, "Engineering Equation Solver Software (EES)", Academia Versión 6.271 (20-07-2001).

### 3.3.2 Balances de energía

Se realiza un balance de energía para la cubierta, la placa y el fluido con el fin de obtener un modelo matemático que permita verificar el funcionamiento del sistema termosifón para el calentamiento de agua a partir de un colector de placa plana.

En la tabla 3.31 se expresan las variables utilizadas en esta sección:

**Tabla 3. 31 Descripción de variables utilizadas en los balances de energía**

Variable	Descripción	Unidad
$I_T$	Radiación incidente sobre una superficie inclinada	[W/m <sup>2</sup> ]
$A_c$	Área del colector	[m <sup>2</sup> ]
$\alpha_c$	Absortancia de la cubierta	-
$T_c$	Temperatura de la cubierta	[K]
$T_{amb}$	Temperatura del ambiente	[K]
$T_p$	Temperatura de la placa	[K]
$T_s$	Temperatura del cielo	[K]
$T_{f0}$	Temperatura de salida del fluido del colector	[K]
$T_{fi}$	Temperatura de entrada del fluido al colector	[K]
$hc_{c-a}$	Coefficiente de transferencia de calor por convección entre la cubierta y ambiente	[W/m <sup>2</sup> · K]
$hr_{c-a}$	Coefficiente de transferencia de calor por radiación entre la cubierta y el ambiente	[W/m <sup>2</sup> · K]
$hc_{p-c}$	Coefficiente de transferencia de calor por convección entre la placa y la cubierta	[W/m <sup>2</sup> · K]
$hr_{p-c}$	Coefficiente de transferencia de calor por radiación entre la placa y la cubierta	[W/m <sup>2</sup> · K]

$hc_{f-p}$	Coefficiente de transferencia de calor por convección entre la placa y el fluido	$[W/m^2 \cdot K]$
$U_L$	Coefficiente de pérdida de calor total	$[W/m^2 \cdot K]$
$F'$	Factor de eficiencia del colector	-
$W$	Distancia entre ductos	$[m]$
$n$	Número de ductos	-
$\dot{m}$	Flujo másico del colector	$[kg/s]$
$C_{pf}$	Calor específico a presión constante	$[J/kg \cdot K]$

Fuente: Elaboración propia.

- Balance de energía en la cubierta

$$\sum \dot{Q}_{ent} = \sum \dot{Q}_{sal}$$

$$I_T A_c \alpha_c + hr_{p-c} A_c (T_p - T_c) + hc_{p-c} A_c (T_p - T_c) = hc_{c-a} A_c (T_c - T_{amb}) + hr_{c-a} A_c (T_c - T_s) \quad (3.17)$$

Despejando la temperatura de la cubierta ( $T_c$ )

$$T_c = \frac{I_T \alpha_c + hr_{p-c} (T_p) + hc_{p-c} (T_p) + hc_{c-a} (T_{amb}) + hr_{c-a} (T_s)}{hc_{c-a} + hr_{c-a} + hr_{p-c} + hc_{p-c}} \quad (3.18)$$

Donde  $I_T$  es la radiación incidente en una superficie inclinada  $[W/m^2]$ ,  $T$  es la temperatura en  $[K]$  y  $h$  son los coeficientes de transferencia de calor tanto por convección como radiación  $[W/m^2 \cdot K]$ .

- Balance de energía en la placa absorbente

$$\sum \dot{Q}_{ent} = \sum \dot{Q}_{sal}$$

$$SA_c = hr_{p-c} A_c (T_p - T_c) + hc_{p-c} A_c (T_p - T_c) + U_b A_c (T_p - T_{amb}) + \dot{m}_f C_{pf} (T_{fo} - T_{fi}) \quad (3.19)$$

Despejando la temperatura de la placa ( $T_p$ )

$$T_p = \frac{SA_c + hr_{p-c} A_c (T_c) + hc_{p-c} A_c (T_c) + U_b A_c (T_{amb}) + \dot{m}_f C_{pf} (T_{fo} - T_{fi})}{hr_{p-c} A_c + hc_{p-c} A_c + U_b A_c} \quad (3.20)$$



**Tabla 3. 33 Parámetros del colector**

Símbolo	Magnitud	Valor
$A_c$	Área del colector	$3.5 \text{ m}^2$
$\delta_c$	Espesor cubierta	$0.006 \text{ m}$
$\delta_p$	Espesor placa	$0.0005 \text{ m}$
$\delta_{aislante}$	Espesor aislante	$0.045 \text{ m}$
$\varepsilon_c$	Emisividad cubierta	0.9
$\varepsilon_p$	Emisividad placa	0.95
$\alpha_p$	Absortividad de la placa	0.92
$\alpha_c$	Absortividad de la cubierta	0.2
$D$	Diámetro interno de los ductos	$0.012 \text{ m}$
$n$	Número de ductos	14
$W$	Espacio entre ductos paralelos	$0.14 \text{ m}$
$d$	Distancia entre la placa y la cubierta	$0.025 \text{ m}$
$L$	Longitud del ducto	$1.5 \text{ m}$
$\dot{m}_c$	Flujo másico del colector	$2.37 \text{ kg/s}$
$k_p$	Conductividad térmica de la placa	$209.3 \text{ W/m} \cdot \text{K}$
$k_{aislante}$	Conductividad térmica del aislante	$0.026 \text{ W/m} \cdot \text{K}$

Fuente: Elaboración propia

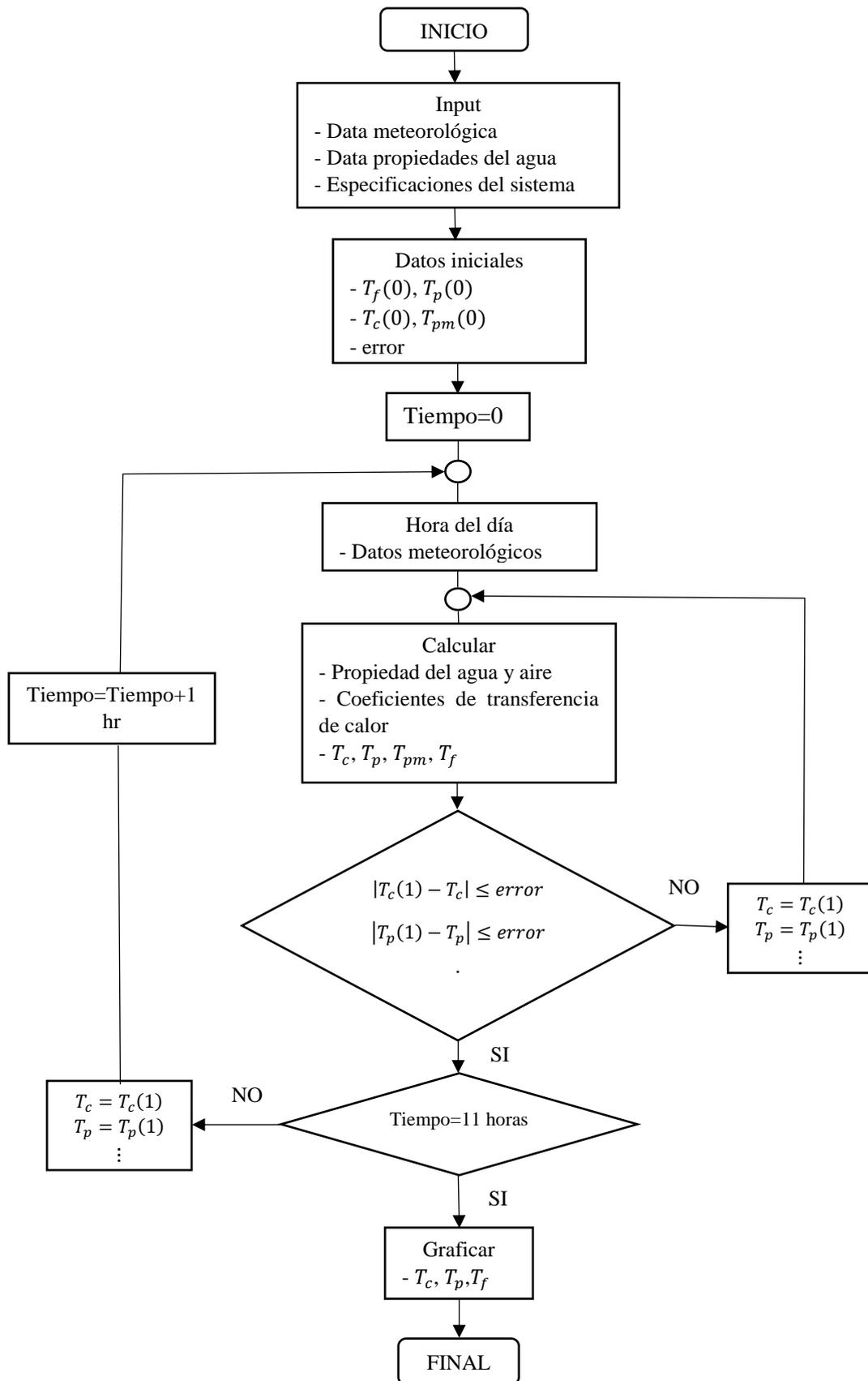
### 3.3.4 Modelación matemática

A partir de los balances de energía presentados y los datos tanto meteorológicos como de diseño, se puede modelar el funcionamiento del colector de placa plana a lo largo del día. Este modelamiento<sup>49</sup> se ha realizado programando<sup>50</sup> los parámetros antes descritos en el programa Matlab, en el cual se obtuvo la variación de temperatura de la cubierta, placa y fluido a lo largo del día.

En la figura 3.16 se presenta el diagrama de flujo del modelo matemático:

<sup>49</sup> Se ha tomado como base para su modelamiento la referencia bibliográfica [21] y [25].

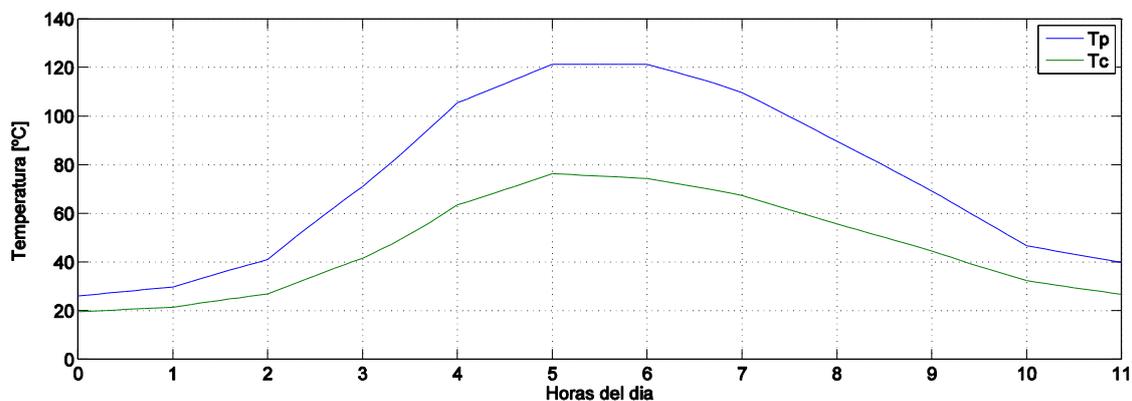
<sup>50</sup> El código realizado en Matlab se presenta en el Anexo B.



**Figura 3. 16 Diagrama de flujo del modelo matemático**  
Fuente: Elaboración propia

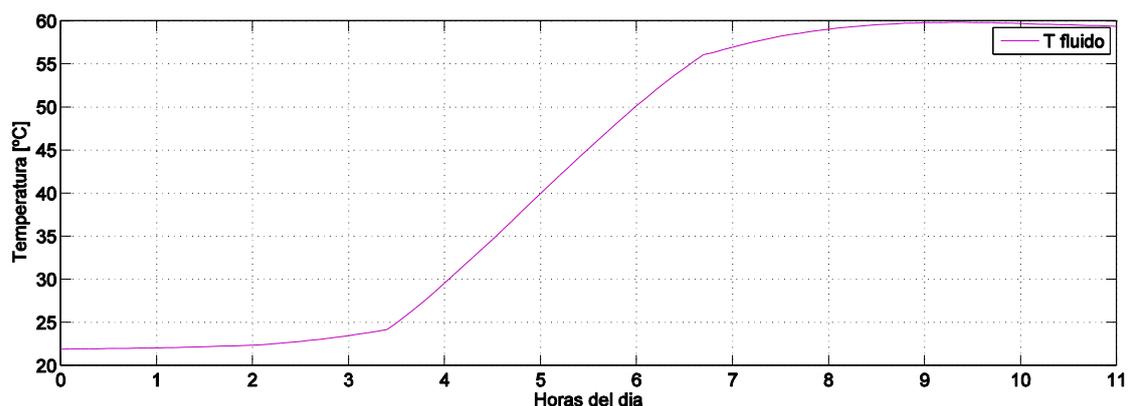
La simulación se realizó únicamente para las horas activas, en las cuales existe radiación solar por lo tanto inicia a las 7:00 am y finaliza a las 6:00 pm, además se tomó en consideración los datos meteorológicos correspondientes al mes de julio, el cual es el mes del año con el menor número de horas solares<sup>51</sup>. Esto se realizó con el fin de obtener el desempeño del colector solar en el mes menos favorable.

Los resultados de la simulación se presentan a continuación (Ver figura 3.17 y 3.18).



**Figura 3. 18 Variación de temperatura de la placa y cubierta a lo largo de su funcionamiento.**

Fuente: Elaboración propia



**Figura 3. 17 Variación de temperatura del fluido**

Fuente: Elaboración propia

Como se aprecia en la figura 3.17 y 3.18 se logró obtener una variación de temperatura en el fluido (agua) de 40°C aproximadamente partiendo de la temperatura ambiente correspondiente a las 7:00 am. Esta variación de temperatura es aceptable para el uso doméstico, lo que hace viable el uso de este sistema desde un punto funcional. Además se puede evidenciar que se llegó a dar la máxima variación de temperatura del fluido entre las 12:00 pm y 02:00 pm que es donde se presentan los valores máximos de radiación en el lugar de estudio.

<sup>51</sup> En la ciudad de Piura se tiene para el mes de julio 5.23 HSP

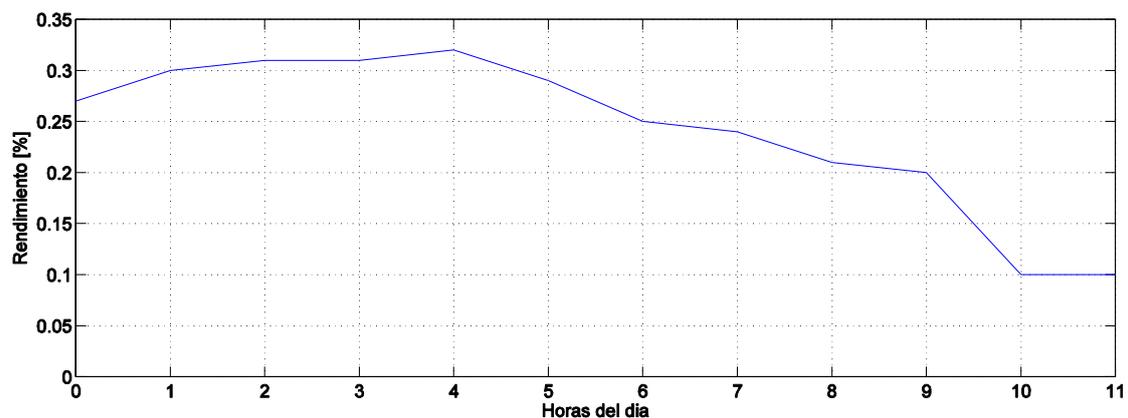
En el caso que se desee obtener una mayor variación de temperatura en el fluido se puede optar por lo siguiente: incrementar el número de cubiertas en el colector de placa plana, cambiar la placa por un material que tenga una mayor conductividad térmica o variar la disposición y/o número de ductos dentro del colector lo que permite variar el factor de remoción de calor. Complementariamente, se deberá tener en cuenta que si la temperatura del fluido llega a su punto de ebullición se deberá tomar en consideración los fenómenos correspondientes al cambio de estado del fluido para su diseño.

La eficiencia del colector está definida por la relación entre el calor útil y el producto del área del colector por la radiación incidente en la placa inclinada. Los valores a lo largo del día se presentan en la tabla 3.34 y figura 3.19.

**Tabla 3. 34 Eficiencia del colector**

Hora	$\eta$
07:00 am	0.27
08:00 am	0.30
09:00 am	0.31
10:00 am	0.31
11:00 am	0.32
12:00 am	0.29
01:00 pm	0.25
02:00 pm	0.24
03:00 pm	0.21
04:00 pm	0.20
05:00 pm	0.10
06:00 pm	0.10

Fuente: Elaboración propia



**Figura 3. 19 Rendimiento del colector de placa plana a lo largo del día**

Fuente: Elaboración propia

## Capítulo 4

### Análisis económico y financiero

#### 4.1 Costo de implementación<sup>52</sup>

##### 4.1.1 Sistema fotovoltaico conectado a la red (Ver figura 4.1).

**Tabla 4. 1 Costos de implementación del sistema fotovoltaico conectado a la red**

Componente	Unidad	Precio Unidad (S/)	Cantidad	Precio total (S/)
<b>Equipos principales</b>				
Módulo fotovoltaico CS6C-150P <sup>53</sup>	Unid	601.28	11	6614.08
Inversor Sunny boy 1.5 <sup>47</sup>	Unid	3769.6	1	3769.6
Estructura y soporte CVE915 para los módulos fotovoltaicos	Unid	144	11	1584
Medidor bidireccional	Unid	305.9	1	305.9
Transformador de aislamiento IEDA POWER SAFE <sup>54</sup>	Unid	960	1	960
<b>Elementos de protección y conductores</b>				
Conductor P-SUN SP	Mts	11	30	330
Fusible de 15A curva gpv	Unid	15.14	2	30.28
Interruptor-Seccionador OTDCP16SA11M <sup>55</sup>	Unid	487	1	487
Descargador CS23 40/600	Unid	232	1	232
Interruptor Magneto-térmico Schneider	Unid	59.80	1	59.80
Interruptor diferencial clase AC Schneider	Unid	80	1	80
Tablero de control y potencia IP66	Unid	715	1	715
Cajas modulares para conexionado IP65	Unid	78.50	2	157
<b>Puesta a tierra<sup>56</sup></b>				
Cable THW-90 de 16 mm <sup>2</sup> de 7 hilos	Unid	5.5	20	110
Cable CB/THW-90 de 6 mm <sup>2</sup>	Unid	2.5	8	20

<sup>52</sup> Se ha considerado un precio de cambio de 1\$ = S/ 3.2

<sup>53</sup> Precio dado por la empresa Peruana deltavolt en su página web. <http://deltavolt.pe/>

<sup>54</sup> Precio tomado del siguiente enlace [https://articulo.mercadolibre.com.pe/MPE-426650071-transformador-de-aislamiento-elise-tamf-20-monofasico-2kva-\\_JM#redirectedFromParent](https://articulo.mercadolibre.com.pe/MPE-426650071-transformador-de-aislamiento-elise-tamf-20-monofasico-2kva-_JM#redirectedFromParent)

<sup>55</sup> Precio obtenido de la lista de precios del catálogo de la marca ABB.

<sup>56</sup> Precios incluyen IGV

Varilla de cobre de 5/8'' de diámetro y 2.4 m de longitud	Unid	219	1	219
Caja de registro de cemento cuadrada	Unid	27.90	1	27.90
Cemento conductivo Thor cem de 25 Kg	Unid	139.90	1	139.90
Gel de resistencia para puesta a tierra	Unid	81	1	81
Tierra chacra bolsa de 30 kg	Unid	8.90	3	26.70
Tubería conduit flexible 3/4" Pavco	Mts	7.04	20	140.8
Conector de bronce 5/8''	Unid	11.90	1	11.90

Fuente: Elaboración propia

El presupuesto general sería el siguiente (Ver tabla 4.2)

**Tabla 4. 2 Presupuesto general de implementación sistema fotovoltaico conectado a red**

Descripción	Costo (S/.)
Equipos principales	13233.5
Elementos de protección y conductores	2091
Puesta a tierra <sup>57</sup>	777.2
<b>SUBTOTAL</b>	<b>16101.7</b>
IGV (18%)	2758.41
Instalación y mano de obra (10%)	1610.2
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>20470.3</b>

Fuente: Elaboración propia

#### 4.1.2 Colector de placa plana

Se calcula los costos de construcción del sistema y complementariamente se muestra el precio de sistemas similares que se encuentran en el mercado hoy en día.

**Tabla 4. 3 Costos del sistema termosifón**

Componente	Unidad	Precio Unidad (S/)	Cantidad	Precio total (S/)
Lámina galvanizada lisa calibre 22 de 0.7 mm de espesor, 2.42 de alto y 1.21 de ancho	Unid	87	2	174
Lámina de aluminio anodizada negro mate de 0.5 mm de espesor (1m x 0.5m)	Unid	40	6	240
Tubo de cobre de 12 mm de diámetro interno y de 2 m de longitud	Unid	21.3	13	276.9
Espuma de poliuretano marca Bison (rinde 40L aprox)	Unid	27	5	135
Tubería de cobre aislado de 1/2''	Mts	17.43	6	104.58
Acumulador verticalde acero galvanizado de 120L AQUA SELECT	Unid	1035	1	1035
Vidrio templado <sup>58</sup>	m <sup>2</sup>	177	3.5	619.5
<b>SUBTOTAL</b>				<b>2584.98</b>
Instalación y mano de obra (10%)				258.5
<b>COSTO TOTAL</b>				<b>2843.5</b>

Fuente: Elaboración propia

El costo total del sistema termosifón que funciona a partir de un colector de placa plana cuyas prestaciones son menores a las del sistema diseñado, tales como la calidad del tanque de acumulación y numero de ductos, se puede encontrar a la venta en el mercado Peruano<sup>59</sup> desde S/. 3111 en la marca Termoinox.

<sup>57</sup> Precios incluyen IGV

<sup>58</sup> Precio obtenido de la vidria Vílchez de la ciudad de Piura.

<sup>59</sup> Precio obtenido de la tienda Sodimac

## 4.2 Estudio de rentabilidad

### 4.2.1 Sistema fotovoltaico conectado a la red

La rentabilidad del sistema fotovoltaico conectado a la red se realiza a partir del uso de indicadores financieros, tales como el costo promedio ponderado de capital (WACC), valor actual neto (VAN) y tasa interno de retorno (TIR), que serán obtenidos a partir del flujo de caja libre realizado para la vida útil del sistema.

A continuación se enuncian los indicadores financieros que se utilizaron<sup>60</sup>:

- Costo promedio ponderado de capital (WACC): Hace referencia a la tasa de descuento que se utilizará para descontar los flujos de caja futuros a la hora de valorar el proyecto de inversión.

$$WACC = K_e E / (E + D) + K_d (1 - T) D / (E + D) \quad (4.1)$$

Donde:  $K_e$  es el costo de los fondos propios,  $K_d$  es el costo de la deuda financiera, E fondos propios, D deuda financiera y T es la tasa impositiva.

- Valor actual neto (VAN): Este método permite calcular el valor presente de un determinado número de flujo de cajas futuro originado por una inversión. Éste se calcula determinando la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivos futuros que genera un proyecto y comparando esta equivalencia con la inversión inicial. Si el índice de VAN es mayor a cero quiere decir que se recuperara la inversión inicial.
- Tasa interna de rentabilidad (TIR): Es la tasa o tipo de interés que hace que el VAN sea cero, es decir es el interés mínimo a partir del cual la inversión es rentable. Si el valor de TIR es mayor que la tasa de descuento de flujos elegidas para el VAN el proyecto es aceptable.

Para calcular el flujo de caja libre anual es necesario especificar los tipos de egresos, ingresos y depreciación que se pueden presentar en el sistema a lo largo de su vida útil, los cuales se especifican a continuación (Ver tabla 4.4):

- Egresos: En este apartado se tendrá en consideración los costos asociados a la compra de energía de la red eléctrica, costos de manteniendo y operación, así como los costos por reemplazo de equipos.

El costo de mantenimiento y operación para un sistema fotovoltaico con una potencia menor a 10kW se estima<sup>61</sup> en S/. 131.2 y los costos por reemplazo de equipos dependerán de los años de vida útil del activo.

<sup>60</sup> Los enunciados referentes a esta sección han sido tomados de la siguiente dirección web: [www.empresaactual.com](http://www.empresaactual.com).

<sup>61</sup> Valor obtenido de la referencia bibliográfica [23]

- Ingresos: los ingresos del sistema se generan a partir de la venta de la energía
- Depreciación: Todos los activos que forman parte del sistema sufrirán una depreciación a lo largo de su vida útil<sup>62</sup>, los cuales se muestra a continuación:

**Tabla 4. 4 Depreciación de activos en el tiempo**

Equipos	Módulos fotovoltaicos	Inversor	Transformador de aislamiento	Medidor bidireccional	Puesta a tierra	Protección y cableado
Vida útil	25	20	15	15	20	20
Monto (INC.IGV)	7805.5	4448.2	960	361	777.2	2467.4
Monto anual depreciado	312.22	222.41	64	24.07	38.86	123.37

Fuente: Elaboración propia

El monto total por depreciación de activos durante los 20 años de vida útil de la instalación es de S/. 775.26.

Para realizar el estudio de rentabilidad del sistema se deberán realizar algunas hipótesis y consideraciones acerca de su financiamiento, con el fin de obtener unos resultados acorde al mercado financiero peruano, los cuales son:

- El proyecto será financiado a partir de un préstamo bancario de S/. 10000 y el resto del total será aportado por el patrimonio del inversionista.
- Se utiliza una tasa a la renta de 28%.
- El WACC será calculado a partir del modelo de valoración de activos.
- El préstamo bancario será pagado en 5 años.
- Se toma 2.16% como el porcentaje de riesgo país.
- Se considera una tasa de interés efectiva anual del 11%.
- No se ha considerado el impuesto a la ganancia.
- No se han considerado bonos o beneficios por parte del estado.
- Toda la energía generada es vendida<sup>63</sup>.

La estructura de capital para el financiamiento del proyecto se presenta a continuación (Ver tabla 4.5):

**Tabla 4. 5 Estructura de capital**

Estructura del capital	Importe	Peso (W)
Préstamo bancario	10000	48.85%
Patrimonio	10470.3	51.15%
Total deuda y patrimonio	20470.3	100%

Fuente: Elaboración propia

Una vez que se ha elegido de qué forma se plantea financiar el proyecto se procede a hallar la rentabilidad (k) para cada uno de las estructuras de capital.

<sup>62</sup> Datos obtenidos de la ficha técnica proporcionada por los fabricantes.

<sup>63</sup> Por normativa del real decreto no se puede vender los sobrantes de energía.

- Préstamo bancario

A continuación se especifican los detalles y consideraciones que se han tomado en consideración para realizar el análisis de rentabilidad por préstamo bancario, con el fin de financiar el proyecto según el monto estipulado en la estructura de capital (Ver tabla 4.6 y 4.7)

**Tabla 4. 6 Características del préstamo bancario.**

Préstamo [S/.]	10000
TEA	11%
Duración años	5
Cuotas por financiar	5
Cargos y comisión	125
Cuota	2000

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 4. 7 Monto anual a pagar**

Periodo	Saldo [S/.]	Amortización [S/.]	Interés [S/.]	Cuota [S/.]	Cargos y comisiones [S/.]	Cuota total [S/.]
0						-10000
1	10000	1605.7	1100	2705.7	125	2830.7
2	8394.30	1782.33	923.37	2705.7	125	2830.7
3	6611.97	1978.39	727.31	2705.7	125	2830.7
4	4633.58	2196.01	509.69	2705.7	125	2830.7
5	2437.57	2437.57	268.13	2705.7	125	2830.7
					TIR	13%

Fuente: Elaboración propia

- Patrimonio

La rentabilidad respecto al financiamiento por patrimonio se obtiene a partir del método de valoración de activos (CAPM) que toma en consideración los siguientes parámetros:

$$CAPM = K_{LR} + (K_M - K_{LR})Beta \quad (4.2)$$

Donde  $K_{LR}$  es el rendimiento bonos del tesoro norteamericano T-Bond,  $K_M$  es el rendimiento bolsa de valores de NY Índice Standard a Poor's 500,  $Beta$  es la media de la rentabilidad de la empresa que llevara a cabo el proyecto.

Para este proyecto se han tomado los siguientes valores<sup>64</sup> (Ver tabla 4.8):

**Tabla 4. 8 Calculo del CAPM**

Rendimiento bolsa de valores de NY Índice Standard a Poor's 500 promedio 20 años	9.65%
Rendimiento bonos del tesoro norteamericano T-Bond promedio 20 años	3.22%
Beta promedio de la empresa últimos cinco años	0.98%
Riesgo país	2.16%
CAPM	9.521%
K= CAPM + Riesgo país	11.681%

Fuente: Elaboración propia

<sup>64</sup> Valores obtenidos de la referencia bibliográfica [24].

Hallada la rentabilidad para cada tipo de financiamiento de la estructura del capital, se realiza al cálculo del costo promedio ponderado de capital (WACC) (Ver tabla 4.9).

**Tabla 4.9** Calculo del WACC

Estructura de capital	K	(1-T)	W	Costo (W*K)
Préstamo bancario	13%	0.72	48.85%	4.57%
Patrimonio	11.68%		51.15%	5.97%
WACC			100%	10.55%

Fuente: Elaboración propia

Con el valor obtenido del costo promedio ponderado de capital (WACC) se calcula el flujo de caja libre para la vida útil del sistema. Puesto que en el Perú no existe normativa acerca de la venta de energía en instalaciones de baja potencia se han evaluado diferentes montos para la venta de la energía, con el fin de obtener la rentabilidad del sistema en cada caso.

Los resultados obtenidos en el flujo de caja libre (Ver tabla 4.10 y 4.11) se ha realizado considerando un costo de venta por kWh de S/.1 y un costo de compra según el plan tarifario residencial BT5B el cual corresponde a un precio por kWh de S/.0.5964 sin IGV. La energía generada anualmente por el sistema fotovoltaico corresponde al mostrado en la Tabla 3.17.

**Tabla 4. 10 Flujo de caja libre para los primeros 10 años de vida útil.**

Ítem	Años de vida útil										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión inicial [S/.]	20470.3										
Depreciación anual [S/.]		775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26
Ingresos [S/.]		3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4
Precio de energía vendida [S./kWh]	1										
Energía vendida [kWh]		3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4
Egresos anuales [S/.]		1685.96	1685.96	1685.96	1685.96	1685.96	1685.96	1685.96	1685.96	1685.96	1685.96
Costos por O&M [S/.]		131.2	131.2	131.2	131.2	131.2	131.2	131.2	131.2	131.2	131.2
Precio de energía comprada [S./kWh]	0.5941										
Energía comprada [kWh]		2617	2617	2617	2617	2617	2617	2617	2617	2617	2617
Costo anual de energía consumida [S/.]		1554.7	1554.76	1554.76	1554.76	1554.76	1554.76	1554.76	1554.76	1554.76	1554.76
Costo por reemplazo de equipos [S/.]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ganancia operativa (EBIT) [S/.]		810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18
Impuestos a las ganancias [S/.]											
Ganancia operativa neta (NOPAT) [S/.]		810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18
(+) Depreciación [S/.]		775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26
(-) Cambio en capital de trabajo [S/.]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Valor residual [S/.]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja libre [S/.]		1585.4	1585.4	1585.4	1585.4	1585.4	1585.4	1585.4	1585.4	1585.4	1585.4

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4. 11 Flujo de caja libre para los últimos 10 años de vida útil.

Ítem	Años de vida útil										
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Inversión inicial [S/.]	20470.3										
Depreciación anual [S/.]		775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26
Ingresos [S/.]		3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4
Precio de energía vendida [S./kWh]	1										
Energía vendida [kWh]		3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4	3271.4
Egresos anuales [S/.]		1685.96	1685.96	1685.96	1685.96	1685.96	1685.96	1685.96	1685.96	1685.96	1685.96
Costos por O&M [S/.]		131.2	131.2	131.2	131.2	131.2	131.2	131.2	131.2	131.2	131.2
Precio de energía comprada [S./kWh]	0.5941										
Energía comprada [kWh]		2617	2617	2617	2617	2617	2617	2617	2617	2617	2617
Costo anual de energía consumida [S/.]		1554.76	1554.76	1554.76	1554.76	1554.76	1554.76	1554.76	1554.76	1554.76	1554.76
Costo por reemplazo de equipos [S/.]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ganancia operativa (EBIT) [S/.]		810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18
Impuestos a las ganancias [S/.]											
Ganancia operativa neta (NOPAT) [S/.]		810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18	810.18
(+) Depreciación [S/.]		775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26	775.26
(-) Cambio en capital de trabajo [S/.]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Valor residual [S/.]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	1322.81
Flujo de caja libre [S/.]		1585.4	1585.4	1585.4	1585.4	1585.4	1585.4	1585.4	1585.4	1585.4	2908.25

Fuente: Elaboración propia

- Precio venta kWh de S/. 1.0

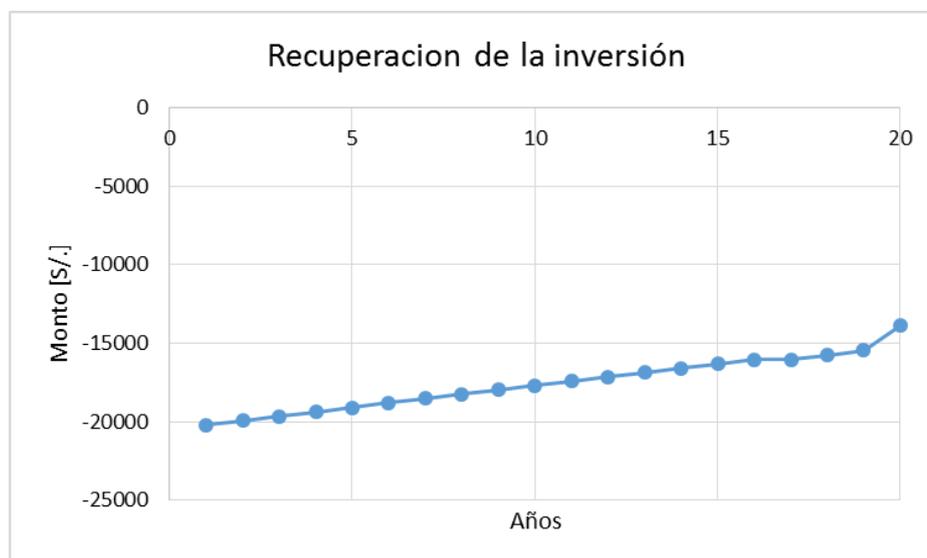


**Figura 4. 1 Recuperación de inversión con precio venta 1 [S./kWh]**

Fuente: Elaboración propia

La inversión inicial se recupera en el año 13 y se obtiene 7 años de ganancia con un monto aproximado de S/. 12000 (Ver figura 4.1). Para esta simulación se obtuvo un TIR de 5% y un VAN de S/. 33656.

- Precio venta kWh de S/. 0.6



**Figura 4. 2 Recuperación de inversión con precio venta 0.6 [S./kWh]**

Fuente: Elaboración propia

Con este valor de venta no se logra recuperar la inversión en toda la vida útil del sistema, por lo que no es rentable su implementación, obteniendo un valor del TIR del -8%. Y un VAN de S/. -18020.4 lo que verifica su poca rentabilidad y viabilidad (Ver figura 4.2).

- Precio venta kWh de S/. 1.2



**Figura 4. 3 Recuperación de inversión con precio venta 0.6 [S/./kWh]**

Fuente: Elaboración propia

Con este valor de venta se obtienen buenos resultados de tal manera que se logra recuperar la inversión al noveno año y se obtiene una ganancia alrededor de los S/. 24000. Cuenta con una tasa interna de retorno del 9% (Ver figura 4.3).

Dada las tendencias obtenidas en los análisis realizados se concluye que para el diseño alternativo planteado en el capítulo 3, en el cual se redujo en un 50% el generador fotovoltaico no sería viable su implementación, si bien el valor de la instalación se reduciría en alrededor de un 25%, los egresos anuales por compra de energía a la red sería mayor al ingreso por la venta de la energía generada por lo que todos los años se obtendrían pérdidas.

#### 4.2.2 Sistema termosifón

En esta sección se realiza un análisis acerca del costo de adquisición entre una terma solar y una terma eléctrica con el fin de identificar la factibilidad de cada una de ellas.

Termas eléctricas con acumulación de 110 L se pueden encontrar en Piura desde S/. 1650 en la marca Sole con 1500 W de potencia. Esta terma consumiría alrededor de 93 kWh al mes suponiendo que trabaja 2 horas diarias que según la tarifa BT5B le corresponde un valor mensual de S/. 55.24 y anual de S/. 662.9. Sumando el valor anual a la inversión inicial del sistema se evidencia que para el año y diez meses habrá superado el valor del sistema termosifón, por lo que el sistema termosifón sería lo más rentable ya que solo se tendría que mantener con un mantenimiento preventivo y correctivo mínimos.

## Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos en el estudio de la implementación de sistemas alternativos de generación de energía, que basan su funcionamiento en el aprovechamiento de energías renovables, se puede afirmar que para el sistema fotovoltaico conectado a la red su viabilidad y rentabilidad es menor a la esperada, siendo un sistema rentable y viable en el caso que el costo de venta de la energía generada sea mayor a 1 S/. / kWh, pudiéndose recuperar de esta forma la inversión inicial después de 11 años para el caso de venta de 1 S/. / kWh de haberse instalado, lo cual es poco viable y en el caso que el valor de venta sea de 1.2 S/. / kWh se podrá recuperar la inversión inicial después de 9 años teniendo un ganancia promedio de S/. 24000 al final de la vida útil del sistema. Esta situación puede mejorar a partir de la entrega de bonos por parte del estado con el fin de fomentar este tipo de sistemas, así como la exoneración de impuestos para los mismos.

Se pone en evidencia que el sistema fotovoltaico conectado a la red basa su funcionamiento de acuerdo a las normativas que da el estado donde se plante su instalación, del mismo modo es el encargado de regular como se deberá tratar la energía generada por el sistema ya sea realizando la venta de los excedentes de energía o la venta total de la energía generada. Para el caso en el cual se permita inyectar a la red solo los excedentes de energía le da a la residencia una mayor versatilidad ya que se podría implementar un banco de baterías con el fin de almacenar energía en el caso que la red de distribución falle y no haya suficiente radiación solar para que los módulos fotovoltaicos generen energía eléctrica, si bien el costo de instalación aumentaría en casi un 25%, la residencia tendría un sistema de respaldo en casos de emergencia.

En el caso del sistema termosifón que basa su funcionamiento a partir de un colector de placa plana posee una buena viabilidad para su implementación ya que como se sabe las termas eléctricas consumen mucha energía por el tipo de funcionamiento en que se basan (efecto Joule). Desde un punto funcional se obtuvieron buenos resultados llegando a alcanzar una variación de temperatura de 40°C que para uso sanitario en una residencia urbana es aceptable, y en el caso que se desee una mayor variación de temperatura se tendrán que modificar parámetros de diseño o implementar tecnologías más eficientes de captación de energía solar dentro del colector de placa plana como es el caso de los colectores con tubos al vacío.

A partir del estudio realizado también se pudo evidenciar que la ciudad de Piura es una región idónea para la implantación de estos sistemas ya que posee un buen recurso solar que permiten obtener buenas prestaciones, además cabe resaltar que estos sistemas aportan energía limpia en comparación a la generada a partir de recursos fósiles o minerales, ayudando de este modo a la prevención del efecto invernadero en planeta.



## Bibliografía

Las referencias bibliográficas fueron:

- [1] Gamio Aita, P. (2010). *Matriz Energética en el Perú y Energías renovables* (vol.4). Lima: Fundación Friedrich Ebert.
- [2] Renewable Energy Policy Network for the 21st century. (2016). *Renewables 2016 status report*. (7th ed.) Paris: [s.n.].
- [3] Instituto tecnológico de Canarias, S.A. (2008). *Energía renovable y eficiencia energética*. (1st ed.) Canarias: [s.n.].
- [4] Duffie, J., Beckman, W. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. (4th ed.) New Jersey: Wiley.
- [5] Cengel, Y., Boles, M. (2012). *Termodinámica*. (7th ed.): Mc Graw Hill.
- [6] National Aeronautics and Space Administration. (s.f.) *Surface meteorology and Solar Energy*. <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>
- [7] Osinergmin. (2014). *Cómo ahorrar energía eléctrica*. <http://www.osinergmin.gob.pe>
- [8] Castejón, A., Santamaria, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas* (3ra ed.). Madrid: Editex, S.A.
- [9] Ministerio de industria, turismo y comercio. (2011). *Regulación de la conexión a la red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia*. España.
- [10] Instituto nacional de electricidad y energías limpias (s.f.). *Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica*. <http://www2.ineel.mx>.
- [11] Pérez, D. (2009). *Análisis de un sistema de iluminación, utilizando ampollitas de bajo consumo y alimentado por paneles fotovoltaicos* (tesis de grado). Universidad Austral de Chile. Facultad de ciencias de la ingeniería. Programa académico de ingeniería electrónica.
- [12] Ministerio de vivienda. (2006). *Código técnico de edificación*. Madrid.
- [13] Bayod, A., Nogués, F., Bribián, I., Arasanz, J., Aranda, J., Sanz J., et al. *Guía de las energías renovables aplicadas para PYMES*. Aragón, España.
- [14] Prysmian cables & systems. (2013). *Cables y accesorios para baja tensión*. [http://www.prysmianclub.es/files/content/images/Catalogo\\_BT\\_Prysmian\\_2013\\_2.pdf](http://www.prysmianclub.es/files/content/images/Catalogo_BT_Prysmian_2013_2.pdf)
- [15] DF Electric (s.f.). *fusibles & bases fotovoltaicos*. España.
- [16] ABB (s.f.). *Switches for photovoltaic applications*. <https://library.e.abb.com/public/8ea88a938cd96cbbc1257dd400167036/1SCC301015B0201.pdf>
- [17] Ministerio de economía (2000). *Real decreto 1663/200, conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*. España.
- [18] Stanciu, Camelia., Stanciu Dorin (2014). *Optimum tilt angle for flat plate collectors all over the world – A declination dependence formula and comparison of three solar radiation models*. University politehnica pf Bucharest. Romania.
- [19] Adelard, L., Pignolet-Tardan, F., Mara, T., Lauret, P., Garde, F., Boyer, H (1998). *Sky temperature modelisation and applications in building simulation*.
- [20] Tiwari, G. (2002). *Solar Energy Fundamentals Design, Modeling and Application*. Narosa Publishing House, N° 247.

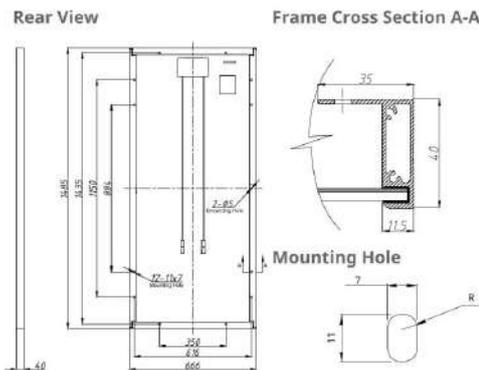
- [21] Rodriguez, H. (2012). *Diseño, construcción y caracterización de un collector solar plano de aire*. Universidad de Santiago de Chile.
- [22] Riahi, A., Taherian, H. (2011). *Experimental investigation on the performance of thermosyphon solar water heater in the South Caspian Sea*.
- [23] National Renewable Energy Laboratory (2016). *Distributed generation renewable energy estimate of costs*. [http://www.nrel.gov/analysis/tech\\_lcoe\\_re\\_cost\\_est.html](http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe_re_cost_est.html)
- [24] Chu, M (2013). *Fundamentos de finanzas: Un enfoque Peruano*. (8vo ed.) Perú.
- [25] Uriol, J. (2016). *Estudio de colectores solares multipasos con y sin almacenamiento térmico en el secado de productos agrícolas*. Universidad de Piura.
- [26] Liu, B. Y. H. and R. C. Jordan, Solar Energy, 7, 53 (1963). *The Long-Term Average Performance of Flat-Plate Solar Energy Collectors*.

## Anexos

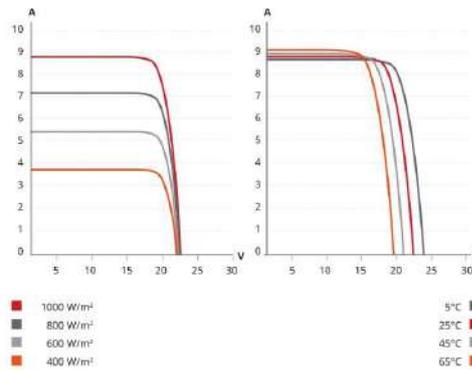
### Anexo A: Elemento de protección y maniobra

#### A.1 Módulo fotovoltaico CS6C-150P

##### MODULE / ENGINEERING DRAWING (mm)



##### CS6C-150P / I-V CURVES



##### ELECTRICAL DATA | STC\*

Electrical Data CS6C	145P	150P
Nominal Max. Power (Pmax)	145 W	150 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	17.9 V	18.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.09 A	8.30 A
Open Circuit Voltage (Voc)	22.2 V	22.3 V
Short Circuit Current (Isc)	8.65 A	8.87 A
Module Efficiency	14.66%	15.17%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C	
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)	
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC61730)	
Max. Series Fuse Rating	15 A	
Application Classification	Class A	
Power Tolerance	± 3 %	

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

##### ELECTRICAL DATA | NOCT\*

Electrical Data CS6C	145P	150P
Nominal Max. Power (Pmax)	105 W	109 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	16.3 V	16.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.44 A	6.59 A
Open Circuit Voltage (Voc)	20.4 V	20.5 V
Short Circuit Current (Isc)	7.01 A	7.19 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

##### PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiance, +95.5 % module efficiency from an irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup> to 200 W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this Datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

##### MODULE | MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	36 (4 x 9)
Dimensions	1485 x 666 x 40mm (58.4 x 26.2x1.57in)
Weight	12 kg (26.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-BOX	IP67, 2 diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC) or 4 mm <sup>2</sup> & 12 AWG 1000 V (UL), 950 mm (37.4 in)
Connectors	MC4 or MC4 comparable
Stand. Packaging	36 pcs
Module Pieces per Container	792 pcs (40')

##### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.43% / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.34% / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.065% / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C

##### PARTNER SECTION





## A.3 Conductor P-SUN SP

**baja tensión**

**ESPECIAL FOTOVOLTAICA**

# P-SUN sp

Tensión nominal: **0,6/1 kV**      Norma diseño: **DKE/VDE AK 411.2.3**

### CARACTERÍSTICAS CABLE



Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20.000 h); -40 °C, +90 °C (30 años)  
 Tensión nominal: 0,6/1 kV (tensión máxima en alterna: 0,7/1,2 kV, tensión máxima en continua: 0,9/1,8 kV).  
 Ensayo de tensión en corriente alterna 6 kV, 15 min.  
 Ensayo de tensión en corriente continua 10 kV, 15 min.W

#### Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: EN 60332-1; IEC 60332-1.
- Libre de halógenos: EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 50305 ITC-3
- Baja emisión de humos opacos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2; IEC 60754-2; pH ± 4,3; C † 10 µS/mm.

#### Resistencia a las condiciones climatológicas:

- Resistencia al ozono: EN 50396, test B
- Resistencia a los rayos UVA: UL 1581 (xeno test), ISO 4892-2 (A method), HD 506/A1-2.4.20
- Resistencia a la absorción de agua: EN 60811-1-3

#### Otros ensayos:

- Resistencia al frío: Doblado a baja temperatura (EN 60811-1-4)  
Impacto (EN 50305)
- Dureza: 85 (DIN 53505)
- Resistencia a aceites minerales: 24 h, 100 °C (EN 60811-2-1)
- Resistencia a ácidos y bases: 7 días, 23 °C, ácido n-oxálico, hidróxido sódico (EN 60811-2-1)



## DESCRIPCIÓN

### CONDUCTOR

**Metal:** Cobre electrolítico, estañado.

**Flexibilidad:** Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 120 °C (20.000 h); 90 °C (30 años). 250 °C en cortocircuito.

### AISLAMIENTO

**Material:** Goma tipo EI6 según UNE-EN 50363-1 que confiere unas elevadas características eléctricas y mecánicas.

## A.4 Interruptor-Seccionador OTDCP16SA11M

### Additional Information

Cable Cross-Section:	16 mm <sup>2</sup> 2.5...16 mm <sup>2</sup>
Catalog Number:	1SCA125126R1001
Conventional Thermal Current (I <sub>thn</sub> ):	Fully Enclosed 16 A
Country of Origin:	Finland (FI)
Customs Tariff Number:	85365080
Data Sheet, Technical Information:	1SCC301021C0201
Declaration of Conformity - CE:	1SCC340047D0201
EAN:	6417019553825
ETIM 5:	EC000249 - Protection switch disconnecter housing
Environmental Information:	1SCC340034D0202
IT Publishing Status:	Level 0 - Information enabled
Industrial IT Certification Level:	0
Instructions and Manuals:	1SCC340027M0002
Invoice Description:	OTDCP16SA11M Enclosed solar switch
Minimum Order Quantity:	1 piece
Number of Poles:	2
Object Classification Code:	Q
Switches Operating Mechanism:	Mechanism on Top of the Switch
Order Multiple:	1 piece
Package Level 1 EAN:	6417019553825
Package Level 1 Gross Weight:	0.6 kg
Package Level 1 Height:	167 mm
Package Level 1 Length:	108 mm
Package Level 1 Units:	1 piece
Package Level 1 Width:	142 mm
Pollution Degree:	3
Power Loss:	at Rated Operating Conditions per Pole 0.15 W
Product Main Type:	OT16
Product Name:	Enclosed solar switch
Product Net Depth:	95 mm
Product Net Height:	150 mm
Product Net Weight:	0.55 kg
Product Net Width:	95 mm
Rated Impulse Withstand Voltage (U <sub>imp</sub> ):	8 kV
Rated Insulation Voltage (U <sub>i</sub> ):	1250 V
Rated Operational Current DC-21B (I <sub>b</sub> ):	(660 V) 16 A
Rated Operational Voltage:	1000 V
Rated Short-time Withstand Current (I <sub>sw</sub> ):	for 1 s 0.4 kiloampere rms
RoHS Information:	1SCC340051D0202
RoHS Status:	Planned to follow EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment after 2009 Q4
Selling Unit of Measure:	piece
Short Description:	Enclosed solar switch DC21 660V/16A

## A.5 Descargador CS23

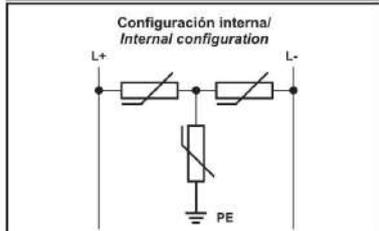
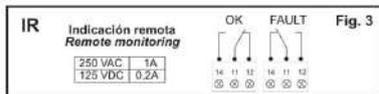
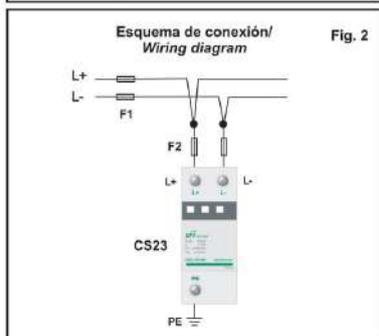


Cod.: 15801047 v2



### Serie CS23

Protectores contra sobretensiones transitorias  
Surge protector device



### Español

#### INFORMACIÓN GENERAL

Los protectores CS23 se componen de una completa gama de protectores para instalaciones fotovoltaicas de tensiones en c.c. de hasta 1000 Vdc. Son protectores bipolares para carril DIN, a la que se conectan los conductores.

#### DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO

Los protectores CS23 incorporan un desconectador dinámico para separar de la red el elemento de protección cuando éste ha dejado de ser efectivo. La actuación de este desconectador opera también sobre una indicación visual de fallo (ver figura 1). Los modelos IR también actúan sobre un contacto libre de potencial para obtener una señalización a distancia del final de vida de la protección (ver figura 3).

#### GUÍA DE CONEXIÓN (ver figura 2)

Es muy importante para la protección instalar los protectores lo más cerca posible del equipo a proteger. Para mejorar el nivel de protección los conductores conectados al protector deben ser lo más cortos posibles y en V. La sección mínima para el cableado de la protección es de 6 mm<sup>2</sup>. Debido a los esfuerzos mecánicos que se producen en el momento de la descarga, es muy importante asegurar bien las conexiones.

#### Consideraciones sobre fusible previo:

Si el valor del fusible F1 es mayor que el valor de la columna **fusible previo máximo** de la siguiente tabla, entonces el fusible F2 es necesario, y F2 es de valor menor o igual al F1.

Imax	Fusible previo máximo (para F1)
40 kA	10 AgR

F1: fusible previo de la instalación  
F2: fusible de corte para protector

### English

#### GENERAL INFORMATION

CS23 is a surge protection range of modular devices specially designed to protect against transient overvoltages up to 1000 Vdc for photovoltaic application. The system consists of two poles protector in a DIN Rail format, with inner wiring system already connected.

#### PRODUCT DESCRIPTION

Should the protector come to the end of its Life Cycle, it will be automatically disconnected from the electrical network by a built-in dynamic thermal switch. This isolating switch also operates mechanically on a visible flag working as a status indicator (see figure 1). The models IR include a remote monitoring of the protector status by means of a changeover contact (see figure 3).

#### CONNECTION ADVICE (see figure 2)

The surge protector must be as short as possible to protected equipment, wiring in a V shape and the earth conductor must be connected to the surge protector or as close as possible. The cross section of conductors depends on the location of the surge protector and should be no less than 6 mm<sup>2</sup>. Terminals and connectors should be firmly fastened in order to resist working stresses during surge discharges.

#### Considerations about the back-up fuse:

If the value of fuse F1 is greater than the value of the column **maximum back-up fuse** in the table shown below, then the fuse F2 is required, and the value of F2 is less than or equal to F1.

Imax	Maximum back-up fuse for F1
40 kA	10 AgR

F1: fuse for the incoming power supply  
F2: back-up fuse for the arrester device

#### MANTENIMIENTO

Cuando el protector actúa, éste sufre un deterioro que aumenta cuanto mayor sea la descarga. Este deterioro continuo lleva al protector a final de vida. Por tanto es conveniente revisar de forma periódica la protección y sustituirlos cuando el protector indique fallo. Para disponer de un óptimo funcionamiento de las protecciones y una protección eficaz es necesario realizar un mantenimiento de la puesta a tierra.

#### MAINTENANCE

The status indicator of the surge protector must be periodically checked in order to detect the end of its Life Cycle, mainly due to discharges wearing. For optimal functionality of the whole protection device maintenance of the earthing system is required.

Características técnicas / Technical features (Tipo 2/Type 2)				
Modelo / Model Código / Code	CS23-40/600 77 707 360	CS23-40/600 IR 77 707 361	CS23-40/1000 77 707 362	CS23-40/1000 IR 77 707 363
Tensión máxima de servicio Maximum service voltage	Uc		600 Vdc	1000 Vdc
Nivel de protección Protection level	Up		≤ 2,6 kV	≤ 3,8 kV
Corriente nominal de descarga Nominal discharge current	In		20 kA	
Corriente máxima de descarga Maximum Discharge current	Imax		40 kA	
Tiempo de respuesta Response time	tr		< 25 ns	
Visualización estado / Indicación remota Monitoring flag / Remote monitoring	No	Si (Yes)	No	Si (Yes)
Grado de protección Degree of protection	IP 20			
Capacidad bornes de conexión Maximum connection wire	6 / 25-50 mm <sup>2</sup>			
Temperatura de funcionamiento Operating temperature range	-40°C...+75°C			
Dimensiones Dimensions	69 x 36 x 90 mm			
Peso Weight	225 g.	240 g.	230 g.	245 g.
Características fusible/fusibles seccionador / Features disconnecting switch fuse/fuses				
Fusible previo máximo Maximum backup fuse	10 A gR			
Tensión máxima Maximum voltage	1000 Vdc			

## A.6 Interruptor Magneto-Térmico Schneider

### Product datasheet Characteristics

### A9F79210

iC60N - miniature circuit breaker - 2P - 10A - C curve



#### Main

Device application	Distribution
Range	Acti 9
Product or component type	Miniature circuit-breaker
Product name	IC60
Device short name	IC60N
Poles description	2P
Number of protected poles	2
[In] rated current	10 A
Network type	AC DC
Trip unit technology	Thermal-magnetic
Curve code	C
Breaking capacity	6 kA Icu conforming to IEC 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 6000 A Icn conforming to EN 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 10 kA Icu conforming to EN 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 10 kA Icu conforming to IEC 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 20 kA Icu conforming to EN 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 20 kA Icu conforming to IEC 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 6 kA Icu conforming to EN 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 6000 A Icn conforming to IEC 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 36 kA Icu conforming to IEC 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 36 kA Icu conforming to EN 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 10 kA Icu conforming to EN 60947-2 - 72...125 V DC 10 kA Icu conforming to IEC 60947-2 - 72...125 V DC
Utilisation category	Category A conforming to EN 60947-2 Category A conforming to IEC 60947-2
Suitability for isolation	Yes conforming to EN 60947-2 Yes conforming to IEC 60947-2 Yes conforming to EN 60898-1 Yes conforming to IEC 60898-1
Standards	EN 60898-1 EN 60947-2 IEC 60898-1 IEC 60947-2

#### Complementary

Network frequency	50/60 Hz
Magnetic tripping limit	8 x In +/- 20 %
[Ics] rated service breaking capacity	6000 A 100 % x Icu conforming to EN 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 4.5 kA 75 % x Icu conforming to IEC 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % x Icu conforming to EN 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 75 % x Icu conforming to EN 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 4.5 kA 75 % x Icu conforming to EN 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % x Icu conforming to IEC 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 75 % x Icu conforming to IEC 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % x Icu conforming to IEC 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % x Icu conforming to EN 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz

The information provided in this document contains general descriptions and/or technical characteristics of the products contained herein. This documentation is not intended as a substitute for and is not to be used for determining suitability or reliability of these products for specific user applications. It is the duty of any such user or integrator to perform the appropriate and complete risk analysis, evaluation and testing of the products with respect to the relevant specific application or use thereof. Neither Schneider Electric Industries SAS nor any of its affiliates or subsidiaries shall be responsible or liable for misuse of the information contained herein.

6000 A 100 % x Icu conforming to IEC 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz  
 10 kA 100 % x Icu conforming to IEC 60947-2 - 72...125 V DC  
 10 kA 100 % x Icu conforming to EN 60947-2 - 72...125 V DC

Limitation class	3 conforming to EN 60898-1 3 conforming to IEC 60898-1
[Ui] rated insulation voltage	500 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 500 V AC 50/60 Hz conforming to EN 60947-2
[Uimp] rated impulse withstand voltage	6 kV conforming to EN 60947-2 6 kV conforming to IEC 60947-2
Contact position indicator	Yes
Control type	Toggle
Local signalling	Trip indicator
Mounting mode	Fixed
Mounting support	DIN rail
Comb busbar distribution block compatibility	YES top or bottom
9 mm pitches	4
Height	85 mm
Width	36 mm
Depth	78.5 mm
Product weight	0.25 kg
Colour	White
Mechanical durability	20000 cycles
Electrical durability	10000 cycles
Connections - terminals	Single terminal, top or bottom rigid wire(s) 1...25 mm <sup>2</sup> max Single terminal, top or bottom flexible wire(s) 1...16 mm <sup>2</sup> max
Wire stripping length	14 mm top or bottom
Tightening torque	2 N.m top or bottom
Earth-leakage protection	Separate block

### Environment

IP degree of protection	IP20 conforming to EN 60529 IP20 conforming to IEC 60529
pollution degree	3 conforming to EN 60947-2 3 conforming to IEC 60947-2
overvoltage category	IV
tropicalisation	2 conforming to IEC 60068-1
relative humidity	95 % ( 55 °C )
operating altitude	0...2000 m
ambient air temperature for operation	-35...70 °C
ambient air temperature for storage	-40...85 °C

### Offer Sustainability

Sustainable offer status	Green Premium product
RoHS (date code: YYWW)	Compliant - since 1001 - Schneider Electric declaration of conformity
REACH	Reference not containing SVHC above the threshold
Product environmental profile	Available
Product end of life instructions	Need no specific recycling operations

## A.7 Interruptor diferencial clase AC

### Product datasheet Characteristics

### A9F79210

iC60N - miniature circuit breaker - 2P - 10A - C curve



#### Main

Device application	Distribution
Range	Acti 9
Product or component type	Miniature circuit-breaker
Product name	IC60
Device short name	IC60N
Poles description	2P
Number of protected poles	2
[In] rated current	10 A
Network type	AC DC
Trip unit technology	Thermal-magnetic
Curve code	C
Breaking capacity	6 kA Icu conforming to IEC 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 6000 A Icn conforming to EN 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 10 kA Icu conforming to EN 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 10 kA Icu conforming to IEC 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 20 kA Icu conforming to EN 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 20 kA Icu conforming to IEC 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 6 kA Icu conforming to EN 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 6000 A Icn conforming to IEC 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 36 kA Icu conforming to IEC 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 36 kA Icu conforming to EN 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 10 kA Icu conforming to EN 60947-2 - 72...125 V DC 10 kA Icu conforming to IEC 60947-2 - 72...125 V DC
Utilisation category	Category A conforming to EN 60947-2 Category A conforming to IEC 60947-2
Suitability for isolation	Yes conforming to EN 60947-2 Yes conforming to IEC 60947-2 Yes conforming to EN 60898-1 Yes conforming to IEC 60898-1
Standards	EN 60898-1 EN 60947-2 IEC 60898-1 IEC 60947-2

#### Complementary

Network frequency	50/60 Hz
Magnetic tripping limit	8 x In +/- 20 %
[Ics] rated service breaking capacity	6000 A 100 % x Icu conforming to EN 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 4.5 kA 75 % x Icu conforming to IEC 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % x Icu conforming to EN 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 75 % x Icu conforming to EN 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 4.5 kA 75 % x Icu conforming to EN 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % x Icu conforming to IEC 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 75 % x Icu conforming to IEC 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % x Icu conforming to IEC 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % x Icu conforming to EN 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz

The information provided in this document contains general descriptions and/or technical characteristics of the performance of the products contained herein. This documentation is not intended as a substitute for and is not to be used for determining suitability or reliability of these products for specific user applications. It is the duty of any such user or integrator to perform the appropriate and complete risk analysis, evaluation and testing of the products with respect to the relevant specific application or use thereof. Neither Schneider Electric Industries SAS nor any of its affiliates or subsidiaries shall be responsible or liable for misuse of the information contained herein.

	6000 A 100 % x Icu conforming to IEC 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 10 kA 100 % x Icu conforming to IEC 60947-2 - 72...125 V DC 10 kA 100 % x Icu conforming to EN 60947-2 - 72...125 V DC
Limitation class	3 conforming to EN 60898-1 3 conforming to IEC 60898-1
[U] rated insulation voltage	500 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 500 V AC 50/60 Hz conforming to EN 60947-2
[Uimp] rated impulse withstand voltage	6 kV conforming to EN 60947-2 6 kV conforming to IEC 60947-2
Contact position indicator	Yes
Control type	Toggle
Local signalling	Trip indicator
Mounting mode	Fixed
Mounting support	DIN rail
Comb busbar distribution block compatibility	YES top or bottom
9 mm pitches	4
Height	85 mm
Width	36 mm
Depth	78.5 mm
Product weight	0.25 kg
Colour	White
Mechanical durability	20000 cycles
Electrical durability	10000 cycles
Connections - terminals	Single terminal, top or bottom rigid wire(s) 1...25 mm <sup>2</sup> max Single terminal, top or bottom flexible wire(s) 1...16 mm <sup>2</sup> max
Wire stripping length	14 mm top or bottom
Tightening torque	2 N.m top or bottom
Earth-leakage protection	Separate block

### Environment

IP degree of protection	IP20 conforming to EN 60529 IP20 conforming to IEC 60529
pollution degree	3 conforming to EN 60947-2 3 conforming to IEC 60947-2
overvoltage category	IV
tropicalisation	2 conforming to IEC 60068-1
relative humidity	95 % ( 55 °C )
operating altitude	0..2000 m
ambient air temperature for operation	-35...70 °C
ambient air temperature for storage	-40...85 °C

### Offer Sustainability

Sustainable offer status	Green Premium product
RoHS (date code: YYWW)	Compliant - since 1001 - Schneider Electric declaration of conformity
REACH	Reference not containing SVHC above the threshold
Product environmental profile	Available
Product end of life instructions	Need no specific recycling operations

## A.8 Medidor bidireccional

### Especificaciones técnicas

Modelo	Kamstrup 162M	Kamstrup 382M
		
<b>Conexión</b>	Directa/1 fase 2 hilos	Directa/3 fases 4 hilos
<b>Aprobación de modelo</b>	Energía activa: EN 50470-1 (MID), EN 50470-3 (MID), IEC 62052-11, IEC 62053-21 Energía reactiva: IEC 62053-23	
<b>Precisión</b>	Clase 2 (IEC)/Clase A (MID) Clase 1 (IEC)/Clase B (MID) Clase 2 (IEC) (energía reactiva)	
<b>Rango de intensidad</b>	Sin relés de corte: 5(65)A, 10(60)A, 5(85)A, 10(85)A, 5(100)A Con relés de corte: 5(65)A, 10(60)A, 5(85)A, 10(85)A	Sin relés de corte: 5(65)A, 10(60)A, 5(85)A, 10(85)A, 5(100)A Con relés de corte: 5(65)A, 10(60)A, 5(85)A, 10(85)A
<b>Tensión nominal/frecuencia</b>	230 V – 50/60 Hz	1-, 2-, 3 x 230/400 V – 50/60 Hz
<b>Valores medidos</b>	A+, A-, R+, R-, potencia por fase, tensión RMS e intensidad RMS por fase	
<b>Rango de temperaturas</b>	Operación: -40°C +70°C – almacenamiento y transporte: -40°C +85°C	
<b>Clase de protección</b>	IP54	
<b>Consumo de energía</b>	Circuito de intensidad 0.01 VA Sin relés de corte: 0.2 W por fase Con relés de corte: 0.2 W por fase	Circuito de intensidad 0.01 VA Sin relés de corte: 0.1 W por fase Con relés de corte: 0.1 W por fase
<b>Registro de calidad de tensión</b>	Caídas y sobre tensión, tensión máxima y mínima, cortes de suministro, hasta 200 eventos	
<b>Curva de carga</b>	Intervalos de 5, 15, 30 o 60 minutos	
<b>Registrador de eventos (p.ej. intentos de manipulación)</b>	Eventos de estado 200 registros Eventos de RTC 200 registros	
<b>Periodos tarifarios</b>	Hasta 8 tarifas	
<b>Principio de medición</b>	Medición de tensión mediante shunt	Medición de tensión monofásica mediante shunt
<b>Estándares</b>	Terminales según DIN 43857 Salida SO según DIN 43864 Códigos OBIS según IEC 62056-61	

98112377\_A1\_E5\_04\_2013

## A.9 Transformador de aislamiento

Transformador de aislamiento Elise	
Marca	IEDA POWER SAFE
Modelo	TAMF
Numero de parte	TAMF-20
Potencia	2
Nº de fases	1 (monofásico)
Frecuencia nominal	60 Hz
Tensión nominal	220V
Tipo de refrigeración	ANAN
Eficiencia	>95%
Humedad relativa	0-95% sin condensación
Norma de fabricación	Itintec 370.002

## Anexo B: Código Matlab.

```

clc
clear all
% data de partida: hora cero corresponde a las 6:00 am
%temperatura ambiente [k]
ta=[ 0 292.7;
     1 293.1;
     2 293.5;
     3 295.6;
     4 294.2;
     5 295.9;
     6 297.3;
     7 299.0;
     8 299.7;
     9 299.9;
    10 299.8;
    11 298.9];
% radiación en una superficie inclinada [w/m2]
It=[ 0 133.88;
     1 174.93;
     2 319.06;
     3 665.14;
     4 1009.71;
     5 1155.70;
     6 1156.52;
     7 985.44;
     8 748.44;
     9 557.34;
    10 319.81;
    11 44.52];
% radiación absorbida por la placa [w/m2]
s=[ 0 77.79;
    1 103.91;
    2 193.92;
    3 467.84;
    4 781.86;
    5 894.92;

```

```

6      875.73;
7      708.96;
8      478.11;
9      262.02;
10     57.80;
11     26.05];
% velocidad del viento [m/s]
viento=[ 0      0.9;
1        1.3;
2        1.8;
3        2.2;
4        1.3;
5        0.9;
6        1.3;
7        1.3;
8        1.3;
9        1.3;
10       1.8;
11       2.2];
% temperatura del cielo [k]
ts=[ 0      278.43;
1     278.43;
2     278.54;
3     278.93;
4     279.69;
5     280.79;
6     281.75;
7     282.39;
8     282.90;
9     283.13;
10    282.85;
11    282.16;
12    281.22];
% Propiedades del agua en funcion de la temperatura
%      T      densidad      cp      u      v      k      Pr
%      [K]      [kg/m3]      [J/kg.k]      [N.s/m2]      [m2/s]      [w/m.k]
t_agua=[278.5  1004  4201  1.51E-03  1.50E-06  5.75E-01  11;
283.5  1003  4191  1.30E-03  1.30E-06  5.83E-01  9.348;
288.5  1001  4184  1.14E-03  1.13E-06  5.91E-01  8.033;
293.5  999.5  4180  1.00E-03  1.00E-06  6.00E-01  6.975;
298.5  997.9  4176  8.90E-04  8.92E-07  6.08E-01  6.114;
303.5  996.2  4175  7.98E-04  8.01E-07  6.16E-01  5.406;
308.5  994.3  4174  7.20E-04  7.24E-07  6.24E-01  4.817;
313.5  992.4  4174  6.53E-04  6.58E-07  6.31E-01  4.323;
318.5  990.3  4175  5.96E-04  6.02E-07  6.37E-01  3.906;
323.5  988.1  4177  5.47E-04  5.54E-07  6.44E-01  3.551;
328.5  985.7  4179  5.04E-04  5.12E-07  6.49E-01  3.245;
333.5  983.2  4182  4.67E-04  4.75E-07  6.54E-01  2.981;
338.5  980.6  4184  4.34E-04  4.42E-07  6.59E-01  2.752;
343.5  977.9  4188  4.04E-04  4.13E-07  6.63E-01  2.551;
348.5  975    4191  3.78E-04  3.88E-07  6.67E-01  2.375;
353.5  971.9  4195  3.55E-04  3.65E-07  6.70E-01  2.219;
358.5  968.8  4199  3.34E-04  3.44E-07  6.73E-01  2.081;
363.5  965.5  4204  3.15E-04  3.26E-07  6.76E-01  1.958;
368.5  962.1  4209  2.98E-04  3.09E-07  6.78E-01  1.848;
373.5  958.5  4214  2.82E-04  2.94E-07  6.79E-01  1.74;];
%condiciones de temperatura inicial
tp=295; %temperatura inicial de la placa [k]
tc=293; %temperatura inicial de la cubierta [k]
tfi=295; %temperatura inicial del fluido [k]
tpm=295; % temperatura media de la placa [k]

```

```

    tfo=295;      %temperatura del fluido a la salida del colector [k]
%datos colector de placa plana
Ac=            3.5      ;   % área del colector [m2]
espesor_p=    0.0005   ;   % espesor de la placa absorbadora [m]
espesor_c=    0.006    ;   % espesor de la cubierta de vidrio [m]
espesor_a=    0.045    ;   % espesor del aislamiento [m]
abs_p=        0.92     ;   % absorptividad placa
abs_c=        0.2      ;   % absorptividad cubierta
L=            0.025    ;   % espacio entre placas [m]
L_tubos=     0.14     ;   % distancia entre tubos [m]
e_c=         0.9       ;   % emisividad cubierta
e_p=         0.95     ;   % emisividad placa
k_aislante=   0.026    ;   % conductividad térmica aislante [w/m.k]
densidad_p=   2698     ;   % densidad de la placa
densidad_c=   2500     ;   % densidad de la cubierta
cte_sb=       5.67e-008 ; % contante de sthefan boltzman [w/m2.k]
b=           15       ;   % inclinación del colector respecto a la
                        horizontal [°]
g=           9.80     ;   % aceleración originada por la gravedad
                        [m/s2]
m=           0.0059   ;   % flujo másico de agua por tubo del colector
                        [kg/s]
m_c=         2.37     ;   % flujo másico de agua en el colector [kg/s]
N=           14       ;   % Numero de tubos dentro del colector
D=           0.012    ;   % diámetro interno de los tubos del colector
                        [m]
L_tubo=      1.5      ;   % longitud del tubo [m]
A_tubo=      pi*D*L_tubo*N ; % Área de transferencia de calor entre el
                        tubo y el agua [m2]
k_p=         209.3    ;   % conductividad térmica de la placa [w/m.k]

paso=0.1;
j=1;
for t=0:paso:11;
% valores de temperaturas y radiacion en el tiempo
%temperatura ambiente
t_a=interp1(ta(:,1),ta(:,2),t,'linear');
%temperatura del cielo
t_s=interp1(ts(:,1),ts(:,2),t,'linear');
%velocidad del viento
vel_v=interp1(viento(:,1),viento(:,2),t,'linear');
%radiacion absorbada por la placa
s_p=interp1(s(:,1),s(:,2),t,'linear');
%radiacion incidente en un superficie inclinada
i_t=interp1(It(:,1),It(:,2),t,'linear');
% Propiedades del aire en función de la temperatura
% temperatura media del aire entre la cubierta y la placa [k]
t_m= (tp+tc)/2;
% conductividad térmica del aire [w/m*k]
k_aire= 0.0244+(0.6773e-004*(t_m-273.15));
% calor especifico a presión constante [j/kg*k]
c_aire=999.2+(0.1434*(t_m-273.15))+(1.101e-004*((t_m-273.15)^2))+(6.7581e-
008*((t_m-273.15)^3));
% viscosidad cinemática [m2/s]
v_aire= (0.1284+(0.00105*(t_m-273.15))*(1e-004));
% densidad del aire [kg/m3]
den_aire= 353.44/t_m;
% coeficiente de expansión volumétrico [1/k]
b_aire= 1/t_m ;
% difusividad termica del aire [m2/s]
a_aire=(k_aire)/(den_aire*c_aire);

```

```

% Número de rayleigh para el aire
Ra= (g*b_aire*(tp-tc)*(L^3))/(v_aire*a_aire);
% Número de nusselt para el aire entre la placa y la cubierta
a1= 1.44*(1-(((1708*(sin((pi/180)*1.8*b))^1.6))/(Ra*cos((pi/180)*b))));
a2= 1-((1708)/(Ra*cos((pi/180)*b)));
a3= (((Ra*cos((pi/180)*b))/(5830))^(1/3))-1;
if a2>0;
    a2=a2;
else
    a2=0;
end
if a3>0;
    a3=a3;
else
    a3=0;
end
Nu1=1+(a1*a2)+a3;
tfm=(tfo+tfi)/2;
% interpolación de propiedades del agua
u_agua= interp1(t_agua(:,1),t_agua(:,4),tfm,'linear');
cp_agua=interp1(t_agua(:,1),t_agua(:,3),tfm,'linear');
k_agua= interp1(t_agua(:,1),t_agua(:,6),tfm,'linear');
% Número de reynolds del agua
Re=(4*m)/(pi*D*u_agua);
% Número de prandtl para el agua
Pr=(cp_agua*u_agua)/(k_agua);
% variable c
c=(Re*Pr*D)/(L_tubo);
% Nuselt para el agua
Nu2= 4.4+((0.00398*(c^1.66))/(1+(0.0114*(c^1.12))));
% coeficientes de transferencia de calor
% transf. Convección entre la cubierta y el ambiente
hcc_a= 2.8+(3*vel_v);
% transf. Radiación entre la cubierta y el ambiente
hrc_a= e_c*cte_sb*((tc^2)+(t_s^2))*(tc+t_s);
% transf. Convección entre la placa y la cubierta
hcp_c= (Nu1*k_aire)/L ;
% transf. Radiación entre la placa y la cubierta
hrp_c=(cte_sb*(tp+tc)*((tp^2)+(tc^2)))/((1/e_p)+(1/e_c)-1);
% transf. Convección entre el fluido y la placa
hcf_p= ((Nu2*k_agua)/D);
% transf. Conducción entre el aislamiento y el ambiente
ub= k_aislante/espesor_a;
n=50;
error=0.01;
for i=1:n;
% temperatura de la cubierta

Tci=((i_t*Ac*abs_c)+(hrp_c*tp*Ac)+(hcp_c*tp*Ac)+(hcc_a*t_a*Ac)+(hrc_a*t_s*Ac))/((hcc_a*Ac)+(hrc_a*Ac)+(hrp_c*Ac)+(hcp_c*Ac));
% temperatura de la placa

Tpi=((s_p*Ac)+(hrp_c*tc*Ac)+(hcp_c*tc*Ac)+(ub*t_a*Ac)+(m_c*cp_agua*(tfi-tfo)))/((hrp_c*Ac)+(hcp_c*Ac)+(ub*Ac));
% calculo del calor util
ut=((1/(hcp_c+hrp_c))+1/(hcc_a+hrc_a))^-1;
ul=ut+ub;
% factor F
z=((ul/(k_p*espesor_p))^0.5);
z1=((L_tubos-D)*z)/2;
f=(tanh(z1))/(z1);

```

```

% factor F'
f1=(1/ul)/(((L_tubos)*((1/(ul*(D+((L_tubos-D)*f)))))+(1/(pi*hcf_p*D))));
% factor FR
fr=((m_c*cp_agua)/(Ac*ul))*(1-(exp(-((Ac*ul*f1)/(m_c*cp_agua)))));
% factor F''
f2=fr/f1;
% cálculo del calor util
Qu=Ac*fr*(s_p-(ul*(tpm-t_a)));
% calculo nueva tpm
tpm2=tfi+((Qu/(Ac*fr*ul))*(1-fr));
% calculo temperatura del fluido a la salida y entrada
tfo2=(((tfi-t_a-(s_p/ul))*(exp((-
ul*N*L_tubos*L_tubo*f1)/(m_c*cp_agua))))+t_a+(s_p/ul));
tfi2= tfo2-(Qu/(m_c*cp_agua));
% almacenamiento de datos como vectores
tc_s(j)=Tci;
tp_s(j)=Tpi;
tpm2_s(j)=tpm2;
tfo2_s(j)=tfo2;
tfi2_s(j)=tfi2;
q_u(j)=Qu

% condición de error abs(tfm2_s(j)-tfm)<=error && abs(tpm2_s(j)-
tpm)<=error
if abs(tc_s(j)-tc)<=error && abs( tp_s(j)-tp)<error && abs(tpm2_s(j)-
tpm)<=error && abs(tfo2_s(j)-tfo2)<=error
tc=tc_s(j);
tp=tp_s(j);
tpm=tpm2_s(j);
tfo=tfo2_s(j);
Qu=q_u(j)
break
else
tc=tc_s(j);
tp=tp_s(j);
tpm=tpm2_s(j);
tfo=tfo2_s(j);
tfm=(tfo+tfi)/2;
tfi=tfi2_s(j);
% cálculo de coeficientes de transferencia de calor.
% Propiedades del aire en función de la temperatura
% temperatura media del aire entre la cubierta y la placa [k]
t_m= (tp+tc)/2;
% conductividad térmica del aire [w/m*k]
k_aire= 0.0244+(0.6773e-004*(t_m-273.15));
% calor específico a presión constante [j/kg*k]
c_aire=999.2+(0.1434*(t_m-273.15))+(1.101e-004*((t_m-
273.15)^2))+(6.7581e-008*((t_m-273.15)^3));
% viscosidad cinemática [m2/s]
v_aire=( 0.1284+(0.00105*(t_m-273.15))*(10^-4));
% densidad del aire [kg/m3]
den_aire= 353.44/t_m;
% coeficiente de expansión volumétrico [1/k]
b_aire= 1/t_m ;
% difusividad térmica del aire [m2/s]
a_aire=(k_aire)/(den_aire*c_aire);
% Numero de rayleight para el aire
Ra= (g*b_aire*(tp-tc)*(L^3))/(v_aire*a_aire);
% Numero de nusselt para el aire entre la placa y la cubierta
a1= 1.44*(1-
(((1708*(sin((pi/180)*1.8*b))^1.6))/(Ra*cos((pi/180)*b))));

```

```

a2= 1-((1708)/(Ra*cos((pi/180)*b)));
a3= (((Ra*cos((pi/180)*b))/(5830))^(1/3))-1);
if a2>0;
    a2=a2;
else
    a2=0;
end
if a3>0;
    a3=a3;
else
    a3=0;
end
Nu1=1+(a1*a2)+a3;
% interpolación de propiedades del agua
u_agua= interp1(t_agua(:,1),t_agua(:,4),tfm,'linear');
cp_agua=interp1(t_agua(:,1),t_agua(:,3),tfm,'linear');
k_agua= interp1(t_agua(:,1),t_agua(:,6),tfm,'linear');
% Numero de Reynolds del agua
Re=(4*m)/(pi*D*u_agua);
% Numero de Prandtl para el agua
Pr=(cp_agua*u_agua)/(k_agua);
% variable c
c=(Re*Pr*D)/(L_tubo);
% Nuselt para el agua
Nu2= 4.4+((0.00398*(c^1.66))/(1+(0.0114*(c^1.12))));
% coeficientes de transferencia de calor
% transf. Convección entre la cubierta y el ambiente
hcc_a= 2.8+(3*vel_v);
% transf. Radiación entre la cubierta y el ambiente
hrc_a= e_c*cte_sb*((tc^2)+(t_s^2))*(tc+t_s);
% transf. Convección entre la placa y la cubierta
hcp_c= (Nu1*k_aire)/L ;
% transf. Radiación entre la placa y la cubierta
hrp_c=(cte_sb*(tp+tc)*((tp^2)+(tc^2)))/((1/e_p)+(1/e_c)-1);
% transf. Convección entre el fluido y la placa
hcf_p= (Nu2*k_agua)/D ;
% transf. Conducción entre el aislamiento y el ambiente
ub= k_aislante/espesor_a;
end
end
% datos
hcc_asol(j)= hcc_a;
hrc_asol(j)= hrc_a;
hcp_csol(j)= hcp_c;
hrp_csol(j)= hrp_c;
hcf_psol(j)= hcf_p;
t_asol(j)= t_a;
t_ssol(j)=t_s ;
vel_vsol(j)= vel_v;
s_psol(j)= s_p ;
i_tsol(j)=i_t;
tiempo(j)=t;
j=j+1;
end
%grafica tp, tf, tc
pl=figure;
plot(tiempo,tp_s-273.15,'b')
hold on
plot(tiempo,tc_s-273.15,'g')
grid on
legend('Tp','Tc');

```

```
xlabel('horas del dia')
ylabel('temperatura [°C]')
hold off

P2=figure
plot(tiempo,tfo2_s-273.15,'r')
hold on
grid on
legend('T fluido');
xlabel('horas del dia')
ylabel('temperatura [°C]')

p3=figure
plot(tiempo,i_tsol,'r')
hold on
plot(tiempo,s_psol,'b')
grid on
legend('It','S')
xlabel('Horas del dia')
ylabel('Radiacion [W/m2]')
```