

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA



**DISEÑO DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR ELÉCTRICA Y
TÉRMICA EN UNA EDIFICACIÓN MULTIFAMILIAR DE LA
CIUDAD DE AYACUCHO**

Tesis para obtener el título profesional de Ingeniero Mecánico

AUTOR:

Didier Niko Barbaran Barbaran

ASESOR:

MSc. Ing. Fernando Octavio Jimenez Ugarte

Lima, mayo, 2024

Informe de Similitud

Yo, FERNANDO OCTAVIO JIMÉNEZ UGARTE, docente de la Facultad de CIENCIAS E INGENERÍA de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor de la tesis titulada

DISEÑO DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR ELÉCTRICA Y TÉRMICA EN UNA EDIFICACIÓN MULTIFAMILIAR DE LA CIUDAD DE AYACUCHO, del autor DIDIER NIKO BARBARAN BARBARAN, dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 13%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software Turnitin el 07/05/2024.
- He revisado con detalle dicho reporte y la Tesis o Trabajo de Suficiencia Profesional, y no se advierte indicios de plagio.
- Las citas a otros autores y sus respectivas referencias cumplen con las pautas académicas.

Lima, 20 de mayo del 2024

Apellidos y nombres del asesor: JIMÉNEZ UGARTE, FERNANDO OCTAVIO	
DNI: 08734404	Firma 
ORCID: 0000-0003-0540-9481	

RESUMEN

La realización del presente proyecto de tesis tiene como objetivo principal la investigación de una alternativa sostenible y limpia a la generación de energía eléctrica y térmica mediante el diseño de un sistema fotovoltaico y termo solar en una edificación en la ciudad de Ayacucho.

Se compilaron principios teóricos importantes como el aprovechamiento de la radiación solar y los componentes de ambos sistemas, así como también la problemática y las justificaciones meteorológica, eléctrica, económica, ambiental, social y legal.

Se midió la energía eléctrica en el mes de agosto del 2023 (12,190.00 Wh), cuyas tomas fueron realizadas con el medidor electrónico de cada piso, y la potencia activa (3,622.05 W), midiendo la corriente y la tensión de cada piso con un instrumento (multímetro), asimismo, se estimó el volumen de ACS para la edificación multifamiliar es 420 L y el porcentaje de uso de acuerdo a la estación y el mes de cada año.

Se diseñó el sistema fotovoltaico para cubrir completamente la demanda de energía eléctrica de la edificación, obteniendo como resultado un conjunto de 8 paneles monocristalinos de 500 Wp, 5 baterías de litio de 3,5 kWh cada una, 01 controlador de MPPT de 250 V y 01 inversor cargador de 5200 W. Asimismo, se calculó el calibre del cableado eléctrico para cada tramo según la intensidad de corriente.

En el cuarto capítulo se diseñó el sistema térmico solar para abastecer la demanda de ACS, obteniéndose una necesidad de 17 tubos solares Heat Pipe por cada terma solar (4 en total) y un tanque térmico de almacenamiento de 1.60 m de largo y 0.25 m de diámetro por terma.

Se determinó la reducción anual de la huella de carbono para cada sistema: 980.15 kg CO₂ eq. al implementar el sistema fotovoltaico y 1,490.0 kg CO₂ eq. al implementar el sistema térmico solar.

Finalmente, se determinaron los costos netos de la implementación de ambos sistemas, el costo estandarizado de generación (LCoE) y el análisis de viabilidad y sostenibilidad mediante los indicadores VAN y TIR, se obtuvieron cálculos que justifican la inversión económica para la implementación de ambos sistemas y un costo de generación eléctrica y térmica más económico y competitivo con respecto al costo de acceso al servicio de la red pública.

Agradecimientos

A Dios, por brindarme el regalo de la vida cada día, una oportunidad nueva para seguir aprendiendo y disfrutando de la maravilla infinita del presente. A mis padres Rocío y Moisés, a mis hermanos Johanna, Stephanía y Sebastián, cuyo amor puro e incondicional me han dado la valentía y la templanza para cumplir cada meta en la vida, por potenciar mis virtudes para conocer el valor de mi espíritu y encontrar la paz y la felicidad en cada acción que hago, este logro es tan suyo como mío. A mi asesor, Ing. Fernando Jiménez Ugarte, por la confianza brindada, la mentoría y las enseñanzas a lo largo de mi carrera profesional.

Dedicatoria

A todas las personas apasionadas y decididas a encontrar una luz de esperanza en la ciencia para cuidar de nuestro planeta, de los seres vivos que habitamos en ella y cimentar las bases intelectuales, ideológicas y filosóficas de un mundo mejor para las futuras generaciones. A mi profesor, Ing. Miguel Hadzich Marín, que en paz descansa, por haber compartido su pasión por las Energías Renovables, la innovación tecnológica y el emprendimiento con productos orgánicos sostenibles.

ÍNDICE

Introducción.....	1
1. SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR UTILIZADOS EN SECTORES RESIDENCIALES.....	4
1.1. Conceptos importantes sobre la captación de energía solar	4
1.1.1. La radiación solar y su efecto en zonas de altitud.....	4
1.1.2. Hora solar pico	6
1.1.3. Inclinación y orientación de los módulos	7
1.2. Sistemas fotovoltaicos.....	9
1.2.1. Paneles fotovoltaicos	10
1.2.2. Baterías.....	11
1.2.3. Controlador de carga	13
1.2.4. Inversor	14
1.2.5. Cables eléctricos.....	15
1.2.6. Elementos de protección.....	16
1.2.7. Estructura del sistema fotovoltaico	17
1.3. Sistemas térmicos solares.....	18
1.3.1. Tuberías.....	19
1.3.2. Tanque térmico de almacenamiento.....	20
2. DETERMINACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO Y TÉRMICO DE LA EDIFICACIÓN	21
2.1. Delimitación de la zona de estudio.....	21
2.2. Descripción de la edificación	22
2.3. Recurso solar en Ayacucho.....	22
2.3.1. Factores de corrección de la irradiación solar	23
2.4. Consumo eléctrico.....	24
2.5. Cuadro de cargas hipotético	26
2.6. Potencia de consumo.....	30
2.7. Demanda de energía térmica de ACS	31

3.	DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	36
3.1.	Potencia mínima de instalación	36
3.2.	Número de paneles solares	38
3.3.	Selección del regulador de carga	40
3.4.	Dimensionamiento de las baterías de almacenamiento	43
3.5.	Selección del inversor DC/AC	44
3.6.	Dimensionamiento de los conductores eléctricos	45
3.6.1.	Tramo 1: Paneles fotovoltaicos – regulador de carga.....	47
3.6.2.	Tramo 2: Regulador de carga – banco de baterías.....	47
3.6.3.	Tramo 3: Regulador de carga – Inversor cargador	48
3.6.4.	Tramo 4: Inversor cargador – Tablero general	48
3.7.	Cálculo de elementos de protección	49
3.7.1.	Fusibles	49
3.7.2.	Protección magneto - térmica	50
3.7.3.	Protección de sobretensión	50
3.7.4.	Seccionador de baterías	51
3.7.5.	Puesta a tierra	51
3.8.	Inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos.....	51
3.9.	Estructura de soporte	52
3.10.	Reducción de la huella de carbono en el SFV	52
3.11.	Gráfica de comportamiento del sistema fotovoltaico.....	55
3.12.	Diagrama del sistema fotovoltaico	56
4.	DISEÑO DEL SISTEMA TÉRMICO SOLAR	57
4.1.	Área de captación del colector.....	57
4.2.	Número de tubos de calor (N_t).....	59
4.3.	Dimensionamiento del tanque térmico de almacenamiento	60

4.3.1.	Calor entregado al sistema térmico	60
4.3.2.	Pérdida de calor por radiación en los tubos Heat Pipe	61
4.3.3.	Volumen del tanque térmico	62
4.3.4.	Longitud y diámetro interno del tanque de almacenamiento	62
4.3.5.	Espesor del aislamiento en el tanque térmico	63
4.3.6.	Iteración para la determinación del espesor de aislante	68
4.4.	Estructura de soporte	70
4.5.	Inclinación y orientación del sistema térmico solar	70
4.6.	Reducción de huella de carbono en el sistema termo solar	71
4.7.	Gráfica de comportamiento del sistema termo solar	72
4.8.	Diagrama de instalación sanitaria del sistema térmico solar para ACS.....	73
5.	ANÁLISIS ECONOMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA	74
5.1.	Sistema fotovoltaico	74
5.1.1.	Cálculo de costos del sistema fotovoltaico	74
5.1.2.	Flujo de caja y LCoE.....	75
5.1.3.	Viabilidad económica del proyecto.....	77
5.2.	Sistema térmico solar	79
5.2.1.	Cálculo de costos netos del sistema termo solar	79
5.2.2.	Flujo de caja y LCoE.....	81
5.2.3.	Viabilidad económica del proyecto.....	82
	CONCLUSIONES	84
	BIBLIOGRAFÍA	86

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Intensidad de corriente máxima y potencia conducida según el cable eléctrico	16
Tabla 2.1. Datos meteorológicos de la ciudad de Ayacucho	23
Tabla 2.2. Valor de irradiación solar corregido por mes	24
Tabla 2.3. Lectura de consumo de energía eléctrica por departamento.....	25
Tabla 2.4. Cuadro de consumo eléctrico de luminaria en espacios compartidos.....	26
Tabla 2.5. Consumo de energía eléctrica hipotética del departamento en el piso 1	27
Tabla 2.6. Consumo de energía eléctrica hipotética del departamento en el piso 2	27
Tabla 2.7. Consumo de energía eléctrica hipotética del departamento en el piso 3	28
Tabla 2.8. Consumo de energía eléctrica hipotética del departamento en el piso 4	28
Tabla 2.9. Cuadro de consumo de potencia en tomacorrientes en el edificio	30
Tabla 2.10. Cuadro de consumo de potencia en iluminación en el edificio	30
Tabla 2.11. Dotación de ACS para viviendas unifamiliares y multifamiliares	32
Tabla 2.12. Demanda energética de ACS mensualmente.....	35
Tabla 3.1. Datos eléctricos de módulo solar monocristalino de 500 Wp	38
Tabla 3.2. Datos mecánicos de panel solar monocristalino de 500 Wp	38
Tabla 3.3. Especificaciones eléctricas de controlador MPPT SRNE SR MC4885N25	42
Tabla 3.4. Especificaciones técnicas de batería de litio Pylontech US3000C de 3.5 kWh.....	43
Tabla 3.5. Especificaciones técnicas del inversor Must 5200 W	45
Tabla 3.6. Dimensión de cableado en mm ² y AWG.....	46

Tabla 3.7. Intensidad de corriente (A) según la sección de cableado AWG	47
Tabla 3.9. Especificaciones técnicas de un Sobretensiones CPT de 150 V	51
Tabla 3.10. Características técnicas del elemento seccionador de 48 VDC y 600 A	51
Tabla 5.6. Emisiones CO ₂ eq. en el período 2010 – 2018	53
Tabla 4.1. Área de captación del colector térmico por mes	58
Tabla 4.2. Dimensionamiento de espesor mínimo de aislamiento	69
Tabla 5.1. Costo neto de los componentes principales del SFV	74
Tabla 5.2. Costo neto de las estructuras del SFV.	74
Tabla 5.3. Costo neto de los componentes eléctricos del SFV.	75
Tabla 5.4. Flujo de caja anual de la inversión para el SFV.	76
Tabla 5.5. Valor presente de flujo de caja anual	78
Tabla 5.7. Costos netos de los componentes principales en el sistema termo solar	79
Tabla 5.8. Costos netos de la estructura en el sistema termo solar	80
Tabla 5.9. Costos netos de los accesorios en el sistema termo solar	80
Tabla 5.10. Flujo de caja del sistema termo solar	81
Tabla 5.11. Valor presente del flujo de caja anual para el sistema térmico solar.	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Radiación solar	5
Figura 1.2. Irradiación global horizontal	6
Figura 1.3. Ángulo cenital según la posición del sol	7
Figura 1.4. Geometría solar para el diseño de un sistema fotovoltaico	8
Figura 1.5. Posición de la Tierra con respecto al Sol en el año.....	9
Figura 1.6. Componentes principales de un sistema fotovoltaico	10
Figura 1.7. Arreglos de bancos de baterías en serie, paralelo y mixto	12
Figura 1.8. Conexión de regulador de carga para alimentar un foco en CC.....	13
Figura 1.9. Onda sinusoidal pura de un inversor	14
Figura 1.10. Sistema fotovoltaico sobre tejado.....	17
Figura 1.11. Esquema de una terma solar doméstica	19
Figura 1.12. Terma solar de tubos de calor o Heat Pipe	20
Figura 2.1. Mapa político del departamento de Ayacucho	21
Figura 2.2. Localización de la edificación	22
Figura 3.1. Arreglo del SFV con 4 paneles en serie y 2 paneles en paralelo	42
Figura 4.2. Resistencias térmicas en el tanque térmico	65
Figura 4.5. Diagrama de instalación de la terma solar	73

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfica 1.1. Distribución de la irradiación según la franja horaria	7
Gráfica 2.1. Demanda energética mensual de ACS	35
Gráfica 3.1. Balance de energía en el sistema fotovoltaico a lo largo del año	79
Gráfica 4.1. Balance de energía en el sistema termosolar a lo largo del año	104



Introducción

El suministro de energía eléctrica del Perú ha tenido avances significativos durante las últimas décadas, tal como se explica en *La Industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país* (Osinergmin, 2016: 20), el acceso al servicio energético en la población peruana se ha tornado una prioridad de política pública, teniendo una cobertura a nivel nacional del 69,8 % el año 2001 hasta 92,0 % en el 2014. Según el Instituto Nacional de Estadística e Informática, el año 2019 se determinó que el 92,9 % del ámbito nacional (96,8 % del ámbito urbano y 79,1 % del ámbito rural) posee el acceso a este servicio (2019: 25).

Según expresa el Ministerio de Energía y Minas, la energía proveniente de la red de alterna se genera de dos formas en nuestro país, 41 % producida en centrales hidroeléctricas, que aprovecha la energía cinética producida en la caída de agua y el restante 55 % en centrales térmicas, estas últimas utilizan combustibles fósiles para producir electricidad en plantas de ciclo simple, de gas sin la utilización de vapor y de ciclo combinado generando una emisión de CO₂ que produce efecto invernadero. Es por ello que se plantea el diseño de un sistema fotovoltaico y térmico que pueda cubrir la necesidad energética solicitada de una edificación proveniente de una fuente renovable, como los rayos del sol.

Un factor importante a considerar es el recurso solar de la región que no se está aprovechando, la ciudad de Ayacucho según las condiciones meteorológicas y geográficas tiene una radiación promedio anual de 6,44 kWh/m²/día, según National Renewable Solar Energy (2023), por ende, existe un potencial solar que no es utilizado ampliamente para la generación de energía, cabe recalcar que el costo de instalar un sistema de paneles solares tendrá un retorno a en un determinado plazo, sin embargo, no se utilizan combustibles fósiles, sino la energía solar, fuente renovable inagotable. Los elevados costos de la producción y acceso al servicio de energía de la red principal se dividen en costos de generación, de transmisión y de suministro, siendo el 49,6 % del costo total del recibo de

pago el de generación en las centrales hidroeléctricas o centrales térmicas (Osinergmin: 2016).

La población ayacuchana tiene acceso al servicio de electricidad en sus viviendas desde la red principal de la empresa Electrocentro S.A. cuya energía se genera en centrales hidroeléctricas, cuyo principio se basa en el giro de una turbina de generación debido a la energía cinética proporcionada por la caída del agua. Además, en la ciudad de Ayacucho no se cuenta con una red de suministro de gas para el uso de termas a gas, la mayoría utilizan solo termas eléctricas para el calentamiento de agua sanitaria, por lo que el consumo eléctrico y costos se incrementan.

El Perú está considerado como uno de los países con mayor índice de radiación solar del mundo, sobre todo en la zona sur de su territorio. La ciudad de Ayacucho tiene acceso a la conexión de la red principal de suministro de energía, sin embargo, existe un potencial solar que no se está aprovechando y pocas edificaciones cuentan con este tipo de diseños energéticos solares, a diferencia de países desarrollados donde existe un avance tecnológico considerable en este ámbito, como Alemania o Estados Unidos. La instalación de un sistema fotovoltaico y térmico implica ahorro de energía y reducción en los costos para acceder al servicio.

El uso de energías renovables como los módulos solares representa una oportunidad para instar a la población a una concientización sobre el cuidado de nuestro medio ambiente y el aprovechamiento de nuevas formas de generación de electricidad como energía eólica, energía geotérmica, energía oceánica y bioenergía. Asimismo, fomenta a la investigación de futuras líneas de desarrollo que complementen el concepto de un sistema de energía solar y se mejore el proyecto básico.

Debido a lo mencionado, el presente proyecto se enfocará, en primer lugar, a revisar la amplitud de sistemas de energía solar más utilizados en edificaciones. En segundo lugar, se

calculará la necesidad de los residentes de la edificación multifamiliar en cuestión de demanda eléctrica y térmica sanitaria. En tercer lugar, se realizará el diseño del sistema fotovoltaico para la demanda eléctrica. En cuarto lugar, se diseñará el sistema térmico solar para el calentamiento de agua sanitaria. Finalmente, se realizará un cálculo de costos de instalación e implementación del sistema de energía solar completo para determinar el tiempo retorno de la inversión.

El objetivo principal de este proyecto es investigar y analizar una alternativa sostenible para el abastecimiento de energía eléctrica y térmica de una edificación multifamiliar mediante el diseño de un sistema conjunto, fotovoltaico y térmico solar en la ciudad de Ayacucho.

Los objetivos secundarios de este proyecto son:

- Realizar la medición de energía y potencia eléctrica de consumo de cada piso de la edificación.
- Realizar el diseño de del sistema fotovoltaico y sus componentes para abastecer la demanda de energía eléctrica, garantizando su funcionamiento durante el año.
- Realizar el diseño del sistema termo solar y sus componentes para abastecer la demanda de energía térmica de agua caliente sanitaria (ACS) y garantizar su funcionamiento a lo largo del año.
- Realizar el cálculo de los costos de implementación de ambos sistemas y analizar la sostenibilidad de la inversión, considerando la reducción de huella de carbono para cada sistema.

CAPÍTULO 1

SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR UTILIZADOS EN SECTORES RESIDENCIALES

1.1. Conceptos importantes sobre la captación de energía solar

1.1.1. La radiación solar y su efecto en zonas de altitud

El sol funciona como un reactor nuclear ya que en su interior se producen reacciones de fusión de átomos a muy altas temperaturas, tiene una temperatura aproximada de 6000 K o 5727 °C en su superficie y la irradiación solar que emite desde la misma es de 63 500 kW/m² llegando a la superficie terrestre tan solo en un valor de 1,37 kW/m². La radiación solar se define como el flujo de energía que recibimos en forma de ondas electromagnéticas de nuestra estrella (Ribot, 1995), además, es el recurso energético con mayor disponibilidad en la región peruana, sin embargo, la energía solar sufre pérdidas al ingresar a nuestra atmósfera debido a la dispersión, absorción o reflexión, dependiendo de la longitud de onda de los rayos solares. En general se dispone de 4 – 5 kWh/m²/día en las regiones costa y selva, y de 5 – 6 kWh/m²/día en la región sierra, en aumento desde la zona norte hacia el sur (Horn, 2006). La Figura 1.1 representa las pérdidas de energía al ingreso por la atmósfera.

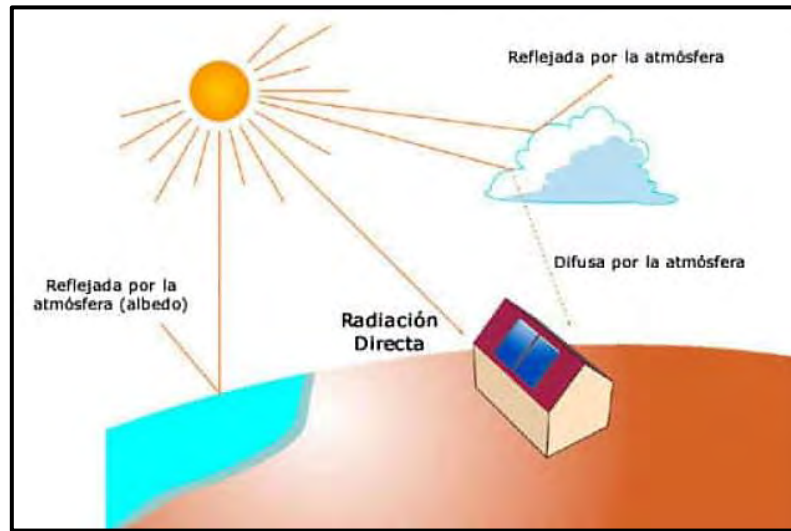


Figura 1.1. Radiación solar

Tomado de Sunfields Europe (2019) Radiación, Geometría, Recorrido óptico, Irradiancia

La radiación que no sufre pérdidas por difusión o reflexión es llamada radiación directa, y es la más importante en el diseño de los sistemas fotovoltaicos, ya que ingresa libremente a través de la atmósfera hasta llegar a la superficie terrestre. Además, se puede observar que en zonas de mayor altitud y debido a la geografía, los valores de incidencia solar varían en cada lugar, en el caso de Ayacucho, la zona está rodeada de terreno montañoso por lo que la irradiación solar incide en la ciudad con mayor intensidad

En el Perú, la magnitudes de la irradiación en el territorio se pueden apreciar en la Figura 1.2.

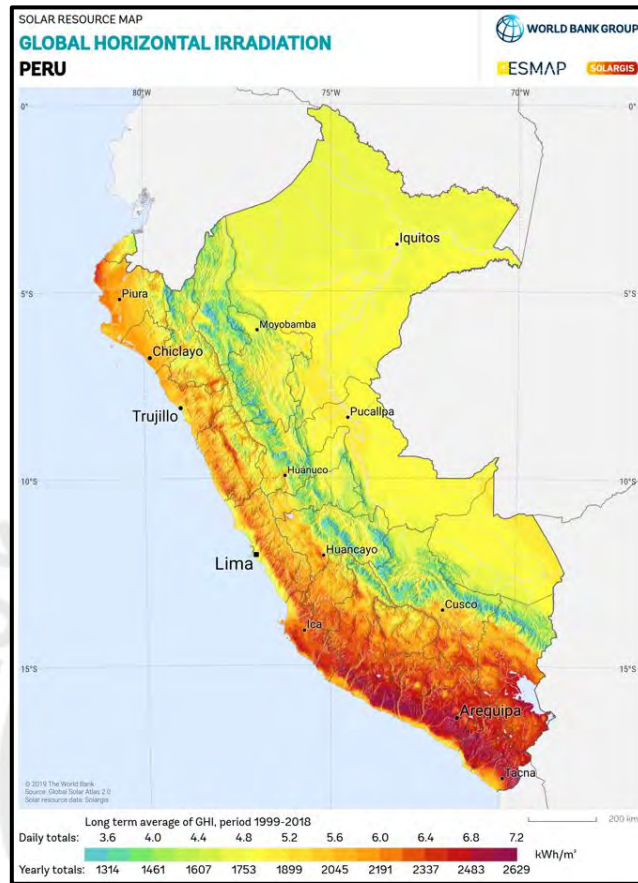
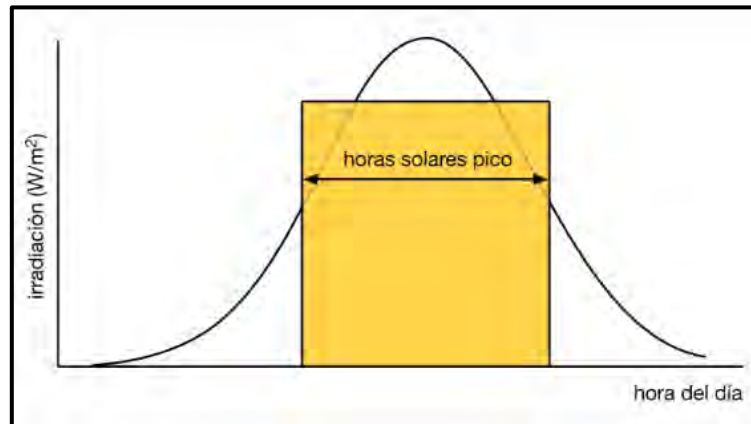


Figura 1.2. Irradiación global horizontal

Recuperado de Solargis (2023) <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/peru>

1.1.2. Hora solar pico

Los paneles fotovoltaicos trabajan a su máxima eficiencia y potencia de acuerdo con la climatología, la inclinación, la orientación y las horas solar pico, ésta última se puede definir como el tiempo teórico diario, en horas, en el que se considera que existe una irradiancia solar de $1\ 000\ \text{W}/\text{m}^2$. Es decir, se determina un valor que se considera constante por un determinado tiempo en el que hay una incidencia de $1\ \text{kWh}/\text{m}^2$, tal como se muestra en la Gráfica 1.1.



Gráfica 1.1. Distribución de la irradiación según la franja horaria
 Recuperado de Eficiencia Energética (2015) Hora Solar Pico

1.1.3. Inclinación y orientación de los módulos

Un factor importante y determinante en el cálculo del diseño de un sistema fotovoltaico es la geometría solar o el conocimiento de la posición del sol para determinar qué inclinación deberían tener los paneles fotovoltaicos. En teoría, la mayor incidencia se da cuando los rayos solares caen de manera perpendicular al plano del panel fotovoltaico, tal como se muestra en la Figura 1.3.

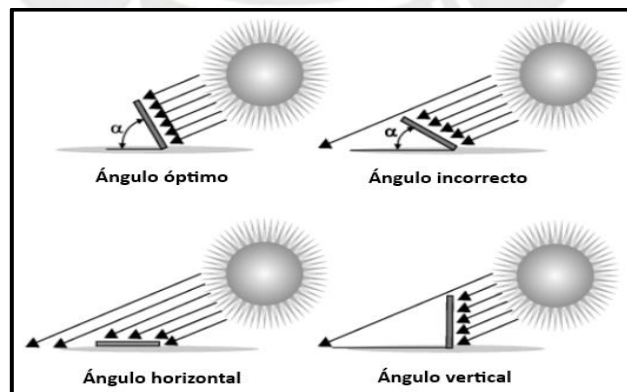


Figura 1.3. Ángulo cenital según la posición del sol
 Tomado de Gradella (2012) Energía Solar Fotovoltaica

Sin embargo, debido al movimiento de rotación y traslación de la tierra existe un ángulo de incidencia, que varía en el día y en lo posible debe ser mínimo. El ángulo azimutal o azimut (ψ), se define como el ángulo que forma la posición del sol con respecto a la dirección norte y la inclinación del panel solar (β) dependerá de la posición del sol y altura (α), sin embargo, dado que esta varía durante todo el año y en el día, se considera la latitud como referencia, esto se ilustra en la Figura 1.4.

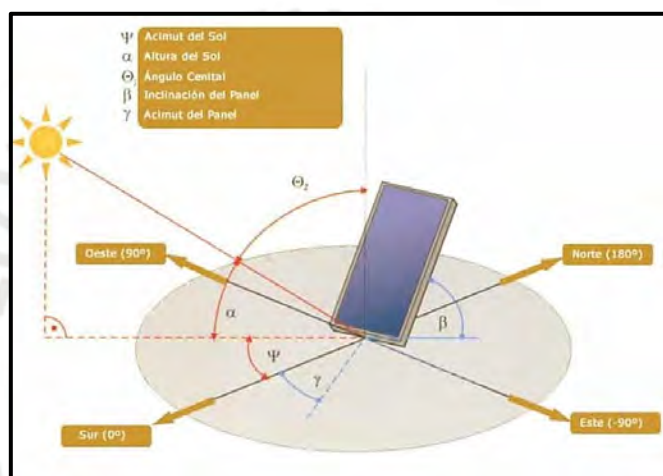
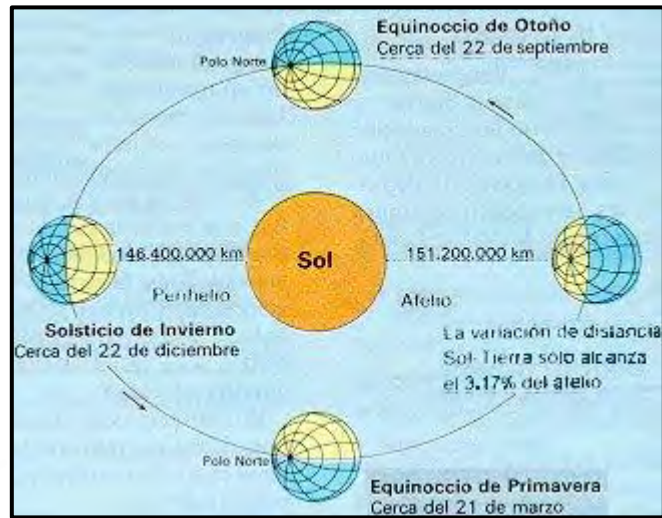


Figura 1.4. Geometría solar para el diseño de un sistema fotovoltaico

Recuperado de Sunfields Europe (2019) *Radiación, Geometría, Recorrido Óptico, Irradiancia*

Asimismo, se debe tener en cuenta que los módulos solares estarán expuestos a un mayor periodo de luz (mayor exposición solar debido a la inclinación del eje y la rotación) cuando la Tierra esté en el solsticio (21 de diciembre) hasta el equinoccio (21 de marzo), es decir, abril y setiembre. Se puede observar en la Figura 1.5.



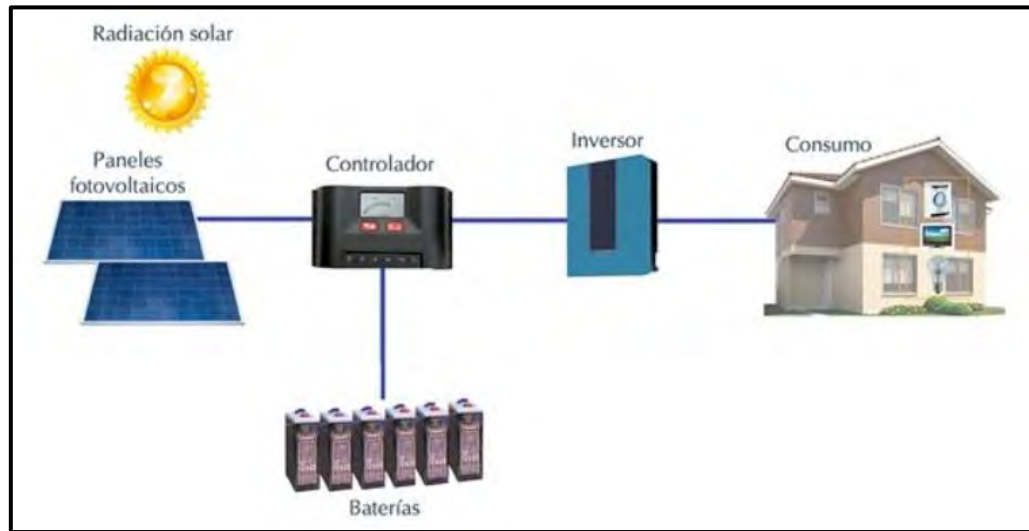
*Figura 1.5. Posición de la Tierra con respecto al Sol en el año
 Recuperado de Cosmos (2017) Equinoccios y Solsticios*

Dado que la localidad en la que se desarrollará este proyecto se encuentra en el hemisferio sur, la orientación de los paneles fotovoltaicos debe ser hacia el norte, teniendo la línea ecuatorial como referencia y siendo la brújula el instrumento más utilizado para dicho proceso.

1.2. Sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos (SF) son aquellos sistemas solares que producen energía eléctrica para satisfacer las necesidades de cargas que no necesariamente están conectadas a la red de distribución pública (autónomos). A continuación, se describirán los componentes principales que tiene un sistema fotovoltaico autónomo (SFA).

Un SFA presenta los componentes mostrados en la Figura 1.6, en ella se pueden observar el panel fotovoltaico, el controlador de carga, las baterías de almacenamiento y el inversor que abastece finalmente de corriente alterna a los electrodomésticos.



*Figura 1.6. Componentes principales de un sistema fotovoltaico
Recuperado de Censolar (2024) Esquema de un sistema fotovoltaico autónomo*

1.2.1. Paneles fotovoltaicos

El uso de módulos solares o conocidos también como paneles fotovoltaicos se ha extendido debido a la versatilidad en su implementación y sus beneficios. El efecto fotovoltaico es el concepto básico de funcionamiento de un panel fotovoltaico, generando energía eléctrica a través de la excitación de electrones por un haz de luminosidad que incluye la radiación directa y difusa.

Para la instalación de un sistema de energía solar fotovoltaica se deben tener en cuenta conceptos importantes que se presentarán a continuación.

1.2.1.1. Tipos de celdas que conforman un panel solar

Los paneles solares fotovoltaicos o módulos solares son dispositivos electrónicos formados por celdas solares, placas semiconductoras de silicio, conectadas en serie y en paralelo por bloques que aprovechan la energía solar para generar energía eléctrica a través del efecto

fotovoltaico. Existen dos tipos de celdas fotovoltaicas más utilizadas, las celdas de silicio monocristalino y las celdas de silicio policristalino.

1.2.1.1.1. Celdas de silicio monocristalino

Consiste en la fusión de silicio semiconductor en un medio gaseoso inerte como Argón (Ar) y un crisol inerte como el cuarzo para la obtención de una formación de monocristales. Se recomienda su uso en climas fríos, tormentosos o de niebla ya que tiene una mejor capacidad de retención de la radiación solar en comparación con las celdas policristalinas, además, son ligeramente más eficientes y costosas, sin embargo, accesibles para su comercialización en el mercado. Tiene forma rectangular con esquinas ochavadas.

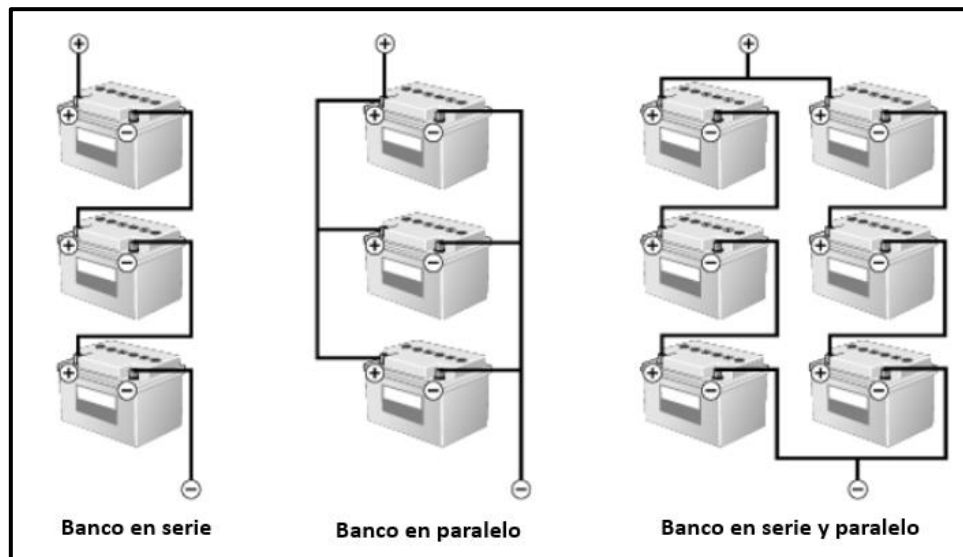
1.2.1.1.2. Celdas de silicio policristalino

Conformado por cristales de silicio que son visibles en una red de escamas metálicas, estas placas son ligeramente más económicas y de menor eficiencia por lo que su uso es recomendado en ambientes calurosos o con más horas luz, tiene forma rectangular y de color azul oscuro.

1.2.2. Baterías

El consumo de energía y el suministro de energía del panel fotovoltaico no siempre es igual debido a que el valor de la radiación solar no es constante, varía a cada hora. Es por ello que es necesario el uso de baterías o dispositivos de almacenamiento de energía, de esta manera podemos tener la certeza de que se ofrecerá la energía necesaria según la demanda de la carga o en su defecto almacenar dicha energía en cuanto no se usen los dispositivos y no desperdiciarla, asimismo, justifica su uso en días lluviosos o de alta nubosidad.

Los bancos de baterías pueden tener arreglos en serie o paralelo. Conectando las baterías en serie aseguramos una mayor tensión y las conexiones en paralelo permiten la acumulación de más energía, es decir, suministrar más corriente eléctrica a la misma tensión.



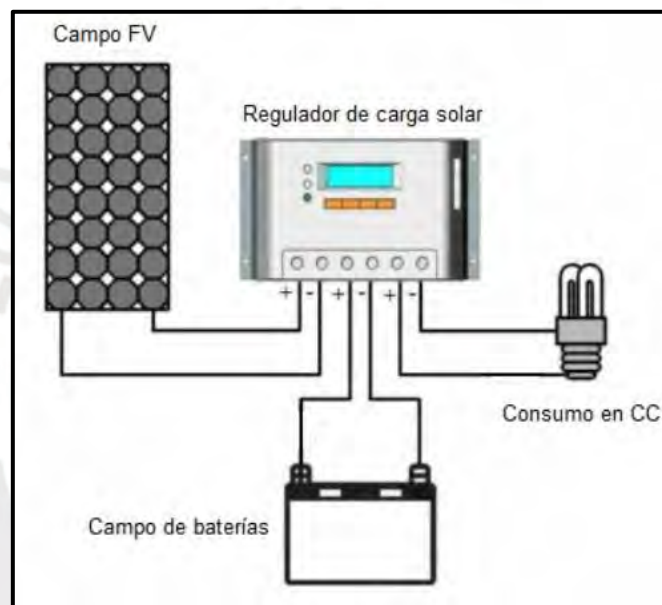
*Figura 1.7. Arreglos de bancos de baterías en serie, paralelo y mixto
Recuperado de Gradella (2012) Energía Solar Fotovoltaica*

La vida útil de una batería está determinada por el número de ciclos de capacidad, es decir, estará condicionada al número de cargas y descargas de energía que pueda tener. La vida útil de una batería podría no reducirse debido a un correcto posicionamiento de las baterías, no deben estar en funcionamiento en temperaturas muy elevadas y usar el controlador de carga para evitar descargas eléctricas o sobrecargas.

La vida útil de la batería comúnmente usada, plomo ácido, a medida que la temperatura de uso se va incrementando, la vida útil de la batería se reduce de manera porcentual para una determinada profundidad de descarga.

1.2.3. Controlador de carga

En términos prácticos, un controlador o regulador de carga es un dispositivo fundamental en una conexión de sistemas fotovoltaicos ya que evita que la batería se sobrecargue, en ese sentido, se podría decir que un regulador de carga dirige la energía en un solo sentido. Este dispositivo es conectado al panel solar, baterías, inversor, etc. en sus terminales.



*Figura 1.8. Conexión de regulador de carga para alimentar un foco en CC
Recuperado de Monsolar (2020) ¿Qué es y qué hace un regulador de carga solar?*

Como se puede observar, el panel fotovoltaico no debe ser conectado directamente a las baterías, sino, debe ser conectado al controlador de carga y luego conectar éste a las baterías, de esta manera, el dispositivo evita que la batería se sobrecargue en estado de carga y se descargue excesivamente al alcanzar determinado valor de tensión bajo, en caso contrario, la vida útil de las baterías se verían drásticamente reducidas.

Existen dos tipos de reguladores más usados, el regulador PWM (modulación de ancho de pulso) que posee un diodo permitiendo que los paneles fotovoltaicos trabajen a la misma

tensión que las baterías y el regulador MPPT (seguimiento de punto de máxima potencia), tal como su nombre lo menciona busca el punto de tensión donde los paneles fotovoltaicos tienen mayor potencia y continúa su operación hasta que se produzca algún cambio en la potencia. Los controladores MPPT son los más usados actualmente y ofrecen una mejor eficiencia con respecto al regulador PWM.

1.2.4. Inversor

En la mayoría de casos el consumidor utiliza corriente alterna (CA) para las cargas, por lo que se debe implementar un inversor, cuya función es convertir la corriente continua (CC) en corriente alterna. Existe una amplia gama de inversores en el mercado, dependiendo de las tensiones de entrada, que pueden ser 12 V, 24 V y 48 V, dependiendo de su funcionamiento se tienen los inversores de onda cuadrada, de onda modificada y de onda pura, que es la más usada y recomendada en la actualidad, dada su precisión para generar con exactitud una tensión y frecuencia determinados, asimismo puede alimentar diferentes tipos de cargas: resistivas, capacitivas o inductivas.

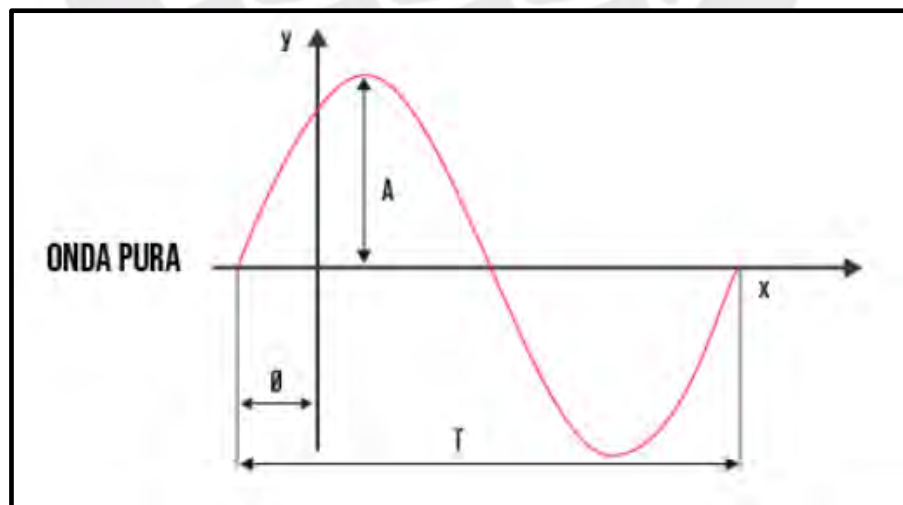


Figura 1.9. Onda sinusoidal pura de un inversor

Recuperado de AutoSolar (2024) ¿Cómo son los inversores de onda sinusoidal?

1.2.5. Cables eléctricos

Una parte fundamental en el diseño de un sistema fotovoltaico son los cables eléctricos a utilizar. Es muy importante basarse en la normativa actual que se rige para estos elementos en el Perú, según la Norma Técnica EM.010 Instalaciones Eléctricas Interiores del Reglamento Nacional de Edificaciones y el Código Nacional de Electricidad (Ministerio de Energía y Minas).

Es importante tener en cuenta que la tensión del banco de baterías es de 12 V, 24 V o 48 V corriente continua (CC), considerada una tensión relativamente baja, por lo que se deduce una intensidad de corriente alta, siendo el dimensionamiento del cable eléctrico una parte fundamental del diseño para la seguridad de los consumidores eléctricos y de las personas.

Se conoce que la potencia en un circuito en CC tiene la siguiente expresión:

$$P = U * I$$

Donde:

P : potencia eléctrica [W]

U : tensión eléctrica [V]

I : intensidad de corriente eléctrica [A]

De la expresión se puede deducir que, para conseguir la potencia deseada, la corriente debe ser aproximadamente 20 veces mayor que en un sistema de suministro de red convencional, ya que la tensión nominal en las baterías puede ser de 12 V, 24 V o 48 V y en la red es de 220 V.

Según la Tabla 1.1 podemos observar que la sección del cable a escoger tiene una capacidad diferente con respecto a la intensidad de corriente máxima permitida y potencia generada, en

la generación de energía a partir de paneles fotovoltaicos en CC como en el suministro de red eléctrica convencional para CA, por lo que es indispensable escoger el mínimo superior después de haber considerado todos los factores que puedan afectar en el cálculo.

Tabla 1.1. Intensidad de corriente máxima y potencia conducida según diámetro del cable eléctrico

Tamaño del cable, corte del área seccional [mm ²]	Corriente máxima [A]	Potencia generada [W]		
		12 V _{cc}	24 V _{cc}	220 V
1.0	10	20	240	2200
1.5	15	80	360	3300
2.5	20	240	480	4400
4.0	30	360	720	6600
6.0	35	420	840	7700
10.0	50	600	1200	11000
16.0	70	840	1680	15400
25.0	90	1080	2160	19800



Recuperado de Freccero (2012) Sección de un cable según su corriente

1.2.6. Elementos de protección

Se incluirán elementos de protección eléctrica en el diseño del sistema fotovoltaico como fusibles, llaves magnetotérmicas, seccionador de baterías y protección de sobretensión, necesarios para proteger el sistema de sobrecargas, cortocircuitos y también como protección a los seres humanos.

1.2.7. Estructura del sistema fotovoltaico

Las estructuras de un sistema fotovoltaico pueden ser de diferente tipo, material y forma. Es común que en la implementación de paneles solares sobre los techos se suele utilizar la caída o tejado en las edificaciones como se muestra en la Figura 1.10 teniendo en cuenta la impermeabilidad de los agujeros por donde pasan los cables, ya que debe soportar la fuerza del viento y también la lluvia, sin embargo, estos casos suceden cuando la inclinación es similar a la inclinación óptima para el sistema. Ahora bien, se ahondará en la situación de techos planos.



Figura 1.10. Sistema fotovoltaico sobre tejado

Recuperado de EcoInventos (2022) Z-Rack de SolarPod, sistema para montar paneles solares en cualquier tipo de tejados.

En los techos planos las estructuras de soporte se suelen fabricar de acero, está claro que este procedimiento se realiza tras haber diseñado la estructura por resistencia de materiales. El incremento de una estructura de soporte al sistema supone un aumento en los costos del

sistema fotovoltaico, sin embargo, se consigue la inclinación óptima y seguridad deseada para la captación máxima de radiación solar posible y el mantenimiento programado.

1.3. Sistemas térmicos solares

Para producir agua caliente sanitaria (ACS) se utilizan diversos equipos como las termas a gas, termas eléctricas y las termas solares, siendo éstas últimas el sistema que utiliza energía renovable, ya que proviene del sol.

La ciudad de Ayacucho no tiene una red de distribución de gas natural, a diferencia de Lima u otras ciudades, para uso de cocina y producción de agua caliente sanitaria, es por ello que la mayoría de pobladores utilizan termas eléctricas de diferentes capacidades que se conectan a la red principal de energía pública. Sin embargo, el gasto energético es elevado en un plazo de uso corto y no se aprovecha el recurso de la radiación solar en la zona, por lo que el diseño y la implementación de un sistema térmico solar es importante en un edificio multifamiliar.

El principio de funcionamiento de una terma solar consiste en el calentamiento de agua a través la incidencia de los rayos solares que llegan al colector o a los tubos al vacío por radiación directa, el fluido pasa por el tanque térmico y se distribuye a la edificación por efecto de la gravedad. La Figura 1.11 ilustra el concepto básico de una terma solar.

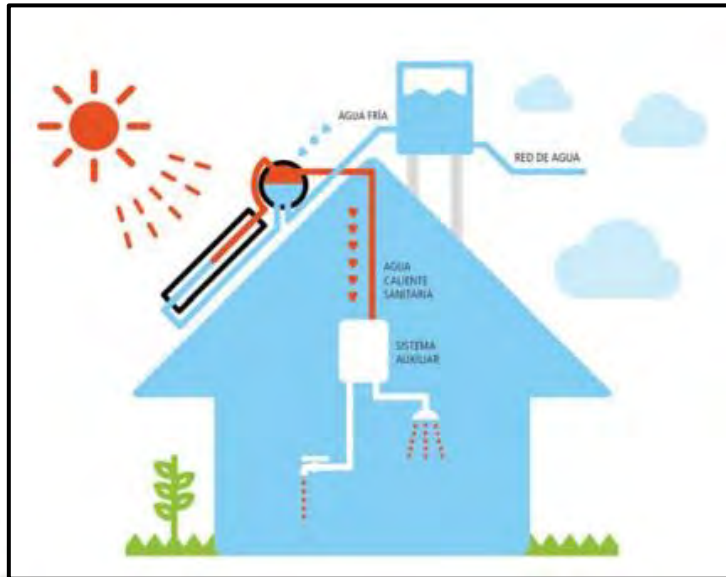


Figura 1.11. Esquema de una termo solar doméstica

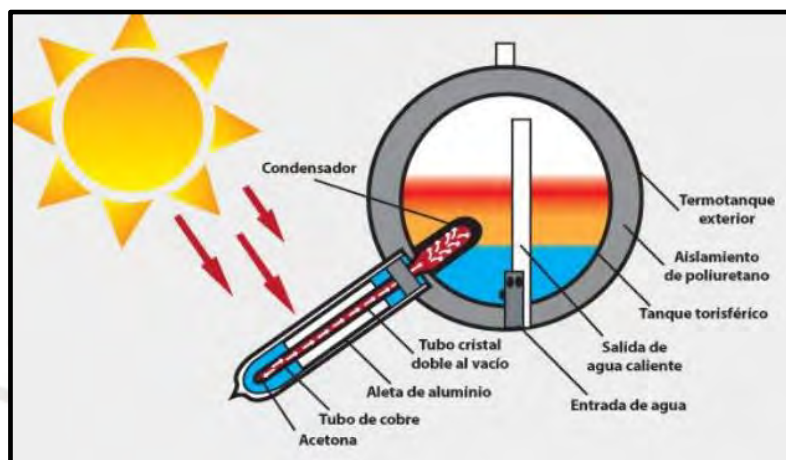
Recuperado de Secretaría de estado de la energía (2012) Manual de Energías Renovables

1.3.1. Tuberías

Los tubos al vacío convencionales utilizan tuberías separadas por donde el agua sanitaria fluye hacia abajo por efecto de la gravedad, se produce la convección natural y el vapor asciende hacia el tanque térmico, generando un ciclo de calentamiento del fluido. Los tubos al vacío están protegidos del exterior por su diseño aislado, siendo recomendados para lugares con mayor presencia de nubes y frío.

Asimismo, existen las termas solares con tubos de calor con Heat Pipe (tubo termosifón bifásico) de alta presión, cuyo principio básico es la transferencia de calor a través de un tubo de cobre insertado en los tubos al vacío. Los rayos solares inciden sobre los tubos y se produce un cambio de fase de líquido interior a gas del tubo de cobre, transfiriendo el calor hacia el cabezal mostrado en la Figura 1.12, donde la temperatura es más baja y condensa el líquido interior regresando a su fase inicial y repitiendo el ciclo repetitivamente. Los cabezales de los tubos de cobre se insertan en el tanque de almacenamiento de agua

transfiriendo el calor por conducción y calentando el termotanque interior de forma completa y posteriormente calentando el agua sanitaria. Las termas solares de tubos de calor tienen una alta conductividad térmica y evitan posibles inundaciones que se puedan presentar en termas solares de tubos al vacío con ingreso de agua a los tubos.



*Figura 1.12. Terma solar de tubos de calor o Heat Pipe
Recuperado de Asociación Peruana de Energía y Medio Ambiente (2017) Terma Solar Heat Pipe*

1.3.2. Tanque térmico de almacenamiento

El tanque térmico de acumulación de agua sirve para almacenar el agua que circula a través de los tubos al vacío o la tubería en el colector solar plano para que pueda ser usada según las necesidades de los habitantes. Es común que el ingreso de agua fría sea por la parte inferior y la salida de agua caliente sea por la parte superior.

CAPÍTULO 2

DETERMINACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO Y TÉRMICO DE LA EDIFICACIÓN

2.1. Delimitación de la zona de estudio

La edificación se encuentra ubicada en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, departamento de Ayacucho, Perú. La ciudad está conformada en 16 distritos dentro de una superficie de 3 100 km² y una población de 321 995 personas (BCRP, 2021). En la Figura 2.1 se puede observar con precisión el mapa geográfico del departamento de Ayacucho.

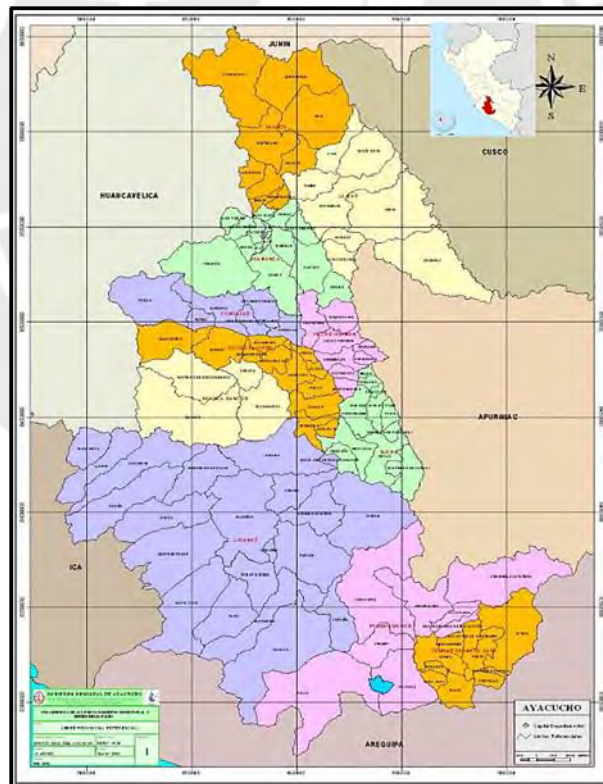


Figura 2.1. Mapa político del departamento de Ayacucho

Recuperado de Gobierno Regional de Ayacucho: Mapa político del departamento de Ayacucho

Asimismo, en la Figura 2.2 se muestra la ubicación de la edificación, que tiene un área de 160.00 m² y un perímetro de 56.00 m.

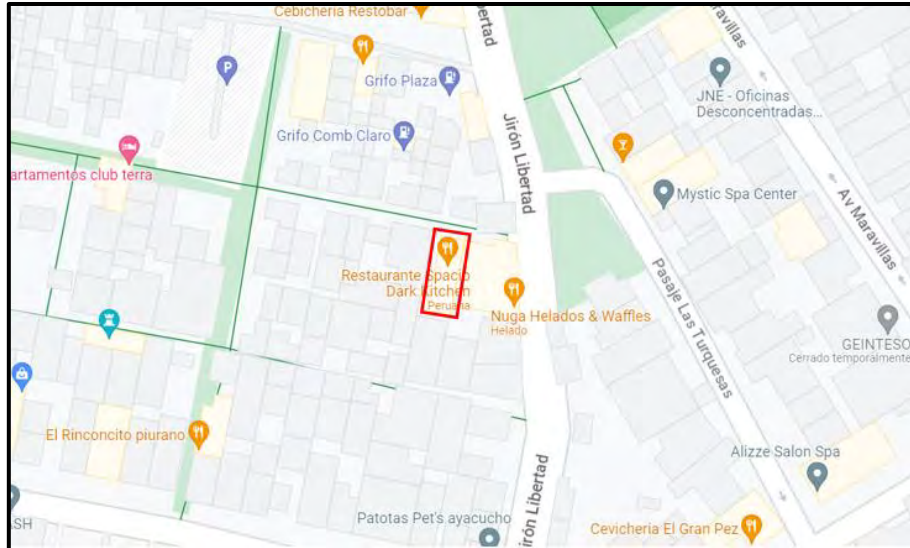


Figura 2.2. Localización de la edificación
Recuperado de Google Maps (2023)

2.2. Descripción de la edificación

El edificio multifamiliar tiene un área de 160.00 m², 20 m de largo y 8 m de ancho, 4 pisos y una azotea, cada departamento tiene una distribución similar. El plano civil de la división de espacios se puede observar en el Anexo 1.

2.3. Recurso solar en Ayacucho

Existe un potencial solar en la zona de estudio que se determinará a través del software meteorológico Meteonorm 8.0 del programa PVSyst, cuya base de datos actualiza información mensual sobre datos meteorológicos de cada punto de la Tierra. A continuación, se presenta la interfaz de información para la ciudad de Ayacucho.

Tabla 2.1. Datos meteorológicos de la ciudad de Ayacucho

Sitio Ayacucho (Peru)						
Fuente de datos <input type="text" value="Meteonorm 8.1 (2010-2017), Sat=100%"/>						
	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Turbidez Linke	Humedad relativa
	kWh/m ² /día	kWh/m ² /día	°C	m/s	[-]	%
Enero	7,17	2,42	13,4	1,60	3,291	84,2
Febrero	6,79	2,51	13,2	1,80	3,207	87,8
Marzo	6,71	2,13	13,3	1,69	3,244	87,8
Abril	6,38	1,95	12,7	1,70	3,012	85,5
Mayo	6,27	1,26	11,7	1,60	2,978	82,8
Junio	6,05	1,19	10,5	1,49	2,957	78,4
Julio	6,25	1,22	10,2	1,50	3,024	77,7
Agosto	5,82	1,75	11,5	1,70	3,367	73,3
Septiembre	5,73	1,95	12,7	1,90	3,716	75,9
Octubre	6,30	2,54	13,7	2,00	3,455	75,7
Noviembre	7,16	2,20	14,2	2,00	3,312	75,2
Diciembre	7,24	2,18	13,6	1,89	3,341	79,6
Año	6,49	1,94	12,6	1,7	3,242	80,3

Recuperado de PVsyst (2023) Meteonorm 8.1 DataBase

2.3.1. Factores de corrección de la irradiación solar

El valor de la irradiación solar se ve afectado por factores según el clima de cada lugar, la polución, el umbral y la inclinación son tres delimitantes en el valor de la irradiación.

$$H_c = H_o * K_p * K_u * K_i$$

Donde:

- H_c : Irradiación solar promedio corregida [kWh/m²/día]
- H_o : Irradiación solar de la base de datos [kWh/m²/día]
- K_p : Factor de corrección debido a la polución
- K_u : Factor de corrección debido al umbral

- K_i : Factor de corrección debido a la inclinación

En el Anexo 2 se puede observar la tabla para la selección de los factores de corrección según la latitud del lugar, a continuación, se presenta la tabla con los factores corregidos por mes:

Tabla 2.2. Valor de irradiación solar corregido por mes

Factores de irradiación solar corregida					
Mes	H_o (kWh/m ² /día)	K_p	K_u	K_i (Lat. 13° - Incl. 23°)	H_c (kWh/m ² /día)
Enero	7.17	1	0.94	1.10	7.41
Febrero	6.79	1	0.94	1.06	6.77
Marzo	6.71	1	0.94	0.99	6.24
Abril	6.38	1	0.94	0.92	5.52
Mayo	6.27	1	0.94	0.86	5.07
Junio	6.05	1	0.94	0.83	4.72
Julio	6.25	1	0.94	0.85	4.99
Agosto	5.82	1	0.94	0.91	4.98
Setiembre	5.73	1	0.94	0.99	5.33
Octubre	6.30	1	0.94	1.08	6.40
Noviembre	7.16	1	0.94	1.13	7.61
Diciembre	7.24	1	0.94	1.13	7.69

Se puede observar que la irradiación crítica se presenta en el mes de agosto con un valor de 4.98 kWh/m²/día.

2.4. Consumo eléctrico

Cada departamento de la edificación tiene un medidor de energía eléctrica de consumo, cuyos datos fueron tomados en el mes de agosto del presente año 2023. Los resultados se presentarán en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Lectura de consumo de energía eléctrica por departamento

ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIDA (kWh) - MES DE AGOSTO DEL 2023				
DÍA	DEPARTAMENTO 1	DEPARTAMENTO 2	DEPARTAMENTO 3	DEPARTAMENTO 4
28/07/2023	8604.9	24443.1	7998.3	12429.0
29/07/2023	8609.6	24447.6	8001.3	12430.5
30/07/2023	8613.1	24452.3	8004.6	12432.5
31/07/2023	8617.1	24457.2	8007.1	12434.2
1/08/2023	8621.0	24461.7	8010.0	12435.4
2/08/2023	8625.1	24465.9	8012.4	12436.9
3/08/2023	8628.8	24470.2	8014.7	12438.6
4/08/2023	8633.3	24474.2	8016.8	12439.8
5/08/2023	8637.2	24478.7	8018.9	12441.3
6/08/2023	8641.2	24482.9	8020.9	12442.8
7/08/2023	8645.3	24487.0	8023.4	12444.3
8/08/2023	8649.4	24491.3	8026.0	12446.0
9/08/2023	8653.3	24495.5	8028.1	12447.8
10/08/2023	8657.5	24499.7	8030.3	12449.8
11/08/2023	8661.0	24504.0	8032.6	12450.9
12/08/2023	8664.1	24508.5	8034.6	12452.1
13/08/2023	8668.8	24512.5	8037.0	12453.3
14/08/2023	8673.3	24516.8	8039.8	12454.5
15/08/2023	8677.8	24521.1	8042.3	12456.0
16/08/2023	8682.6	24525.3	8044.3	12457.5
17/08/2023	8687.3	24529.4	8046.4	12459.1
18/08/2023	8692.3	24533.8	8048.8	12460.6
19/08/2023	8697.0	24538.7	8050.8	12461.9
20/08/2023	8701.0	24543.4	8052.6	12463.3
21/08/2023	8705.1	24548.4	8054.8	12464.7
22/08/2023	8709.0	24553.3	8056.7	12466.2
23/08/2023	8712.9	24558.0	8058.8	12468.0
24/08/2023	8717.1	24567.7	8060.8	12469.2
25/08/2023	8720.9	24572.7	8062.4	12470.4
26/08/2023	8725.2	24577.5	8064.6	12472.4
27/08/2023	8729.2	24582.4	8066.7	12475.0
Diferencia de lectura (kWh)	124.3	139.3	68.4	46.0
Consumo de energía promedio diaria (kWh)	4.01	4.49	2.21	1.48
Consumo de energía promedio total (kWh)	12.19			

Asimismo, se presenta el cuadro de cargas de la luminaria utilizada en espacios compartidos.

Tabla 2.4. Cuadro de consumo eléctrico de luminaria en espacios compartidos

CONSUMO DE LUMINARIAS EN ESPACIOS COMUNES					
Piso	Cantidad de luminarias	Ubicación	Cantidad de horas de uso (diario)	Potencia de focos LED (W)	Energía consumida (kWh) diaria
1	7	Alero exterior / pasadizo interior	3	15	0.315
2	1	Descanso hacia el tercer piso	3	15	0.045
3	1	Descanso hacia el cuarto piso	3	15	0.045
4	1	Descanso hacia la azotea	3	15	0.045
				Total	0.45

Por ende, el consumo eléctrico diario en promedio que se necesitará abastecer será:

$$E_{e,total} = E_{d,total} + E_{l,total}$$

Donde:

- $E_{e,total}$: Energía eléctrica total diaria [kWh]
- $E_{d,total}$: Energía eléctrica por departamento total diaria [kWh]
- $E_{l,total}$: Energía eléctrica total de luminarias en espacios compartidos diaria [kWh]

$$E_{e,total} = 12.19 + 0.45 = 12.64 \text{ kWh (diaria)}$$

2.5. Cuadro de cargas hipotético

El consumo eléctrico tomado de datos reales de los medidores de cada departamento se podría corroborar con la información brindada por los habitantes de cada departamento según el cuadro mostrado en las Tablas 2.5, 2.6, 2.7 y 2.8.

Tabla 2.5. Consumo de energía eléctrica hipotética del departamento en el piso 1

CONSUMO DE ENERGÍA HIPOTÉTICO						
PISO N°:	1		N° PERSONAS:		4	
ELECTRODOMÉSTICO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	N° DÍAS (SEMANAL)	N° HORAS (DIARIAS)	N° USOS / DÍA	TOTAL SEMANAL
Licuadaora	500	1	4	0.1	1	200
Refrigeradora	150	1	7	10.0	1	10500
Horno microondas	1000	1	7	0.1	2	1400
Plancha	1500	1	3	0.1	2	900
Televisor plasma o LCD	100	1	6	2.5	1	1500
Iluminación de focos LED	15	10	7	4.0	1	4200
Computadora de escritorio	200	2	6	3.0	1	7200
Módem	7	2	7	19.0	1	1862
Impresora	100	1	3	0.2	3	180
Cargador de celular	10	3	7	1.5	1	315
Radio	10	1	7	3.0	1	210
Demanda de potencia máxima (kW)	3.95					
Demanda de energía eléctrica semanal (kWh)	28.47					
Demanda de energía eléctrica diaria (kWh)	4.07					

Tabla 2.6. Consumo de energía eléctrica hipotética del departamento en el piso 2

CONSUMO DE ENERGÍA HIPOTÉTICO						
PISO N°:	2		N° PERSONAS:		6	
ELECTRODOMÉSTICOS	POTENCIA (W)	CANTIDAD	N° DÍAS (SEMANAL)	N° HORAS (DIARIAS)	N° USOS / DÍA	TOTAL SEMANAL
Licuadaora	500	2	3	0.1	1	300
Lavadora	1700	1	2	0.5	1	1700
Refrigeradora	150	1	7	10.0	1	10500
Horno microondas	1000	1	7	0.1	3	2100
Hervidor eléctrico	1200	1	1	0.2	1	240
Plancha	1500	1	3	0.1	4	1800
Televisor plasma o LCD	100	1	7	1.0	1	700
Iluminación con focos LED	15	7	7	5.5	1	4042.5
Ordenador portátil (Laptop)	200	2	5	3.0	1	6000
Módem	7	2	7	20.0	1	1960
Impresora	100	1	4	0.2	1	80
Cargador de celular	10	6	6	1.0	1	360
Radio	30	1	7	3.0	1	630
Demanda de potencia máxima (kW)	7.36					
Demanda de energía eléctrica semanal (kWh)	30.41					
Demanda de energía eléctrica diaria (kWh)	4.34					

Tabla 2.7. Consumo de energía eléctrica hipotética del departamento en el piso 3

CONSUMO DE ENERGÍA HIPOTÉTICO						
PISO N°:	3		N° PERSONAS:		3	
ELECTRODOMÉSTICOS	POTENCIA (W)	CANTIDAD	N° DÍAS (SEMANAL)	N° HORAS (DIARIAS)	N° USOS / DÍA	TOTAL SEMANAL
Licadora	500	1	2	0.1	1	100
Lavadora	1700	1	1	0.6	1	1020
Refrigeradora	150	1	7	10.0	1	10500
Hervidor eléctrico	1200	1	1	0.2	1	240
Plancha	1500	1	1	0.2	2	600
Televisor plasma o LCD	120	1	5	2.0	1	1200
Iluminación de focos LED	15	8	5	4.0	1	2400
Ordenador portátil (Laptop)	200	1	3	2.0	1	1200
Módem	7	1	5	15.0	1	525
Cargador de celular	10	3	4	1.0	1	120
Radio	20	1	5	0.5	1	50
Demanda de potencia máxima (kW)	5.55					
Demanda de energía eléctrica semanal (kWh)	17.96					
Demanda de energía eléctrica diaria (kWh)	2.57					

Tabla 2.8. Consumo de energía eléctrica hipotética del departamento en el piso 4

CONSUMO DE ENERGÍA HIPOTÉTICO						
PISO N°:	4		N° PERSONAS:		4	
ELECTRODOMÉSTICOS	POTENCIA (W)	CANTIDAD	N° DÍAS (SEMANAL)	N° HORAS (DIARIAS)	N° USOS / DÍA	TOTAL SEMANAL
Licadora	500	1	2	0.05	1	50
Lavadora	1700	1	2	0.50	1	1700
Refrigeradora	100	1	7	10.00	1	7000
Horno microondas	1000	1	4	0.05	1	200
Plancha	1500	1	3	0.10	1	450
Televisor plasma o LCD	100	1	3	1.50	1	450
Iluminación con focos LED	15	5	7	4.00	1	2100
Computadora de escritorio	200	1	5	1.00	1	1000
Ordenador portátil (Laptop)	200	1	3	0.50	1	300
Módem	5	1	7	15.00	1	525
Impresora	100	1	1	0.20	1	20
Cargador de celular	10	2	3	0.50	2	60
Demanda de potencia máxima (kW)	5.50					
Demanda de energía eléctrica semanal (kWh)	13.86					
Demanda de energía eléctrica diaria (kWh)	1.98					

En la información presentada anteriormente se observa la similitud entre los valores hipotéticos dada la información brindada por los habitantes de los departamentos y las mediciones reales de cada piso, confirmando la veracidad de los valores a utilizar para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y el sistema térmico solar. A continuación, se presenta el error porcentual entre los valores:

$$E_{h,total} = E_{h,piso\ 1} + E_{h,piso\ 2} + E_{h,piso\ 3} + E_{h,piso\ 4}$$

Donde:

- $E_{h,total}$: Consumo de energía eléctrica hipotética diaria total [kWh]
- $E_{h,piso\ n}$: Consumo de energía eléctrica hipotética diaria del piso “n” [kWh]

$$E_{h,total} = 4.07 + 4.34 + 2.57 + 1.98 = 12.96\ kWh$$

El error porcentual se define como:

$$Error = \left| \frac{E_{d,total} - E_{h,total}}{E_{d,total}} \right| * 100\%$$

$$Error = \left| \frac{12.19 - 12.96}{12.19} \right| * 100\% = 6.32\%$$

El error porcentual total tiene un valor de 6.32%, por lo que se utilizarán los valores reales tomados de los medidores correspondientes a cada departamento.

2.6. Potencia de consumo

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico y su confiabilidad dependerán también de la potencia en las horas en las que se produce el mayor consumo en el día. A continuación, se presentan las curvas a lo largo del tiempo del consumo de potencia de cada piso en un día regular de uso en la edificación multifamiliar.

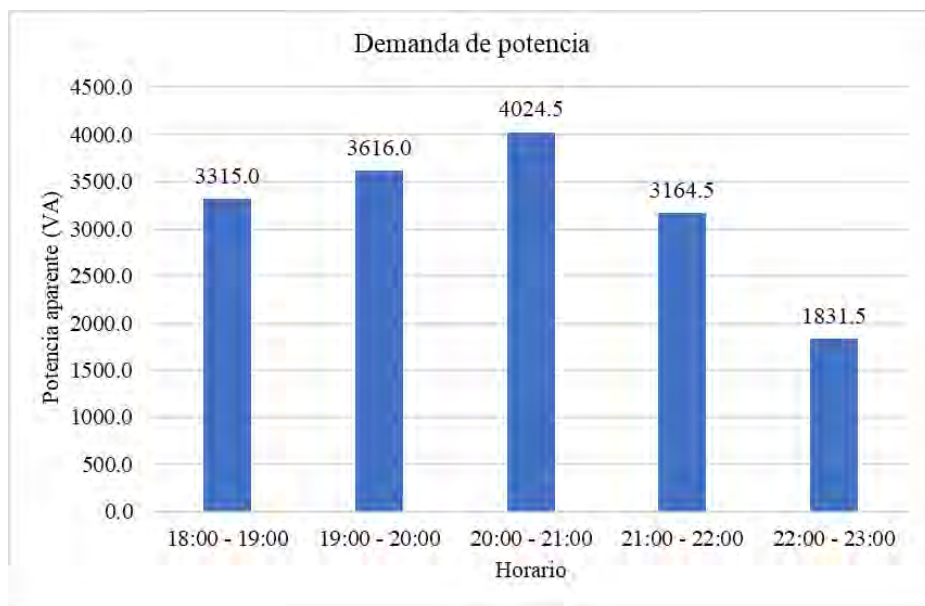
Tabla 2.9. Cuadro de consumo de potencia en tomacorrientes en el edificio

INTENSIDAD DE CORRIENTE (A) - TOMACORRIENTES						
Hora	Piso 1	Piso 2	Piso 3	Piso 4	Tensión (V)	Potencia aparente (VA)
18:00 - 19:00	4.6	5.9	1.6	2.0	215.0	3031.5
19:00 - 20:00	4.0	6.0	2.0	3.5	215.0	3332.5
20:00 - 21:00	4.5	5.8	2.8	4.1	215.0	3698.0
21:00 - 22:00	2.9	4.0	2.6	4.2	215.0	2945.5
22:00 - 23:00	1.8	2.5	2.3	1.1	215.0	1655.5

Tabla 2.10. Cuadro de consumo de potencia en iluminación en el edificio

INTENSIDAD DE CORRIENTE (A) - ILUMINACIÓN						
Hora	Piso 1	Piso 2	Piso 3	Piso 4	Tensión (V)	Potencia aparente (VA)
18:00 - 19:00	0.2	0.2	0.2	0.3	215.0	193.5
19:00 - 20:00	0.3	0.2	0.1	0.3	215.0	193.5
20:00 - 21:00	0.3	0.3	0.3	0.2	215.0	236.5
21:00 - 22:00	0.1	0.1	0.2	0.2	215.0	129.0
22:00 - 23:00	0.1	0.1	0.1	0.1	215.0	86.0

La Gráfica 2.1 muestra la tendencia de uso de potencia (W) a lo largo de las 5 h de medición, considerando que 6 de los 10 focos en espacios compartidos están prendidos desde las 18:00 hasta las 22:00 pm (90 VA/h).



Gráfica 2.1. Demanda de potencia (VA) en la edificación según el horario

Se puede observar que la mayor demanda de potencia se da entre las 20:00 – 21:00 h con un valor máximo de 4024.50 VA, según el medidor de consumo energético el factor de potencia es $FP = 0.90$, por lo que la potencia activa es 3622.05 W y la potencia reactiva 1754.24 VAR.

2.7. Demanda de energía térmica de ACS

Según el Reglamento Nacional de Edificaciones, se deberá tener en cuenta la siguiente Tabla 2.11 para la dotación de agua caliente sanitaria (ACS) en viviendas unifamiliares o multifamiliares:

Tabla 2.11. Dotación de ACS para viviendas unifamiliares y multifamiliares

Número de dormitorios por vivienda	Dotación diaria en litros
1	120
2	250
3	390
4	420
5	450

Recuperado de Reglamento Nacional de Edificaciones (2006) Decreto supremo N° 011-2006 – Vivienda.

De acuerdo con el plano civil de la distribución de los espacios de cada departamento en la edificación, se tomará como dotación mínima de 420 L de ACS diaria.

Para calcular la masa de agua caliente que se requiere en el sistema térmico solar, analizaremos el sistema del tanque térmico.

Existe una transferencia de calor cuando se produce el contacto entre el agua fría y el agua caliente, por ende, se procederá a realizar la ecuación de equilibrio para la determinación de la masa de agua caliente. Según el fabricante, los tubos de calor Heat Pipe pueden alcanzar temperaturas del rango 100 °C – 150 °C, el condensador del tubo transferirá el calor adquirido por la irradiación solar hacia el agua y la calentará hasta una temperatura que oscila entre 80 °C – 100 °C dentro del tanque térmico y al mezclarse con el agua fría proveniente de la red pública, la mezcla tendrá una temperatura que oscila entre los 55° C – 60 °C, todos estos valores dependerán de la irradiación solar, eficiencia del sistema y temperatura ambiental. Para nuestra estimación se tomará $T_{ACS} = 60$ °C a la salida del tanque, sin embargo, considerando que el agua caliente transmite calor al agua fría, es necesario tomar en consideración la temperatura del agua caliente, que se asumirá 90 °C para mantener la temperatura de salida de ACS a 60 °C.

Del sistema 1, asumiendo aislamiento que genera pérdidas casi nulas inicialmente y sistema en estado estacionario:

$$Q_{a,f} + Q_{a,c} \cong Q_{ACS}$$

$$m_{a,f} * C_p * T_{a,f} + m_{a,c} * C_p * T_{a,c} = (m_{a,f} + m_{a,c}) * C_p * T_{ACS}$$

Donde:

- $Q_{a,f}$: Calor absorbido por el S₁ del agua caliente [kJ]
- $Q_{a,c}$: Calor cedido por el agua caliente [kJ]
- C_p : Capacidad calorífica del agua (4.186 kJ/kg °C)
- $m_{a,f}$: Masa del agua fría [kg]
- $m_{a,c}$: Masa del agua caliente [kg]
- $T_{a,f}$: Temperatura del agua fría (11.7 °C)
- $T_{a,c}$: Temperatura del agua caliente (90 °C)
- T_{ACS} : Temperatura de ACS a la salida del tanque (60 °C)

Considerando la dotación de agua caliente sanitaria diaria en el Reglamento Nacional de Edificaciones, se tiene:

$$m_{a,f} + m_{a,c} = 998.2 \frac{kg}{m^3} * 420 L * \frac{1 m^3}{1000 L} = 419.24 kg$$

Se determina la masa de agua caliente requerida:

$$(419.24 kg - m_{a,c}) * 11.7 °C + m_{a,c} * 90 °C = 419.24 kg * 60 °C$$

$$m_{a,c} = 258.61 kg$$

Para poder determinar la demanda energética (energía necesaria para elevar la temperatura del agua fría sanitaria) se utilizará la siguiente expresión, considerando también un porcentaje

estimado por la pérdida de energía en los tubos y el aislamiento del termotanque un 20 % (Kalogirou, 2009):

$$E_{a,c} = \frac{m_{a,c} * C_p * (T_{a,c} - T_{H_2O}) * n}{0.8}$$

Donde:

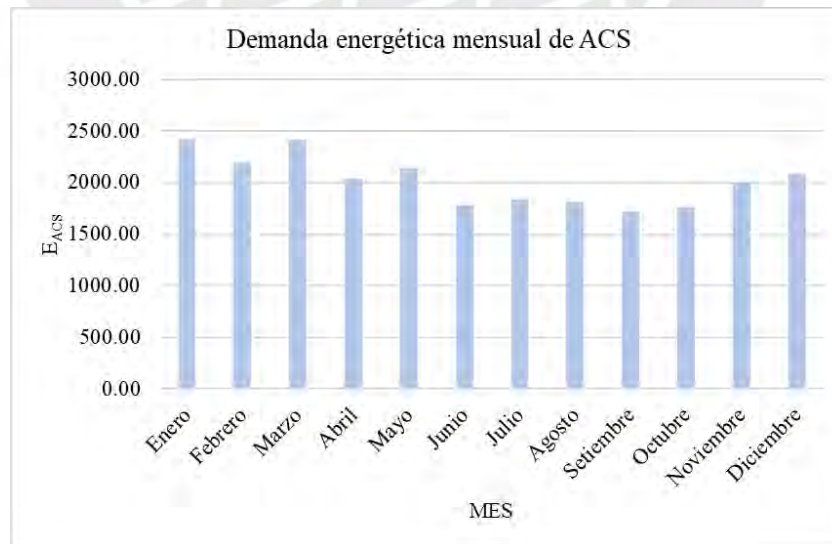
- $E_{a,c}$: Demanda energética diaria [kJ/día]
- $m_{a,c}$: Masa total necesaria de agua [kg]
- C_p : Capacidad calorífica del agua (4,186 kJ/kg °C)
- $T_{a,c}$: Temperatura deseada de agua caliente [°C]
- T_{H_2O} : Temperatura de agua sanitaria de la red [°C]
- n : Número de días por mes

Se debe tener en cuenta que la temperatura de agua fría sanitaria de la red no está documentada por la empresa que suministra agua sanitaria al público, por lo que se tomará la temperatura del medio ambiente como similar a la temperatura del agua de la red. Por ende, la demanda energética mensual se presenta en la Tabla 2.12, utilizando los datos de temperatura ambiental de la Tabla 1.1 presentado en el ítem 2.3, teniendo en cuenta que:

Tabla 2.12. Demanda energética de ACS mensualmente

DEMANDA ENERGÉTICA DE ACS MENSUAL - 2023						
MES	$m_{a,c}$ (kg)	T_{H_2O} (°C)	$T_{a,c}$ (°C)	Porcentaje de uso	N° días (n)	$E_{a,c}$ (MJ)
Enero	258.61	13.4	90	75.00%	31	2409.94
Febrero	258.61	13.2	90	75.00%	28	2182.40
Marzo	258.61	13.3	90	75.00%	31	2413.09
Abril	258.61	12.7	90	65.00%	30	2039.71
Mayo	258.61	11.7	90	65.00%	31	2134.97
Junio	258.61	10.5	90	55.00%	30	1775.03
Julio	258.61	10.2	90	55.00%	31	1841.12
Agosto	258.61	11.5	90	55.00%	31	1811.13
Setiembre	258.61	12.7	90	55.00%	30	1725.91
Octubre	258.61	13.7	90	55.00%	31	1760.37
Noviembre	258.61	14.2	90	65.00%	30	2000.13
Diciembre	258.61	13.6	90	65.00%	31	2083.16
Total (Promedio anual)	258.61	12.6	90	63.33%	30.4	2014.75

La demanda mensual de ACS se representa en la siguiente gráfica:



Gráfica 2.2. Demanda energética mensual de ACS

CAPÍTULO 3

DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.1. Potencia mínima de instalación

La potencia mínima de instalación del sistema fotovoltaico estará delimitada por:

$$P_{min} = \frac{E_{h,total}}{HSP * R}$$

Donde:

- $E_{h,total}$: Demanda energética diaria total (12.96 kWh/día)
- HSP : Horas solar pico del mes crítico
- R : Coeficiente global de pérdidas

Según Censolar (Centro de Estudios de Energía Solar) en su curso *Instalaciones de Energía Solar* se debe tomar en cuenta el factor global de pérdidas del sistema fotovoltaico, que se representa por:

$$R = (1 - k_b - k_c - k_r - k_v) * \left(1 - k_a * \frac{N}{P_d}\right)$$

Donde:

- k_b : Coeficiente de pérdidas por rendimiento en el acumulador (en caso de acumuladores nuevos sin descargas intensas el valor es de 0.050)
- k_a : Fracción de energía que se pierde por autodescarga (en caso de baterías estacionarias para energía solar tiene un valor de 0.005)
- k_c : Coeficiente de pérdidas por el rendimiento del inversor (en caso de que el rendimiento sea mayor al 90 % tiene un valor de 0.050)

- k_r : Coeficiente de pérdidas en el controlador de carga (en caso de controlador de carga con eficiencia buena tiene un valor de 0.100)
- k_v : Pérdidas no consideradas anteriormente (en caso de que no se realice un estudio muy detallado de pérdidas en el cableado o los equipos tiene un valor de 0.050).
- N : Número de días de autonomía (consideramos 1).
- P_d : Profundidad máxima de descarga admisible (Considerando una descarga máxima de 70 % tiene un valor de 0.700).

$$R = (1 - 0.050 - 0.050 - 0.100 - 0.050) * \left(1 - 0.005 * \frac{1}{0.700}\right) = 0.7446$$

Las horas solar pico es el número de horas en el que se recibirán 1000 W/m² teóricamente, para nuestro caso de estudio, según la Tabla 2.2, el mes más crítico de irradiación solar corregida es agosto con 4.98 kWh/m²/día. Por ende, se tiene:

$$HSP = \frac{4.98 \frac{kWh}{m^2 * día} * \frac{1000 Wh}{1 kWh}}{1000 \frac{W}{m^2}} = 4.98 \frac{h}{día}$$

$$P_{min} = \frac{12.96 \frac{kWh}{día} * 0.9}{4.98 \frac{h}{día} * 0.7446} = 3.146 kW$$

Este valor es comparado con las potencias máximas registradas en la toma de datos del Capítulo 2, cuya potencia de máxima demanda fue 3,622.05 W, lo que representa una diferencia de 76.19 W, por lo que se utilizará el mayor valor:

$$P'_{min} = 3.622 kW$$

3.2. Número de paneles solares

Para poder realizar el cálculo del número de paneles solares, necesitamos definir la tensión que utilizaremos en nuestro sistema fotovoltaico, el cual será 48 V, ya que tenemos cargas altas en la lavadora de ropa, horno microondas, hervidoras eléctricas, entre otros. Además, se recomienda que a partir de 3,000 W en una vivienda que desea aislarse de la red pública se debe usar este voltaje.

Se selecciona un panel solar monocristalino de 500 W_p ya que es más eficiente que un panel policristalino, además, el número de paneles debe ser flexible a arreglos en serie y paralelo, lo que nos permitirá controlar la tensión y corriente de salida del sistema fotovoltaico, a continuación, se presenta la ficha técnica del panel:

Tabla 3.1. Datos eléctricos de módulo solar monocristalino de 500 Wp

Datos Eléctricos STC		EM500-PH
Tipo de módulo	500M Half cell Mono PERC	
Máxima potencia (Wp)	500 Wp	
Corriente de potencia máxima (I _{mp})	13,04 A	
Voltaje de potencia máxima (V _{mp})	38,35 V	
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	13,93 A	
Voltaje de circuito abierto (V _{oc})	45,55 V	

Recuperado de AutoSolar Perú (2023) Panel fotovoltaico de 500 Wp

Tabla 3.2. Datos mecánicos de panel solar monocristalino de 500 Wp

Características mecánicas			
Cubierta frontal (material/espesor)	Vidrio templado / 3.2mm		
Peso del módulo	25,0 kg		
Dimensiones del módulo (L / W / H)	2.094 x 1.134 x 35mm		
Lámina de protección posterior	TPT en blanco		
Células (cantidad/material)	132 (6x11x2) / Silicio mono		
Marco (material/color)	Aluminio anodizado / Plata		
Grado protección caja de conexiones	≥ IP68		
Cables y conectores	4mm ² , long. 1.400mm		
Clasificación de calidad	Clase A		
Clase de protección eléctrica	Clase II		
Clase de seguridad contra incendios	Clase C		

Recuperado de AutoSolar Perú (2023) Panel fotovoltaico de 500 Wp

Por lo tanto, la carga en Ah producida por un panel en un día es (Censolar, 1991):

$$Q_p = I_{mp} * HSP$$

$$Q_p = 13.04 A * 4.98 h = 64.94 Ah$$

La carga energética necesaria al día:

$$Q_n = \frac{P_{min} * HSP}{V_{sis}}$$

Donde:

- V_{sis} : Tensión de diseño del SFV (48 V)

$$Q_n = \frac{3622 W * 4.98 h}{48 V} = 375.78 Ah/día$$

El número de paneles necesario se obtendrá de la división de ambos requerimientos, según la expresión (Censolar, 1991):

$$N_p = \frac{Q_n}{Q_p * R}$$

Donde:

- R : Coeficiente global de pérdidas

$$N_p = \frac{375.78 \text{ Ah}}{64.94 \text{ Ah} * 0.7339} = 7.88 \text{ paneles}$$

Este primer cálculo nos demuestra la necesidad de contar con 8 paneles fotovoltaicos de 500 W_p monocristalino.

3.3. Selección del regulador de carga

Se cuenta con 8 paneles fotovoltaicos para poder realizar un arreglo (disposición de los paneles) y determinar la tensión y corriente con la que trabajará el regulador o controlador de carga, sería menos beneficioso disponer todos los paneles en paralelo, ya que tendríamos que seleccionar un controlador de carga que soporte una corriente total elevada y una tensión bastante menor, por ende, se dispone de tres posibles arreglos: 2 paneles en serie y 4 en paralelo, 4 paneles en serie y 2 en paralelo y finalmente 8 paneles en serie. Para determinar la corriente de salida de los paneles y la tensión de salida de los paneles se tiene, considerando una intensidad de corriente mínima 10 % superior a la salida de los paneles fotovoltaicos (Censolar, 1991):

$$I_{reg} = I_{sc} * N_{pp} * 1.1$$

$$V_{reg} = V_{oc} * N_{ps}$$

Donde:

- I_{sc} : Corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico (13.93 A)
- V_{oc} : Tensión del circuito abierto del panel fotovoltaico (45.55 V)
- N_{ps} : Número de paneles dispuesto en serie
- N_{pp} : Número de paneles dispuesto en paralelo

Se tienen 3 posibles arreglos:

- 2 paneles en serie y 4 paneles en paralelo:

$$I_{reg} = 13.93 A * 4 * 1.1 = 61.29 A$$

$$V_{reg} = 45.55 V * 2 = 91.10 V$$

- 4 paneles en serie y 2 paneles en paralelo:

$$I_{reg} = 13.93 A * 2 * 1.1 = 30.65 A$$

$$V_{reg} = 45.55 V * 4 = 182.2 V$$

- 8 paneles en serie:

$$I_{reg} = 13.93 A * 1.1 = 15.32 A$$

$$V_{reg} = 45.55 V * 8 = 364.4 V$$

Para seleccionar el controlador se tomará en cuenta la tensión ofrecida por los paneles, en caso de días lluviosos o nublados el regulador de carga será capaz de convertir el resto de tensión en corriente y seguir abasteciendo el sistema fotovoltaico, asimismo, se tomará en cuenta el espacio disponible en el techo de la edificación. Se selecciona el controlador de carga MPPT SRNE SR MC4885N25 con una capacidad máxima de 250 V proveniente del arreglo fotovoltaico a 48 V de trabajo del sistema, 85 A de corriente de carga máxima que soporta 62.5 A de las baterías y trabaja con un valor máximo de potencia de 4400 W (cubriendo los 4000 W_p de los paneles fotovoltaicos) en una disposición de 4 paneles en serie y 2 paneles en paralelo ($I_{sc,total} = 30.65 A$, $V_{oc,total} = 182.20 V$), obteniéndose una tensión más

alta que la primera opción y menor que la última opción pero dentro del área permitida en la edificación. La Figura 3.1. muestra el arreglo fotovoltaico:

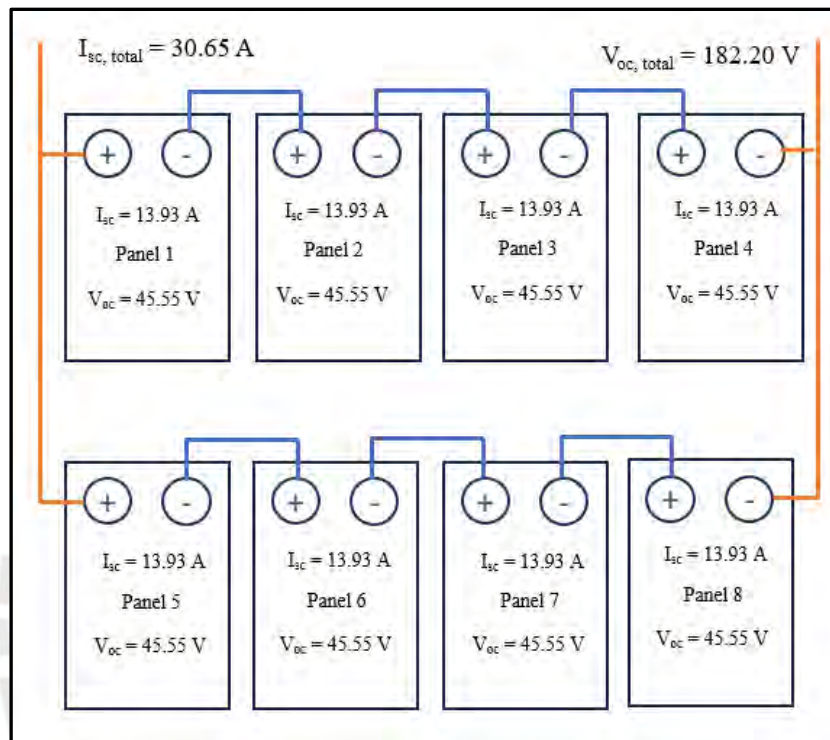


Figura 3.1. Arreglo del SFV con 4 paneles en serie y 2 paneles en paralelo

Tabla 3.3. Especificaciones eléctricas de controlador MPPT SRNE SR MC4885N25

Model	SR-MC4885N15	SR-MC48100N15	SR-MC4885N25	SR-MC48100N25
System voltage	12V/24/36/48V			
Static power consumption	0.54W			
Maximum input voltage of solar energy (25°C)	150V		250V	
Voltage Range at MPP (Maximum Power Point)	Battery voltage +2- 120V		Battery voltage +2- 180V	
Charging current	85A	100A	85A	100A
Solar panel power (12V battery)	1100W	1300W	1100W	1300W
Solar panel power (24V battery)	2200W	2600W	2200W	2600W
Solar panel power (48V battery)	4400W	5200W	4400W	5200W

Recuperado de AutoSolar Perú (2023) Reguladores de carga

3.4. Dimensionamiento de las baterías de almacenamiento

Se utilizarán baterías de litio, ya que tienen mayor profundidad de descarga (80% - 90%) y tienen mayor cantidad de ciclos, por lo que su cambio de vida útil se dará por sobre la década (depende del fabricante), además, es el más usado en las instalaciones fotovoltaicas. Para poder determinar el número de baterías totales se utilizará la siguiente expresión:


$$N_b = \frac{E_{h,total} * N}{Q_{bat} * V_{bat} * P_d}$$

Donde:

- N_b : Número total de baterías
- $E_{h,total}$: Consumo de energía eléctrica hipotética diaria total [kWh]
- N : Número de días de autonomía (1)
- P_d : Profundidad de descarga recomendada (80 %)
- V_{bat} : Tensión de las baterías (48 V)
- Q_{bat} : Capacidad de la batería escogida [Ah]

Para este diseño se seleccionará una batería de litio de 3.5 kWh (48 V y 74 Ah), una de las más usadas y comunes que existen en el mercado local.

Tabla 3.4. Especificaciones técnicas de batería de litio Pylontech US3000C de 3.5 kWh



Basic Parameters	US2000C	US3000C	Phantom-S
Nominal Voltage (V)	48	48	48
Nominal Capacity (Wh)	2400	3552	2400
Usable Capacity (Wh)	2280	3374.4	2200
Dimension (mm)	442*410*89	442*420*132	440*440*88.5
Weight (Kg)	24	32	24
Discharge Voltage (V)	44.5 ~ 53.5	44.5 ~ 53.5	44.5 ~ 53.5
Charge Voltage (V)	52.5 ~ 53.5	52.5 ~ 53.5	52.5 ~ 53.5

Recuperado de AutoSolar Perú (2023) Baterías de almacenamiento

Por ende, el número de baterías que estarán dispuestas en paralelo es:

$$N_b = \frac{12.96 \text{ kWh} * 1}{\frac{74 \text{ Ah} * 48 \text{ V}}{1000} * 80 \%} = 4.56 \cong 5$$

Se necesitarán 5 baterías en total (apiladas en paralelo, ya que cada batería trabaja a 48 V).

3.5. Selección del inversor DC/AC

Para la selección del inversor, se debe tener en cuenta que la potencia máxima calculada en los datos experimentales es de 3,622.05 W, por lo que se aplicará un factor de seguridad de 25 % para cubrir los picos que se puedan presentar en el arranque de equipos con mayor carga.

$$P_{inv} > P_{mín} * F.S.$$

$$P_{inv} > 3,622.05 \text{ W} * 1.25 = 4,527.56 \text{ W}$$

Se selecciona el inversor cargador Must de 5200 W, que realiza una conversión de 48 VDC/230 VA. A continuación, se presentan las especificaciones técnicas del inversor seleccionado:

Tabla 3.5. Especificaciones técnicas del inversor Must 5200 W

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS		
Salida del Inversor	Tensión nominal del sistema de la batería	48 VDC
	Potencia nominal	5200 VA / 5200W
	Pico de potencia máxima	10400 W
	Forma de onda	Onda senoidal pura
	Voltaje de CA (modo Batería)	230 VAC ± 5%
	Eficiencia del inversor	90%
	Tiempo de transferencia	10ms (UPS / VDE 4105) / 20ms (APL)
Entrada CA	Tensión	230 VAC ± 5%
	Rango de tensión ajustable	170~280 VAC (UPS) / 90~280 VAC (APL) / 184~253 VAC (VED4105)
	Rango de frecuencia	50 Hz / 60 Hz (detección automática)

Recuperado de AutoSolar Perú (2023) Inversores cargadores

El inversor seleccionado es también cargador, lo que asegura la recarga de las baterías con energía eléctrica proveniente de la red pública cuando hayan días en los que los paneles fotovoltaicos no puedan abastecer de energía a las baterías o en caso haya mucha demanda por parte de las cargas.

3.6. Dimensionamiento de los conductores eléctricos

Según *Energías Renovables* (Ortega, 1999) para poder determinar la sección adecuada del cableado en cada tramo es necesario limitar las pérdidas o caídas de tensión máximas (ΔU) que puede haber en un sistema fotovoltaico, el cual no debería sobrepasar valores límites, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\Delta U = \frac{2 * I_{cable} * \rho_{cu} * L_{cable}}{S_{cable} * U_{entrada}}$$

Donde:

- ΔU : Caída de tensión (%)
- I_{cable} : Corriente que pasa por el cable eléctrico [A]
- ρ_{cu} : Resistividad del cobre 0.0172 [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$]
- L_{cable} : Longitud del cable eléctrico [m]
- S_{cable} : Área o sección del cable escogido [mm^2]

De acuerdo con los espacios fijados para cada componente en la azotea, se deberá tener en consideración el Reglamento Técnico de la Dirección Regional de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas del Perú para viviendas que proyectan instalar sistemas fotovoltaicos, cuyas especificaciones delimitan las caídas de tensión máximas que puede tener un SFV en sus diferentes tramos, siendo éstas:

- Caída de tensión máxima del 3 % en la línea del generador o panel fotovoltaico.
- Caída de tensión máxima de 1 % en la línea de las baterías.
- Caída de tensión máxima del 5 % en la línea de la carga.

De acuerdo con la expresión de caída de tensión, se determinará la sección de cable mínima que se deba utilizar para cubrir la corriente máxima y evitar sobrepasar el valor máximo de caída de tensión de cada tramo. Estos valores se muestran en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Dimensión de cableado en mm² y AWG

AWG / MCM	SECCIÓN MÉTRICA CORRESPONDIENTE	SECCIÓN
	mm ²	mm ²
20 AWG	0,518	0,75
18 AWG	0,823	1
16 AWG	1,31	1,5
14 AWG	2,08	2,5
12 AWG	3,31	4
10 AWG	5,26	6
8 AWG	8,37	10
6 AWG	13,3	16
4 AWG	21,2	25
3 AWG	26,7	25*

Recuperado de National Electrical Code (2023) Sección de cableado

Asimismo, la Tabla 3.7 muestra la carga de corriente que puede soportar una determinada sección de cable AWG, de esta manera, se puede corroborar la corriente máxima que puede soportar el cable escogido.

Tabla 3.7. Intensidad de corriente (A) según la sección de cableado AWG

Sección del conductor	Capacidad de carga en A para una temperatura continua admisible en el conductor		
	60 °C (140 °F)	75 °C (167 °F)	90 °C (194 °F)
18	-	-	14*
16	-	-	18*
14	15*	20*	25*
12	20*	25*	30*
10	30*	35*	40*
8	40	50	55
6	55	65	75
4	70	85	95
3	85	100	115
2	95	115	130
1	110	130	145

Recuperado de National Electrical Code (2023) Capacidad de carga

3.6.1. Tramo 1: Paneles fotovoltaicos – regulador de carga

$$3 \% = \frac{2 * (2 * 13.04 A) * 0.0172 \Omega \cdot \frac{mm^2}{m} * 6 m}{S_{cable} * 48 V}$$

$$S_{cable} = 3.74 mm^2$$

Se escoge la sección de cable mayor consecutiva (6 mm² o 10 AWG), asimismo se verifica que esta sección de cable soporta una corriente hasta de 35 A a 75 °C de trabajo, por ende, se procede a escoger el siguiente calibre 8 AWG que soporta 50 A a 75 °C.

3.6.2. Tramo 2: Regulador de carga – banco de baterías

$$1 \% = \frac{2 * 80 A * 0.0172 \Omega \cdot \frac{mm^2}{m} * 2 m}{S_{cable} * 48 V}$$

$$S_{cable} = 11.47 \text{ mm}^2$$

Se escoge la sección de cable mayor consecutiva (16 mm² o 6 AWG), asimismo se verifica que esta sección de cable no soporta una corriente mayor a 50 A a 75° C de trabajo, por lo que se escoge una sección de cable de calibre 4 AWG o 25 mm², que soporta hasta 85 A de corriente.

3.6.3. Tramo 3: Regulador de carga – Inversor cargador

$$1 \% = \frac{2 * 80 \text{ A} * 0.0172 \Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} * 1.5 \text{ m}}{S_{cable} * 48 \text{ V}}$$

$$S_{cable} = 8.60 \text{ mm}^2$$

Se escoge la sección de cable mayor consecutiva (10 mm² o 8 AWG), asimismo se verifica que esta sección de cable no soporta una corriente mayor a 50 A a 75° C de trabajo, por lo que se escoge nuevamente una sección de cable de calibre 4 AWG o 25 mm², que soporta hasta 85 A de corriente.

3.6.4. Tramo 4: Inversor cargador – Tablero general

Para este tramo se debe tener en cuenta que la corriente es alterna, por lo que se utilizará la siguiente expresión:

$$\Delta U = \frac{2 * I_{cable} * \rho_{cu} * L_{cable} * \cos\varphi}{S_{cable} * U_{entrada}}$$

Donde:

- ΔU : Caída de tensión (%)
- I_{cable} : Corriente que pasa por el cable eléctrico [A]
- ρ_{cu} : Resistividad del cobre $0.0172 [\Omega \cdot mm^2/m]$
- L_{cable} : Longitud del cable eléctrico [m]
- $\cos \varphi$: Factor de potencia (0.9)
- S_{cable} : Área o sección del cable escogido [mm^2]

$$5 \% = \frac{2 * \frac{5200 W}{230 V} * 0.0172 \Omega \cdot \frac{mm^2}{m} * 25 m * 0.9}{S_{cable} * 230 V}$$

$$S_{cable} = 1.52 mm^2$$

Se escoge la sección de cable mayor consecutiva ($2.5 mm^2$ o 14 AWG), asimismo se verifica que esta sección de cable no soporta una corriente mayor a 20 A a $75^\circ C$ de trabajo, por lo que se escoge una sección de cable de calibre 12 AWG o $4 mm^2$, que soporta hasta 25 A de corriente.

3.7. Cálculo de elementos de protección

Para la instalación de un sistema fotovoltaico se deberá tener en cuenta elementos o dispositivos electrónicos de protección y de esta manera evitar cortocircuitos o fallas en los equipos principales.

3.7.1. Fusibles

Para calcular las características del fusible requerido utilizamos la tensión del fusible necesaria:

$$U_{fus} = V_{oc} * N_{ps}$$

$$U_{fus} = 45.55 V * 4 = 182.2 V$$

Corriente del fusible necesaria:

$$I_{fus} = I_{sc} * N_{pp} * 1.25$$

$$I_{fus} = 13.93 A * 2 * 1.25 = 34.83 A$$

Se selecciona un fusible de 63 A 22x58 mm. Asimismo, se selecciona el portafusibles DC 22x58 para el fusible cilíndrico seleccionado. Este portafusibles tiene propiedades ignífugas y auto extingüibles.

3.7.2. Protección magneto - térmica

Las propiedades de la protección magneto – térmica deben ser similares a los del fusible cilíndrico seleccionado ya que protegerá de manera conjunta al arreglo de paneles FV.

$$U_{mag} = 45.55 V * 4 = 182.2 V$$

$$I_{mag} = 13.93 A * 2 * 1.25 = 34.83 A$$

Por ende, se selecciona un interruptor magnetotérmico Legrand 2P de 63 A.

3.7.3. Protección de sobretensión

Para evitar sobretensiones en el SFV se utilizará un protector CPT de serie DIN 2C de 150 V.

Tabla 3.9. Especificaciones técnicas de un Sobretensiones CPT de 150 V

Modelo / Model Código / Code	DIN 150V-2C 77 840 925	DIN 48V-2C 77 840 920	DIN 24V-2C 77 840 915	DIN 12V-2C 77 840 910	DIN 6V-2C 77 840 905	DIN 485-2C 77 840 805
Número de hilos protegidos / Numbers of protected wires	1					
Tensión nominal / Nominal voltage U_n	150 V	48 V	24 V	12 V	6 V	12 V
Tensión máxima de servicio / Maximum service voltage U_c	180 V	56 V	27 V	16 V	7 V	16 V
Corriente nominal / Nominal current I_n	100mA					
Corriente máx. de descarga / Maximum current discharge $I_{max} (B/20)$	10kA					
Corriente nominal de descarga / Nominal current discharge $I_n (B/20)$	5kA					

Recuperado de CPT (2023) Protector contra sobretensiones

3.7.4. Seccionador de baterías

El elemento seccionador interrumpe la energía en el banco de baterías con el objetivo de realizar un mantenimiento programado, cambiar baterías nuevas o realizar alguna desconexión no programada. Por ende, se selecciona el interruptor seccionador de 2 posiciones para 48 VDC y 600 A.

Tabla 3.10. Características técnicas del elemento seccionador de 48 VDC y 600 A

Modelo	700.12.01.C321121	700.12.01.C281121	700.12.01.B281121	700.12.01.C301121
Posiciones	2 (ON-OFF)	4 (ON-OFF-ON-OFF)	4 (ON-OFF-ON-OFF)	4 (OFF-BAT1-AMBAS-BAT2)
Tipo	Bloqueable con candado	Interruptor fijo	Con llave retirable	Interruptor fijo
DC continua	600A	300A	300A	300A

Recuperado de AutoSolar (2023) Interruptor desconector de batería

3.7.5. Puesta a tierra

Según el Código Nacional de Electricidad, el cable de puesta a Tierra no debe ser menor a 10 mm² o 8 AWG, según la Tabla 3.7, puede descargar hasta 50 A. La corriente del grupo de paneles no supera este valor (41.79 A), por lo que se escoge dicho calibre con una varilla de cobre ya que es un sistema de baja tensión (48 V).

3.8. Inclinação y orientación de los paneles fotovoltaicos

Según el Reglamento Nacional de Edificaciones, dentro de las consideraciones que se deben tomar para la instalación de sistemas de energía solar es la inclinación, la cual debe ser

diseñada de tal modo que los rayos solares incidan sobre la superficie de manera casi perpendicular a los paneles, y ello se calcula con el valor de la latitud de la zona donde se realizará la instalación más 10 grados. A continuación, se presentan las coordenadas geográficas de la localidad:

- Latitud : - 13.1522°
- Longitud : - 74.2276
- Altitud : 2769 m.s.n.m.
- Zona horaria : - 5

Los datos fueron recopilados del software meteorológico *Meteonorm 8.0*.

Por lo tanto, la inclinación de los paneles solares deberá ser de 13.15° más 10°, un total de 23,15°, sin embargo, por razones de diseño se establece la inclinación a 23°.

La orientación de los paneles debe ser norte inclinados hacia el Ecuador, con el objetivo de captar la mayor cantidad de energía solar posible.

3.9. Estructura de soporte

Para poder realizar el diseño de la estructura que soportará los paneles fotovoltaicos se deberá tomar en cuenta el Reglamento Nacional de Edificaciones (RNE), cuyas dimensiones estarán delimitadas por el material, los perfiles estructurales y la soldadura que se utilizará para unir los elementos, complementándose con las normas NTE 0.20 y NTE 0.30. Asimismo, se realizará la simulación estática con el programa Autodesk Inventor para poder determinar la deflexión posible y los esfuerzos máximos en la estructura. El procedimiento y los resultados se encuentran en el Anexo 4.

3.10. Reducción de la huella de carbono en el SFV

Es importante calcular la reducción máxima posible de huella de carbono en la implementación del SFV, ya que también es determinante en la toma de decisiones para la realización futura del proyecto. Según el Ministerio de Energía y Minas en el artículo *Factores de Emisión Nacionales Asociados con el Consumo de Electricidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional*, las emisiones de huella de carbono CO₂ eq., que son la unidad de combinación entre las emisiones GEI que incluyen el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y el óxido nitroso (N₂O), que son producidas anualmente en la generación de electricidad se pueden observar en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6. Emisiones CO₂ eq. en el período 2010 – 2018

Año	FE (tCO ₂ eq/MWh)
2010	0.240
2011	0.230
2012	0.224
2013	0.209
2014	0.207
2015	0.203
2016	0.222
2017	0.184
2018	0.151

Recuperado de MINEM (2019) Factores de Emisión Nacionales Asociados con el Consumo de Electricidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

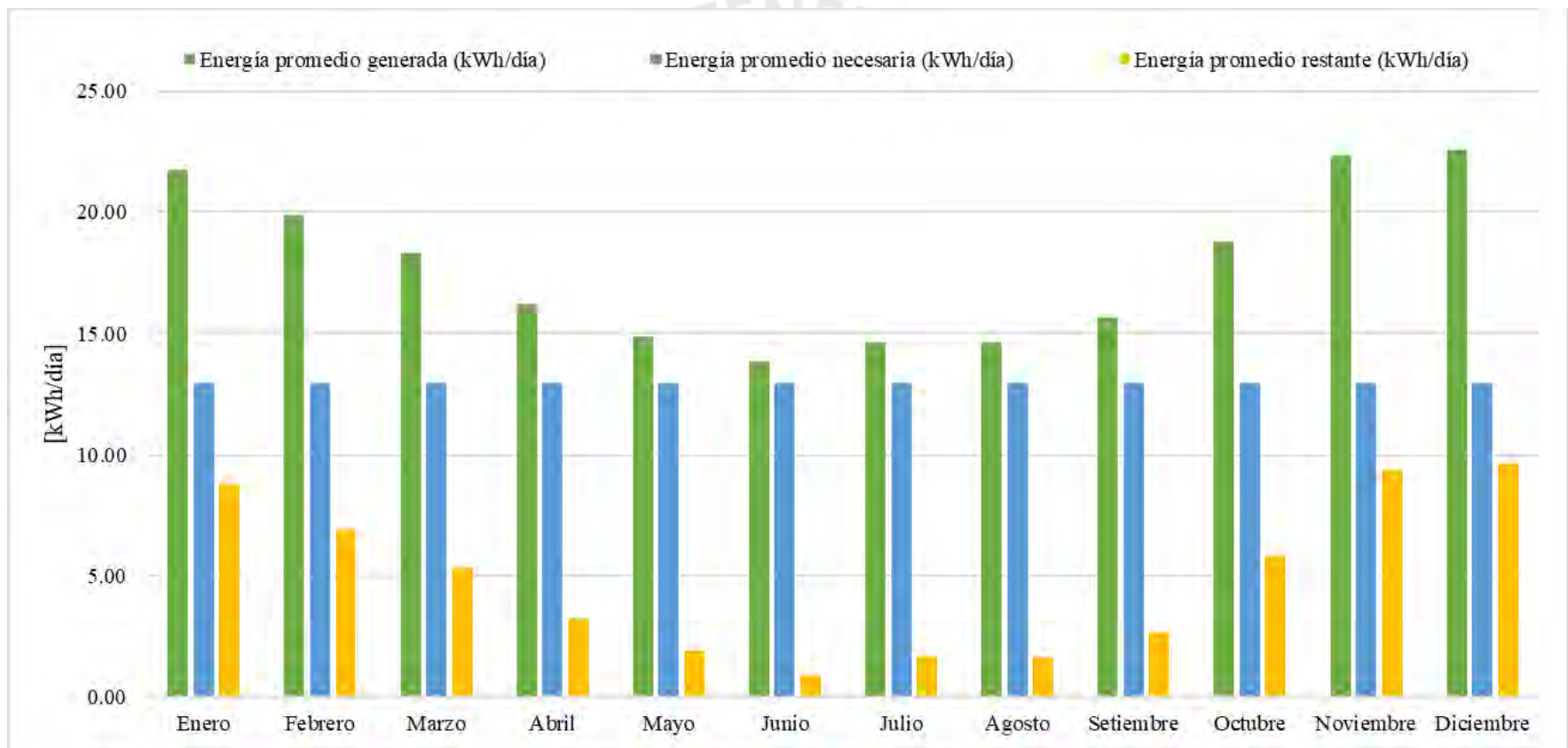
Para determinar la reducción de CO₂ eq. se utilizará el menor valor del periodo presentado en la Tabla 5.6, 0.151 t de CO₂ eq./MWh. Este valor se ratifica en la tesis *Cálculo del factor de emisión del sistema eléctrico interconectado nacional usando la metodología GHG PROTOCOL del año 2019 al 2021*, cuyos resultados fueron: 0.175 t de CO₂ eq./MWh en el año 2019, 0.158 t de CO₂ eq./MWh en el año 2020 y 0.174 t de CO₂ eq./MWh en el año 2021.

El sistema fotovoltaico propuesto genera 6491.06 kWh anualmente, por lo que la reducción de huella de carbono a lo largo de un año es 980.15 kg de CO₂ eq. y en los 24 años de vida útil proyectada del sistema es 23.52 t CO₂ eq.



3.11. Gráfica de comportamiento del sistema fotovoltaico

La siguiente gráfica muestra la energía suministrada por el SFV a lo largo del año comparada con la energía que la edificación requiere para cubrir sus necesidades eléctricas.



Gráfica 3.1. Balance de energía en el sistema fotovoltaico a lo largo del año

3.12. Diagrama del sistema fotovoltaico

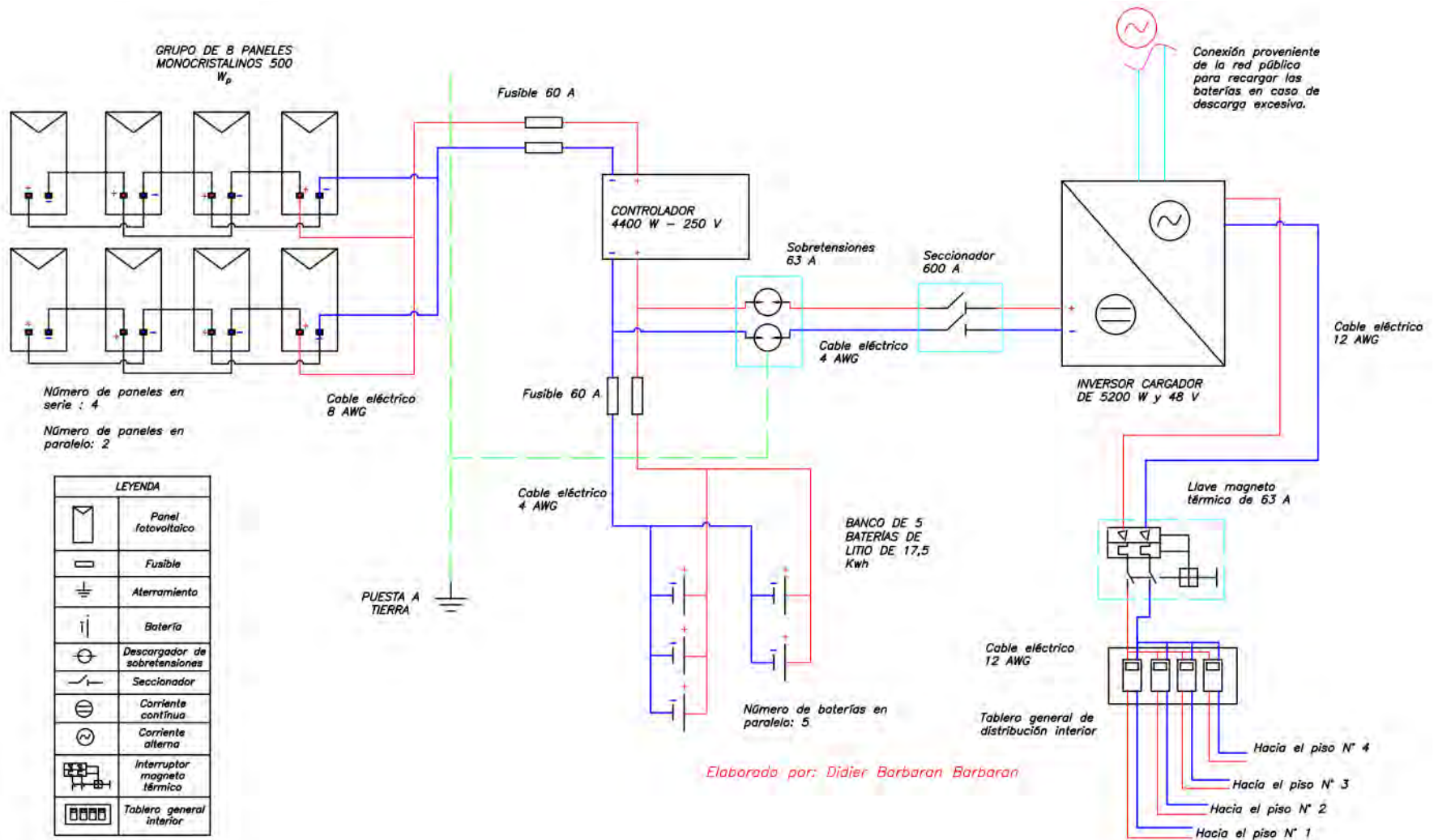


Figura 3.4. Esquema del sistema fotovoltaico

CAPÍTULO 4

DISEÑO DEL SISTEMA TÉRMICO SOLAR

4.1. Área de captación del colector

Es el área neta que se necesitará para captar la energía necesaria de abastecimiento, para ello, se utilizará la siguiente expresión (Duffie y Beckam, 2013):

$$A_c = \frac{E_{a,c}}{H_c * \eta_s}$$

Donde:

- A_c : Área de captación neta [m^2]
- $E_{a,c}$: Demanda energética de agua caliente [kJ]
- H_c : Irradiación solar promedio corregida [$kWh/m^2/día$]
- η_s : Eficiencia del sistema

La eficiencia del sistema dependerá diversos factores como los materiales que componen los tubos y está alrededor del 80 % en termas solares con Heat Pipe comerciales, se considerará este valor para realizar la estimación del área necesaria.

Una vez determinada la demanda energética de ACS, los valores de irradiación solar promedio corregida y el factor de corrección de tubos al vacío, se procede a determinar el área de captación necesaria en cada mes y consecuentemente, el mes más crítico según las necesidades de demanda energética térmica.

Tabla 4.1. Área de captación del colector térmico por mes

ÁREA DE CAPTACIÓN DEL COLECTOR TÉRMICO									
Mes	m _{a,c} (kg) diario	T _{H2O} (°C)	T _{a,c} (°C)	Porcentaje de uso	Nº días (n)	E _{ACS} *10 ⁻³ (kJ mensual)	H _c (kWh/m ² /día)	η _s	A _c (m ²)
Ene	258.61	13.4	90	75.0%	31	2409.94	7.41	0.75	3.88
Feb	258.61	13.2	90	75.0%	28	2182.40	6.77	0.75	4.27
Mar	258.61	13.3	90	75.0%	31	2413.09	6.24	0.75	4.62
Abr	258.61	12.7	90	65.0%	30	2039.71	5.52	0.75	4.56
May	258.61	11.7	90	65.0%	31	2134.97	5.07	0.75	5.03
Jun	258.61	10.5	90	55.0%	30	1775.03	4.72	0.75	4.64
Jul	258.61	10.2	90	55.0%	31	1841.12	4.99	0.75	4.40
Ago	258.61	11.5	90	55.0%	31	1811.13	4.98	0.75	4.35
Set	258.61	12.7	90	55.0%	30	1725.91	5.33	0.75	4.00
Oct	258.61	13.7	90	55.0%	31	1760.37	6.40	0.75	3.29
Nov	258.61	14.2	90	65.0%	30	2000.13	7.61	0.75	3.25
Dic	258.61	13.6	90	65.0%	31	2083.16	7.69	0.75	3.24

De la Tabla 4.1 podemos observar que el mes de mayo es aquel que presenta mayor necesidad de área de captación en todo el año (5.03 m²), por lo que, se considerará como el mes crítico y es el valor que se utilizará para poder determinar el dimensionamiento de otros componentes, a diferencia del mes de marzo, que necesita 4.62 m² (mes crítico con mayor demanda energética según la Tabla 2.12) o el mes de agosto, que necesita 4.35 m² (mes crítico con menor irradiación solar según la Tabla 2.2). Por ende:

$$A_c = 5.03 \text{ m}^2$$

Es el área que se necesita para abastecer a la demanda térmica de agua caliente de la edificación en el mes más crítico (mayo), por lo tanto, se define:

$$Q_{a,c} = \frac{E_{a,c}}{n}$$

Donde:

- $Q_{a,c}$: Demanda de calor necesaria para abastecer agua caliente [kJ/día]
- n : Número de días del mes crítico

$$Q_{a,c} = \frac{2,134.97 * 10^3 \text{ kJ}}{31 \text{ días}} = 68,870.00 \text{ kJ/día}$$

4.2. Número de tubos de calor (N_t)

Para poder determinar el número de tubos de calor es necesario determinar el área útil que cada tubería tiene, para ello se utilizará la siguiente expresión:

$$A_t = D_i * (L - L_i)$$

Donde:

- A_t : Área proyectada del tubo de calor [m^2]
- D_i : Diámetro interior del tubo de calor [m]
- L : Longitud del tubo de calor [m]
- L_i : Longitud de la tubería insertada en el tanque térmico [m]

Cabe recalcar que las dimensiones de los tubos de calor están estandarizadas en el mercado nacional:

$$D_i = 0.047 \text{ m}$$

$$L = 1.80 \text{ m}$$

$$L_i = 0.050 \text{ m}$$

Entonces el área útil de cada tubo es:

$$A_t = 0.047 \text{ m} * (1.80 \text{ m} - 0.050 \text{ m}) = 0.082 \text{ m}^2$$

El número de tubos de calor necesario está determinado por:

$$N_t = \frac{A_c * F_s}{A_t}$$

Donde:

- A_c : Área de captación neta [m^2]
- F_s : Factor de seguridad de dimensionamiento (10%)
- A_t : Área proyectada del tubo heat pipe [m^2]

$$N_t = \frac{5.03 \text{ m}^2 * 1.1}{0.082 \text{ m}^2} = 67.47 \cong 68 \text{ tubos}$$

Se determina la necesidad 68 tubos de calor de vidrio borosilicato.

4.3. Dimensionamiento del tanque térmico de almacenamiento

4.3.1. Calor entregado al sistema térmico

Una vez determinado el número de tuberías, se procede a determinar el calor incidente o el calor entregado al sistema térmico por la radiación solar utilizando la siguiente expresión (Duffie & Beckman, 2013):

$$Q_e = H_c * A_t * N_t * \eta_s$$

$$Q_e = \frac{5.07 \frac{kWh}{m^2}}{día} * 0.082 \text{ m}^2 * 68 * 0.80 = 22.62 \frac{kWh}{día} = 81,418.52 \frac{kJ}{día}$$

4.3.2. Pérdida de calor por radiación en los tubos Heat Pipe

El calor entregado al sistema tiene pérdidas debido a la radiación en los materiales que conforman los tubos de calor, por ende, se utiliza la siguiente expresión de transferencia de calor (Cengel & Ghajar, 2011):

$$Q_{p,tub} = \varepsilon_{tub} * \sigma * A_{t,s} * N_t * (T_{t,hp}^4 - T_a^4)$$

Donde:

- $Q_{p,tub}$: Pérdida de calor en los tubos de calor [kJ]
- $A_{t,s}$: Área de los tubos superficial [m²]
- σ : Constante de Stefan – Boltzmann $5.67 * 10^{-8}$ [W/m²K⁴]
- $T_{s,hp}$: Temperatura de la superficie del tubo de calor (15.7 °C = 288.7 K)
- T_a : Temperatura del medio ambiente (11.7 °C = 284.7 K)
- ε_{tub} : Emisividad de los tubos de calor (0.88)

Determinamos el área de la superficie radiante:

$$A_{t,s} = \pi * D_i * (L - L_i)$$

$$A_{t,s} = \pi * 0.047 \text{ m} * (1.80 \text{ m} - 0.050 \text{ m}) = 0.2584 \text{ m}^2$$

Considerando la temperatura exterior del tubo heat pipe oscila en un rango aproximado entre 4 °C - 5 °C, se aproxima a 4 °C por sobre la temperatura del ambiente (Anexo 12), la pérdida en los tubos de calor es:

$$Q_{p,tub} = 0.88 * 5.67 * 10^{-8} \frac{W}{m^2 K^4} * 0.2584 \text{ m}^2 * 68 * ((288.7 \text{ K})^4 - (284.7 \text{ K})^4)$$

$$Q_{p,tub} = 0.331 \text{ kW}$$

4.3.3. Volumen del tanque térmico

Teniendo en cuenta que la masa de agua caliente necesaria al día es 258.61 kg, se establece una masa de abastecimiento con un excedente del 20%, por lo que se obtiene un volumen de almacenamiento total de 0.3108 m³, es decir, por cada departamento se tiene 0.078 m³.

El material utilizado en la plancha de conformación del tanque de almacenamiento será acero inoxidable ASTM A240 de calidad 3.16 L, por ser un material soldable, resistente a la corrosión del agua a temperatura ambiente y a temperatura de agua caliente, se puede trabajar con baja presión ya que el sistema tendrá un tanque de almacenamiento superior donde la presión del agua disminuirá con respecto a la presión de la red.

4.3.4. Longitud y diámetro interno del tanque de almacenamiento

Al tener 68 tubos de calor en el sistema, se considerarán 4 termas solares de 17 tubos de calor cada una para cada departamento, la separación por diseño de los tubos al vacío de 30 mm y el diámetro exterior de los tubos es 58 mm, se tiene un largo del tanque térmico de:

$$L_t: 17 * 58 \text{ mm} + 18 * 30 \text{ mm} = 1.53 \text{ m}$$

Se considerará $L_t = 1.6 \text{ m}$ por diseño de una tema solar.

$$V_t = \frac{\pi * D_{i,t}^2 * L_t}{4}$$

Donde:

- V_t : Volumen del tanque térmico de almacenamiento [m³]
- $D_{i,t}$: Diámetro interior del tanque térmico [m]

$$0.078 \text{ m}^3 = \frac{\pi * D_{i,t}^2 * 1.6 \text{ m}}{4}$$

$$D_{i,t} = 0.249 \text{ m}$$

Se considerará un diámetro interior de 0.25 m.

4.3.5. Espesor del aislamiento en el tanque térmico

Para poder determinar el espesor del aislamiento en el tanque térmico se deben conocer las pérdidas por conducción, convección y radiación en el sistema del tanque.

Pérdidas de calor en el tanque térmico

Considerando el balance energético del sistema térmico se tiene:

$$Q_e = Q_{a,c} + Q_{p,tub} + Q_{p,tan}$$

Donde:

- Q_e : Calor entregado al sistema debido a la radiación solar
- $Q_{a,c}$: Calor que se necesita para abastecer ACS
- $Q_{p,tub}$: Calor de pérdidas en los tubos al vacío corregido
- $Q_{p,tan}$: Calor de pérdidas en el tanque térmico

Por lo que se tiene:

$$Q_{p,tan} = Q_e - Q_{a,c} - Q_{p,tub}$$

$$Q_{p,tan} = 81,418.52 \text{ kJ} - 68,870.00 \text{ kJ} - 0.331 \text{ kW} * 5.07 \text{ h} * \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 6,507.11 \text{ kJ}$$

Si consideramos las HSP promedio para el mes más crítico, se obtiene la transferencia de calor:

$$Q_{p,tan} = \frac{6,507.11 \text{ kJ}}{5.07 \text{ h} * \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}}} = 0.357 \text{ kW}$$

Es la transferencia de calor máxima que se puede tener en pérdidas del tanque para los 4 departamentos para asegurar que la necesidad de demanda de ACS sea abastecida en toda la edificación, siendo 0.0891 kW la pérdida máxima para una terma solar.

Los tanques térmicos comerciales suelen utilizar el poliuretano para aislar el sistema, de esta manera se aseguran de obtener la menor pérdida de calor.

4.3.5.1. Sistema de resistencias térmicas en el tanque

Las resistencias debido a la convección y conducción para el tanque térmico se representan en la Figura 4.2, de esta manera podemos definir un sistema para realizar los cálculos de transferencia de calor.

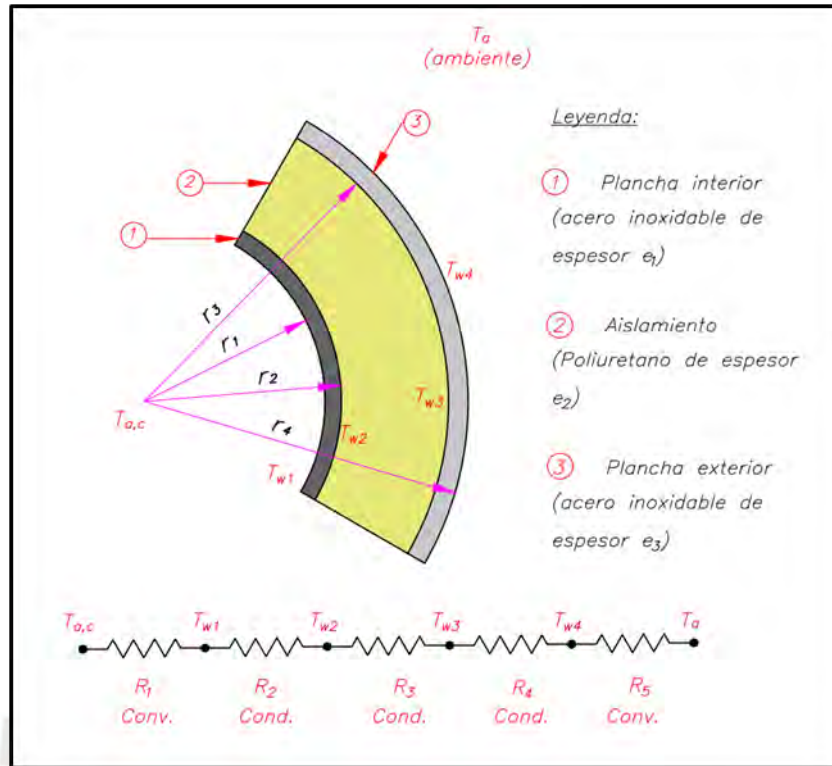


Figura 4.2. Resistencias térmicas en el tanque térmico

Se resolverá el espesor del aislante teniendo en cuenta las pérdidas máximas de calor que se puede tener en el tanque.

Se asumirá la temperatura de la superficie exterior del tanque denominada T_{w4} como una diferencia de $2\text{ }^\circ\text{C}$ con respecto a la temperatura del medio ambiente, usualmente varía entre $2 - 3\text{ }^\circ\text{C}$ (Anexo 12), depende de cada sistema.

4.3.5.1.1. Transferencia de calor debido a la convección

La transferencia de calor en el tanque debido a la convección:

$$Q_{t,conv} = Q_{p,tan} = \frac{(T_{w4} - T_a)}{R_5}$$

$$R_5 = \frac{1}{\alpha_{aire} * A_{e,t}}$$

Donde:

- $Q_{t,conv}$: Transferencia de calor debido a las pérdidas por convección en el tanque [W]
- α_{aire} : Coeficiente convectivo del aire en el medio ambiente [$W/m^2 \text{ } ^\circ C$]
- $A_{e,t}$: Área superficial exterior total del tanque [m^2]
- T_a : Temperatura del medio ambiente según la base de datos [$^\circ C$]

$$A_{e,t} = 2 * \pi * r_4 * L + 2 * \pi * r_4^2$$

4.3.5.1.2. Transferencia de calor debido a la conducción

Se considerará la transferencia de calor por conducción en el tanque para la superficie cilíndrica:

$$Q_{cond,cil} = \frac{T_{w1} - T_{w4}}{R_{2,cil} + R_{3,cil} + R_{4,cil}}$$

$$R_{2,cil} = \frac{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)}{2 * \pi * L * k_{ac}} \quad (\text{Superficie periférica})$$

$$R_{3,cil} = \frac{\ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right)}{2 * \pi * L * k_{ais}} \quad (\text{Superficie periférica})$$

$$R_{4,cil} = \frac{\ln\left(\frac{r_4}{r_3}\right)}{2 * \pi * L * k_{ac}} \quad (\text{Superficie periférica})$$

Transferencia de calor por conducción en las tapas laterales:

$$Q_{cond,tapa} = 2 * \frac{T_{w1} - T_{w4}}{R_{2,tapa} + R_{3,tapa} + R_{4,tapa}}$$

$$R_{2,tapa} = \frac{e_1}{2 * \pi * r_2^2 * k_{ac}} \quad (\text{Superficie de tapas laterales})$$

$$R_{3,tapa} = \frac{e_2}{2 * \pi * r_3^2 * k_{ais}} \quad (\text{Superficie de tapas laterales})$$

$$R_{4,tapa} = \frac{e_3}{2 * \pi * r_4^2 * k_{ac}} \quad (\text{Superficie de tapas laterales})$$

Transferencia de calor total por conducción en el tanque térmico:

$$Q_{t,cond} = Q_{cond,cul} + Q_{cond,tapa}$$

Finalmente, debido a la conservación de masa y energía se comparará la transferencia de calor de pérdidas por convección y conducción, que deben tener valores similares en el tanque del punto T_{w1} al T_a :

$$Q_{t,cond} = Q_{t,conv} < 89.1 \text{ W} : Q_{p,tan}$$

La transferencia máxima de calor que puede darse es de 89.1 W para abastecer el ACS, por lo que se buscará encontrar un valor más bajo y de esa manera considerar la diferencia como pérdida en las conexiones y tuberías.

Datos:

- T_a : Temperatura ambiente (11.7 °C)
- $T_{a,c}$: Temperatura interna de agua caliente del tanque (90 °C)
- α_{aire} : Coeficiente convectivo del aire a T_a (20 W/m² °C)
- L : Largo del tanque térmico (1.6 m)
- r_1 : Radio interior del tanque térmico (0.125 m)
- e_1 : Espesor de plancha de acero inoxidable interior (3 mm)
- e_3 : Espesor de plancha de acero inoxidable (3 mm)
- k_{ac} : Coeficiente de conductividad del acero inoxidable (15 W/m °C)
- k_{ais} : Coeficiente de conductividad del aislante poliuretano (0.036 W/m °C)

4.3.6. Iteración para la determinación del espesor de aislante

Se procede a iterar el valor del espesor del aislante térmico e_2 , considerando que el espesor del aislante en las tapas es en promedio la mitad del espesor del aislante en la superficie cilíndrica por razones constructivas.

Se usó el software Engineering Equation Solver (EES), obteniéndose la siguiente tabla de resultados:

Tabla 4.2. Dimensionamiento de espesor mínimo de aislamiento

Nº Iteración	e_2 ($e_{ais,cil}$) [m]	e_2 ($e_{ais,tapa}$) [m]	$Q_{cond,cil}$ [W]	$Q_{cond,tapa}$ [W]	$Q_{t,cond}$ [W]	$Q_{t,conv}$ [W]	ΔQ [W]
Iteración 1	0.07000	0.03500	62.6	19.70	82.3	77.3	5.02
Iteración 2	0.07053	0.03526	62.2	19.66	81.9	77.5	4.38
Iteración 3	0.07105	0.03553	61.9	19.62	81.5	77.7	3.75
Iteración 4	0.07158	0.03579	61.5	19.57	81.1	78.0	3.12
Iteración 5	0.07211	0.03605	61.1	19.53	80.7	78.2	2.50
Iteración 6	0.07263	0.03632	60.8	19.49	80.3	78.4	1.89
Iteración 7	0.07316	0.03658	60.4	19.45	79.9	78.6	1.28
Iteración 8	0.07368	0.03684	60.1	19.41	79.5	78.8	0.68
Iteración 9	0.07421	0.03711	59.7	19.37	79.1	79.0	0.09
Iteración 10	0.07474	0.03737	59.4	19.34	78.7	79.3	-0.50
Iteración 11	0.07526	0.03763	59.1	19.30	78.4	79.5	-1.09
Iteración 12	0.07579	0.03789	58.7	19.26	78.0	79.7	-1.67
Iteración 13	0.07632	0.03816	58.4	19.23	77.7	79.9	-2.24
Iteración 14	0.07684	0.03842	58.1	19.19	77.3	80.1	-2.81
Iteración 15	0.07737	0.03868	57.8	19.16	76.9	80.3	-3.38
Iteración 16	0.07789	0.03895	57.5	19.13	76.6	80.5	-3.94
Iteración 17	0.07842	0.03921	57.2	19.09	76.3	80.8	-4.49
Iteración 18	0.07895	0.03947	56.9	19.06	75.9	81.0	-5.04
Iteración 19	0.07947	0.03974	56.6	19.03	75.6	81.2	-5.59
Iteración 20	0.08000	0.04000	56.3	19.00	75.3	81.4	-6.13

Como se puede observar en la Tabla 4.2, el espesor de aislamiento mínimo en la superficie periférica cilíndrica del tanque 0.07421 m (74.21 mm) y en las tapas laterales 0.03711 m (37,11 mm). Por ende, se tomará:

$$Q_{p,tanque} = 79.1 W < 89.1 W \text{ (Sí cumple)}$$

$$e_2 = e_{ais,cil} = 80 \text{ mm}$$

$$e_2' = e_{ais,tapa} = 40 \text{ mm}$$

4.4. Estructura de soporte

La estructura de soporte para la terma solar utilizará las condiciones establecidas en el Reglamento Nacional de Edificaciones (RNE), cuyas dimensiones estarán delimitadas por el material, los perfiles estructurales y la soldadura que se utilizará para unir los elementos, complementándose con las normas NTE 0.20 y NTE 0.30. El procedimiento y los resultados de la simulación estática en Autodesk Inventor se presentarán en el Anexo 6.

4.5. Inclinación y orientación del sistema térmico solar

Según el Reglamento Nacional de Edificaciones, dentro de las consideraciones que se deben tomar para la instalación de sistemas de energía solar es la inclinación, la cual debe ser diseñada de tal modo que los rayos solares incidan sobre la superficie de manera casi perpendicular a la zona de incidencia, en este caso los tubos al vacío, y ello se calcula con el valor de la latitud de la zona donde se realizará la instalación más 10 grados. A continuación, se presentan las coordenadas geográficas de la localidad:

- Latitud : -13.1522°
- Longitud : -74.2276
- Altitud : 2769 m.s.n.m.
- Zona horaria : -5

Los datos fueron recopilados del software meteorológico *Meteonorm 8.0*.

Por lo tanto, la inclinación de los tubos al vacío deberá ser de 13.15° más 10°, un total de 23,15°, sin embargo, por razones de diseño se establece la inclinación a 23°.

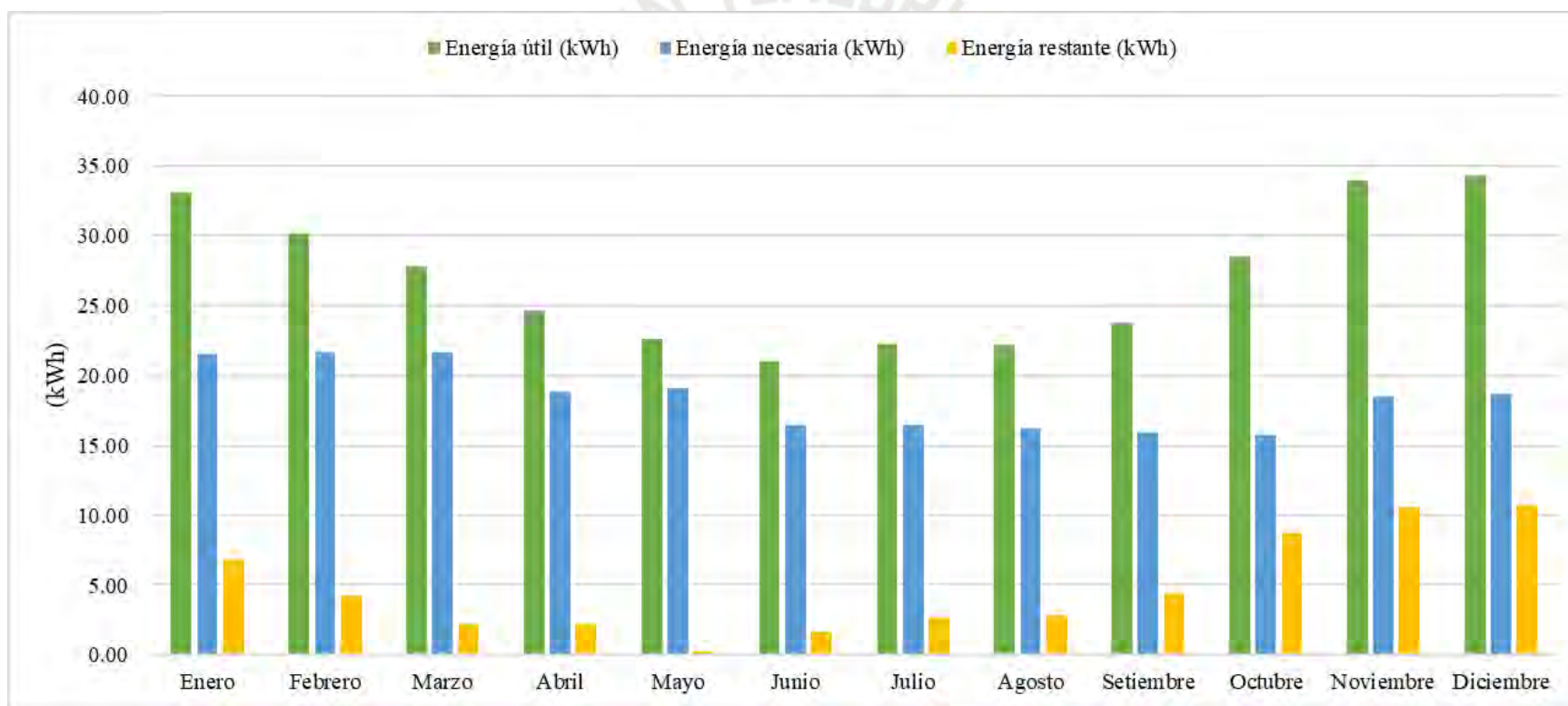
4.6. Reducción de huella de carbono en el sistema termo solar

La reducción de la huella de carbono en el sistema termo solar se debe considerar al ser un valor agregado al momento de tomar la decisión de implementar el sistema. Se utilizará de manera similar al caso del sistema fotovoltaico los valores GEI según el MINEM (Tabla 5.6). Este valor se ratifica en la tesis *Cálculo del factor de emisión del sistema eléctrico interconectado nacional usando la metodología GHG PROTOCOL del año 2019 al 2021*, cuyos resultados fueron: 0.175 t de CO₂ eq./MWh en el año 2019, 0.158 t de CO₂ eq./MWh en el año 2020 y 0.174 t de CO₂ eq./MWh en el año 2021. Se utilizará el menor valor del periodo presentado, que equivale a 0.151 t CO₂ eq. / MWh.

El sistema termosolar genera 9,863.45 kWh de energía térmica anualmente, por lo que la reducción de huella de carbono a lo largo de un año es 1.49 t CO₂ eq. y en los 20 años de vida útil proyectada del sistema es 29.79 t CO₂ eq.

4.7. Gráfica de comportamiento del sistema termo solar

El gráfico representa la energía útil (kWh/día), que fue hallada al restar las pérdidas a la energía suministrada al sistema termo solar dependiendo de las HSP promedio, también se presenta la energía necesaria para abastecer de ACS a la edificación y el balance de energía total (kWh).



Gráfica 4.1. Balance de energía en el sistema termo solar a lo largo del año

4.8. Diagrama de instalación sanitaria del sistema térmico solar para ACS

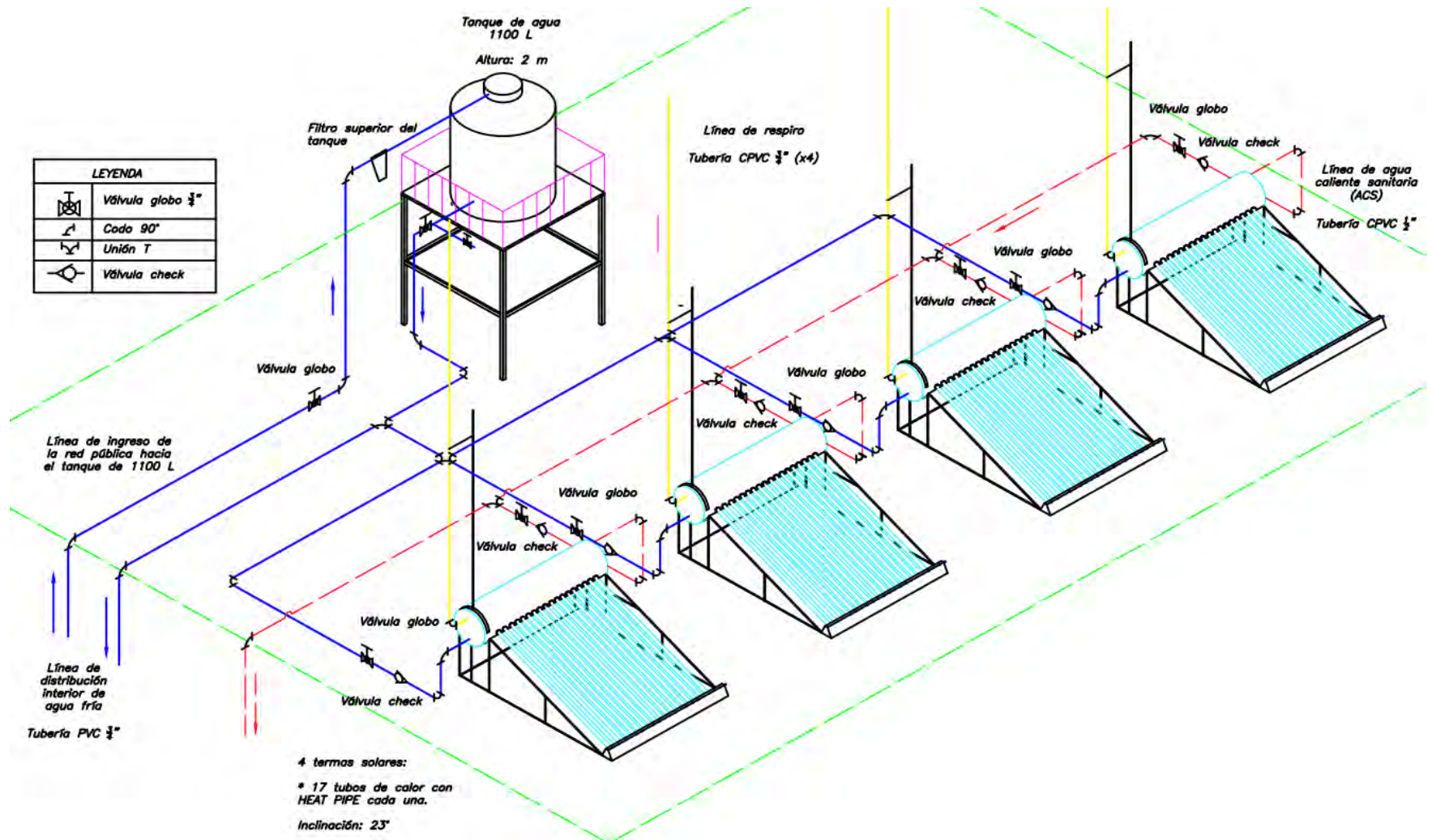


Figura 4.5. Diagrama de instalación de la terma solar

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONOMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA

En este capítulo se realizará el cálculo de los costos que requiere la implementación del sistema fotovoltaico y el sistema termo solar, teniendo en cuenta el tipo de cambio del día 21/09/2023 (1 EUR = 3.95 PEN).

5.1. Sistema fotovoltaico

5.1.1. Cálculo de costos del sistema fotovoltaico

5.1.1.1. Componentes principales

Tabla 5.1. Costo neto de los componentes principales del SFV.

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo total
1	Panel fotovoltaico 500 W _p	UN	8	S/ 506.63	S/ 4,053.02
2	Regulador de carga SR MC4885N25 4400 W	UN	1	S/ 1,297.22	S/ 1,297.22
3	Batería de litio 3.5 kWh / 48 V	UN	5	S/ 3,938.00	S/ 19,690.00
4	Inversor cargador 5200 W	UN	1	S/ 3,270.10	S/ 3,270.10
5	Instalación	UN	1	S/ 2,000.00	S/ 2,000.00
				Subtotal	S/ 30,310.34

5.1.1.2. Estructura del sistema

Tabla 5.2. Costo neto de las estructuras del SFV.

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo total
1	Perfil tubular cuadrado 40 x 40 x 2 mm	m	4	S/ 66.90	S/ 267.60
2	Perfil tubular cuadrado 25 x 25 x 2.5 mm	m	2	S/ 49.00	S/ 98.00
3	Plancha de base 200 x 200 x 1.5 mm	m ²	0.24	S/ 95.50	S/ 22.92
4	Pernos de anclaje 5/8" x 4"	UN	24	S/ 3.00	S/ 72.00
5	Fabricación	UN	1	S/ 160.00	S/ 160.00
6	Estructura de fijación de paneles	UN	1	S/ 363.24	S/ 363.24
				Subtotal	S/ 983.76

5.1.1.3. Conductores eléctricos y elementos de protección

Tabla 5.3. Costo neto de los componentes eléctricos del SFV.

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo total
1	Cable 8 AWG	m	15	S/ 2.23	S/ 33.45
2	Cable 4 AWG	m	4	S/ 15.50	S/ 62.00
3	Cable 12 AWG	m	50	S/ 2.05	S/ 102.50
4	Portafusibles 63 A	UN	2	S/ 43.49	S/ 86.98
5	Fusible 63 A 22 x 58	UN	2	S/ 5.97	S/ 11.94
6	Protección magnetotérmica 63 A	UN	1	S/ 78.00	S/ 78.00
7	Seccionador de baterías 100 A	UN	1	S/ 98.28	S/ 98.28
8	Protector de sobretensiones 63 A	UN	1	S/ 149.00	S/ 149.00
9	Caja de protección ICP	UN	1	S/ 24.30	S/ 24.30
10	Repartidor de conexiones en paralelo 100 A	UN	1	S/ 107.05	S/ 107.05
11	Cable puesta a tierra	UN	1	S/ 121.54	S/ 121.54
12	Varilla de cobre 5/8"	UN	1	S/ 379.00	S/ 379.00
Subtotal					S/ 1,254.04

La suma de los subtotales nos indica la inversión inicial para la implementación del sistema (S/ 32,548.14) y se procede a determinar el flujo de caja de acuerdo con la producción de energía eléctrica del SFV según la Gráfica 3.1 (6491.02 kWh anual).

5.1.2. Flujo de caja y LCoE

A continuación, se muestra la tabla de flujo de caja, considerando que el precio de la electricidad en Ayacucho pertenece a una opción tarifaria BT5B Residencial, cuyo costo es S/ 0.9242 x kWh (Anexo 10), sin embargo, este costo no contempla el interés compensatorio, alumbrado público, mantenimiento, impuesto general a la venta ni aporte Ley Nro. 28749, que sí es agregado para el cobro mensual de los usuarios, con todo lo mencionado anteriormente el costo neto de la electricidad es S/ 1.2323 x kWh (Anexo 10). Se requiere un cambio de las baterías de litio a los 12 años y de la electrónica una vez en los 24 años de proyección de vida útil, el mantenimiento anual asciende a 4% de la inversión inicial y se

considerará la reducción de generación fotovoltaica en un 1.5% anual. Se presenta el flujo de caja en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4. Flujo de caja anual de la inversión para el SFV.

ANÁLISIS ECONOMICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO							
	ENERGÍA	INGRESOS	COSTOS / EGRESOS				BALANCE
Año	Generación eléctrica con reducción de 1.5% anual [kWh]	Ingresos hipotéticos	Inversión inicial	Mantenimiento anual (4% de inversión inicial)	Cambio de las baterías (en el año 12)	Cambio de la electrónica (una vez en todo el proyecto)	Flujo de caja anual
0			-S/ 32,548.14				
1	6491.02	S/ 7,998.88		-S/ 1,301.93			S/ 6,696.96
2	6393.65	S/ 7,878.90		-S/ 1,301.93			S/ 6,576.98
3	6297.75	S/ 7,760.72		-S/ 1,301.93			S/ 6,458.79
4	6203.28	S/ 7,644.31		-S/ 1,301.93			S/ 6,342.38
5	6110.23	S/ 7,529.64		-S/ 1,301.93			S/ 6,227.72
6	6018.58	S/ 7,416.70		-S/ 1,301.93			S/ 6,114.77
7	5928.30	S/ 7,305.45		-S/ 1,301.93			S/ 6,003.52
8	5839.38	S/ 7,195.87		-S/ 1,301.93			S/ 5,893.94
9	5751.79	S/ 7,087.93		-S/ 1,301.93			S/ 5,786.00
10	5665.51	S/ 6,981.61		-S/ 1,301.93			S/ 5,679.68
11	5580.53	S/ 6,876.88		-S/ 1,301.93			S/ 5,574.96
12	5496.82	S/ 6,773.73		-S/ 1,301.93	-S/ 19,690.00	-S/ 6,567.32	-S/ 20,785.51
13	6491.02	S/ 7,998.88		-S/ 1,301.93			S/ 6,696.96
14	6393.65	S/ 7,878.90		-S/ 1,301.93			S/ 6,576.98
15	6297.75	S/ 7,760.72		-S/ 1,301.93			S/ 6,458.79
16	6203.28	S/ 7,644.31		-S/ 1,301.93			S/ 6,342.38
17	6110.23	S/ 7,529.64		-S/ 1,301.93			S/ 6,227.72
18	6018.58	S/ 7,416.70		-S/ 1,301.93			S/ 6,114.77
19	5928.30	S/ 7,305.45		-S/ 1,301.93			S/ 6,003.52
20	5839.38	S/ 7,195.87		-S/ 1,301.93			S/ 5,893.94
21	5751.79	S/ 7,087.93		-S/ 1,301.93			S/ 5,786.00
22	5665.51	S/ 6,981.61		-S/ 1,301.93			S/ 5,679.68
23	5580.53	S/ 6,876.88		-S/ 1,301.93			S/ 5,574.96
24	5496.82	S/ 6,773.73		-S/ 1,301.93			S/ 5,471.81
SUBTOTAL		S/ 176,901.22	-S/ 32,548.14	-S/ 31,246.21	-S/ 19,690.00	-S/ 6,567.32	S/ 119,397.68

Se determinará el LCoE (Levelized Cost of Energy) o Costo Estandarizado de Energía, que es el costo promedio total por unidad de energía (kWh) en la vida útil proyectada del sistema fotovoltaico. Se deben considerar los costos totales que incluyen la inversión inicial, el mantenimiento anual acumulado, el cambio de baterías y el cambio de componentes electrónicos, asimismo se deberá considerar el acumulado de generación eléctrica en los 24

años proyectados. Nos permitirá analizar y comparar los valores ofrecidos por la empresa de la red pública y el costo de adquisición en un SFV.

$$LCoE = \frac{Inversión\ inicial + \sum\ Mantenimiento + \sum\ Cambio\ de\ componentes}{\sum\ Generación\ eléctrica\ anual}$$

$$LCoE = \frac{S/32,548.14 + S/31,246.21 + S/26,257.32}{143,553.69\ kWh} = S/ 0.6273 /kWh$$

Se puede observar que el precio por generar energía eléctrica en un sistema fotovoltaico (S/0.6273 x kWh) es más económico y competitivo que adquiriéndolo directamente de la red pública (S/1.2323 x kWh), por lo que se justifica la inversión en el proyecto con el costo LCoE.

5.1.3. Viabilidad económica del proyecto

Se utilizarán los indicadores de VAN (Valor actual neto) y TIR (Tasa interna de retorno) para analizar la sostenibilidad a lo largo de los 24 años proyectados para el SFV y considerando una tasa de descuento anual del 5%, utilizando las expresiones:

$$VAN = \sum Valor\ presente\ de\ flujo\ de\ caja - Inversión\ inicial$$

$$\sum_{n=1}^N \frac{Flujo\ de\ caja\ anual}{(1 + TIR)^n} = Inversión\ inicial$$

Tabla 5.5. Valor presente de flujo de caja anual.

Año	Inversión inicial	Flujo de caja anual	Valor presente de flujo de caja anual (tasa de descuento 5%)
0	-S/ 32,548.14		
1		S/ 6,696.96	S/ 6,378.06
2		S/ 6,576.98	S/ 5,965.51
3		S/ 6,458.79	S/ 5,579.35
4		S/ 6,342.38	S/ 5,217.89
5		S/ 6,227.72	S/ 4,879.58
6		S/ 6,114.77	S/ 4,562.94
7		S/ 6,003.52	S/ 4,266.59
8		S/ 5,893.94	S/ 3,989.25
9		S/ 5,786.00	S/ 3,729.71
10		S/ 5,679.68	S/ 3,486.83
11		S/ 5,574.96	S/ 3,259.56
12		-S/ 20,785.51	-S/ 11,574.15
13		S/ 6,696.96	S/ 3,551.54
14		S/ 6,576.98	S/ 3,321.82
15		S/ 6,458.79	S/ 3,106.79
16		S/ 6,342.38	S/ 2,905.52
17		S/ 6,227.72	S/ 2,717.13
18		S/ 6,114.77	S/ 2,540.81
19		S/ 6,003.52	S/ 2,375.80
20		S/ 5,893.94	S/ 2,221.36
21		S/ 5,786.00	S/ 2,076.84
22		S/ 5,679.68	S/ 1,941.60
23		S/ 5,574.96	S/ 1,815.05
24		S/ 5,471.81	S/ 1,696.63
SUBTOTAL	-S/ 32,548.14	S/ 119,397.68	S/ 70,012.00

El Valor Actual Neto (VAN) se calculará:

$$VAN = S/70,012.00 - S/32,548.14 = S/37,463.86$$

Es mayor a cero, lo que indica que habrá utilidades en un periodo de tiempo determinado y que la inversión es rentable para este proyecto.

La Tasa Interna de Retorno (TIR), se calculará utilizando la herramienta Microsoft Excel, es la tasa que genera la sumatoria de flujos de caja igual a la inversión inicial:

$$\sum_{n=1}^{24} \frac{\text{Flujo de caja anual}}{(1 + TIR)^n} = S/32,548.14$$

$$TIR = 16.65\%$$

El resultado es mayor que la tasa de descuento, lo que nos indica que el proyecto es más rentable que el costo de oportunidad mínima (5%).

5.2. Sistema térmico solar

5.2.1. Cálculo de costos netos del sistema termo solar

5.2.1.1. Componentes principales

Tabla 5.7. Costos netos de los componentes principales en el sistema termo solar

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo total
1	Tubos de calor con heat pipe	UN	68	S/ 67.00	S/ 4,556.00
2	Plancha de acero 3 mm (tanque interno)	m ²	6.79	S/ 95.50	S/ 648.45
3	Plancha de acero 3 mm (tanque externo)	m ²	8.79	S/ 95.50	S/ 839.45
4	Poliuretano	L	15	S/ 58.53	S/ 877.95
5	Ánodo de magnesio (antisarro) de 30 cm	UN	4	S/ 110.00	S/ 440.00
6	O-ring de ajuste (tubos al vacío)	UN	72	S/ 10.00	S/ 720.00
7	Resistencia eléctrica de respaldo 3 kW	UN	4	S/ 240.00	S/ 960.00
8	Fabricación de los tanques térmicos	UN	1	S/ 1,000.00	S/ 1,000.00
9	Instalación	UN	1	S/ 1,000.00	S/ 1,000.00
Subtotal					S/ 11,041.84

5.2.1.2. Estructura

Tabla 5.8. Costos netos de la estructura en el sistema termo solar

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo total
1	Perfil tubular rectangular 40 x 60 x 2 mm	m	14	S/ 95.00	S/ 1,330.00
3	Plancha de base 200 x 200 x 1.5 mm	m ²	1.92	S/ 95.50	S/ 183.36
4	Pernos de anclaje 5/8" x 4"	UN	96	S/ 3.00	S/ 288.00
5	Soldadura 6011 1/8"	kg	6	S/ 16.00	S/ 96.00
6	Fabricación	UN	1	S/ 1,200.00	S/ 1,200.00
				Subtotal	S/ 3,175.36

5.2.1.3. Accesorios y tuberías

Tabla 5.9. Costos netos de los accesorios en el sistema termo solar

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo total
1	Tubería PVC 3/4"	m	18	S/ 2.86	S/ 51.48
2	Tubería CPVC 1/2"	m	20	S/ 5.98	S/ 119.60
3	Tubería CPVC 3/4"	m	16	S/ 9.98	S/ 159.68
4	Tee de PVC 3/4"	UN	4	S/ 4.70	S/ 18.80
5	Codo de PVC 3/4"	UN	12	S/ 3.70	S/ 44.40
6	Válvula bola PVC 3/4"	UN	4	S/ 11.90	S/ 47.60
7	Válvula bola CPVC 1/2"	UN	4	S/ 21.90	S/ 87.60
8	Válvula check bronce 1/2"	UN	8	S/ 69.00	S/ 552.00
9	Codo de CPVC 1/2"	UN	16	S/ 1.90	S/ 30.40
10	Codo de CPVC 3/4"	UN	4	S/ 3.80	S/ 15.20
11	Niple CPVC 1/2"	UN	16	S/ 1.70	S/ 27.20
12	Niple PVC 3/4"	UN	8	S/ 3.50	S/ 28.00
13	Pegamento CPVC	UN	4	S/ 28.50	S/ 114.00
13	Pegamento PVC	UN	4	S/ 30.90	S/ 123.60
				Subtotal	S/ 1,419.56

La suma de subtotales nos resulta S/ 15,636.76, inversión inicial de la implementación del sistema térmico solar. Se determinará el flujo de caja, que deberá incluir los hipotéticos ingreso al generar energía térmica, los costos de inversión inicial, el costo del mantenimiento anual (asumido a 10% de la inversión inicial) en el cual se debe verificar el estado de las empaquetaduras (o-ring) de los tubos Heat Pipe, realizar una limpieza interna cada 3 meses

y verificar la calidad de los materiales, también se incluye el costo de cambio de tuberías Heat Pipe y termotanques nuevos.

5.2.2. Flujo de caja y LCoE

Se muestra la Tabla 5.10 de flujo de caja proyectado en una vida útil de 20 años y considerando una generación de energía térmica con reducción del 2% anualmente:

Tabla 5.10. Flujo de caja del sistema térmico solar

ANÁLISIS ECONOMICO DEL SISTEMA TÉRMICO SOLAR						
	GENERACIÓN	INGRESOS	COSTOS / EGRESOS			BALANCE
Año	Generación de energía térmica con reducción de 2% anual [kWh]	Ingresos hipotéticos	Inversión inicial	Mantenimiento anual (10% de inversión inicial)	Cambio de los componentes (tubos heat pipe, tanques)	Flujo de caja anual
0			-S/ 15,636.76			
1	9863.5	S/ 12,154.73		-S/ 1,563.68		S/ 10,591.05
2	9666.2	S/ 11,911.63		-S/ 1,563.68		S/ 10,347.96
3	9472.9	S/ 11,673.40		-S/ 1,563.68		S/ 10,109.73
4	9283.4	S/ 11,439.93		-S/ 1,563.68		S/ 9,876.26
5	9097.7	S/ 11,211.14		-S/ 1,563.68		S/ 9,647.46
6	8915.8	S/ 10,986.91		-S/ 1,563.68		S/ 9,423.24
7	8737.5	S/ 10,767.17		-S/ 1,563.68		S/ 9,203.50
8	8562.7	S/ 10,551.83		-S/ 1,563.68		S/ 8,988.15
9	8391.5	S/ 10,340.79		-S/ 1,563.68		S/ 8,777.12
10	8223.6	S/ 10,133.98		-S/ 1,563.68	-S/ 10,841.44	-S/ 2,271.14
11	9863.5	S/ 12,154.79		-S/ 1,563.68		S/ 10,591.12
12	9666.2	S/ 11,911.70		-S/ 1,563.68		S/ 10,348.02
13	9472.9	S/ 11,673.46		-S/ 1,563.68		S/ 10,109.79
14	9283.4	S/ 11,439.99		-S/ 1,563.68		S/ 9,876.32
15	9097.8	S/ 11,211.19		-S/ 1,563.68		S/ 9,647.52
16	8915.8	S/ 10,986.97		-S/ 1,563.68		S/ 9,423.29
17	8737.5	S/ 10,767.23		-S/ 1,563.68		S/ 9,203.55
18	8562.8	S/ 10,551.88		-S/ 1,563.68		S/ 8,988.21
19	8391.5	S/ 10,340.85		-S/ 1,563.68		S/ 8,777.17
20	8223.7	S/ 10,134.03		-S/ 1,563.68		S/ 8,570.35
SUBTOTALES		S/ 222,343.62	-S/ 15,636.76	-S/ 31,273.52	-S/ 10,841.44	S/ 180,228.66

Se considera que el precio de la electricidad en Ayacucho pertenece a una opción tarifaria BT5B Residencial, cuyo costo es S/ 0.9242 x kWh (Anexo 10), sin embargo, este costo no contempla el interés compensatorio, alumbrado público, mantenimiento, impuesto general a la venta ni aporte Ley Nro. 28749, que sí es agregado para el cobro mensual de los usuarios, con todo lo mencionado anteriormente el costo neto de la electricidad es S/ 1.2323 x kWh (Anexo 10). Asimismo se determinará el Costo Estandarizado de Generación (LCoE) para comparar el precio de la generación energética en cuestión de termas solares:

$$LCoE = \frac{\text{Inversión inicial} + \sum \text{Mantenimiento} + \sum \text{Cambio de componentes}}{\sum \text{Generación energética anual}}$$

$$LCoE = \frac{S/15,636.76 + S/31,273.52 + S/10,841.44}{180,429.8 \text{ kWh}} = S/ 0.3201 /kWh$$

Se calcula un precio más económico (S/0.3201 x kWh) en comparación a la adquisición de energía eléctrica con una terma eléctrica (S/1.2323 x kWh), por lo que la implementación del sistema térmico solar se justifica en cuestión al costo de generación de energía térmica LCoE.

5.2.3. Viabilidad económica del proyecto

De manera similar que en el análisis económico del sistema fotovoltaico se determinarán los indicadores VAN y TIR. La Tabla 5.11 nos indica el valor presente del flujo de caja anual del sistema termosolar en los 20 años de proyección.

Tabla 5.11. Valor presente del flujo de caja anual para el sistema térmico solar.

Año	Inversión inicial	Flujo de caja anual	Valor presente de flujo de caja anual (tasa de descuento 5%)
0	-S/ 15,636.76		
1		S/ 10,591.05	S/ 10,086.72
2		S/ 10,347.96	S/ 9,385.90
3		S/ 10,109.73	S/ 8,733.16
4		S/ 9,876.26	S/ 8,125.22
5		S/ 9,647.46	S/ 7,559.04
6		S/ 9,423.24	S/ 7,031.76
7		S/ 9,203.50	S/ 6,540.75
8		S/ 8,988.15	S/ 6,083.54
9		S/ 8,777.12	S/ 5,657.81
10		-S/ 2,271.14	-S/ 1,394.28
11		S/ 10,591.12	S/ 6,192.41
12		S/ 10,348.02	S/ 5,762.16
13		S/ 10,109.79	S/ 5,361.44
14		S/ 9,876.32	S/ 4,988.21
15		S/ 9,647.52	S/ 4,640.62
16		S/ 9,423.29	S/ 4,316.92
17		S/ 9,203.55	S/ 4,015.48
18		S/ 8,988.21	S/ 3,734.79
19		S/ 8,777.17	S/ 3,473.42
20		S/ 8,570.35	S/ 3,230.08
SUBTOTALES	-S/ 15,636.76	S/ 180,228.66	S/ 113,525.15

El Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno se determinan a continuación:

$$VAN = S/113,525.15 - S/15,636.76 = S/97,888.39$$

$$\sum_{n=1}^{20} \frac{\text{Flujo de caja anual}}{(1 + TIR)^n} = S/15,636.76 \rightarrow TIR = 65.21\%$$

Los resultados nos indican una viabilidad económica rentable para la realización del proyecto, con un VAN por encima del costo de inversión y una TIR mucho más alta que la tasa de descuento anual del 5%.

CONCLUSIONES

- Se lograron diseñar los sistemas de generación eléctrica y térmica considerando los valores de irradiación solar y las necesidades de cada piso de la edificación, garantizando el funcionamiento completo del sistema y analizando los costos para su implementación, concluyendo que el proyecto es viable desde los puntos de vista técnicos, económicos y ambientales.
- La medición de la energía eléctrica y potencia aparente se obtuvo mediante la lectura de medidores independientes y utilización de un multímetro en cada piso de la edificación, teniendo valores de 12.96 kWh y 3.62 kW respectivamente, valores necesarios para el cálculo de paneles fotovoltaicos y demás componentes principales. Asimismo, el cálculo de cantidad de agua caliente sanitaria necesaria para la edificación (258.61 kg) se obtuvo utilizando el requerimiento mínimo necesario establecido en la norma del Reglamento Nacional de Edificaciones para el diseño del sistema térmico solar, cuyo valor fue importante para la determinación de los componentes del sistema térmico solar como número de tuberías y volumen del termotanque.
- Se realizó el diseño del sistema fotovoltaico para abastecer la energía eléctrica necesaria y la potencia de consumo con el dimensionamiento de los componentes que lo conforman para cubrir la demanda eléctrica de la edificación, determinando la necesidad de 8 paneles fotovoltaicos, 5 baterías de litio de 3.5 kWh cada una y se garantiza el funcionamiento continuo a través de la adquisición del inversor cargador de 5200 W, que se conectará a la red pública y cargará el banco de baterías en el caso de que la energía se vea drásticamente reducida y no pueda ser abastecida por el sistema fotovoltaico debido a una baja incidencia solar en el sistema. Se concluye la viabilidad técnica del sistema fotovoltaico. Además, la reducción de huella de carbono de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se determinó utilizando la aproximación de emisión de toneladas (t) de CO₂ equivalente por MWh generado en centrales hidroeléctricas y

térmicas del Perú, obteniéndose una reducción de 980.15 kg de CO₂ eq. en un año de utilización.

- Se realizó el diseño del sistema térmico solar para abastecer la demanda de agua caliente sanitaria en la edificación, teniendo en consideración el porcentaje de uso mensual y la energía mínima necesaria para la determinación del número de tubos de calor (17) por cada terma (4 en total), la capacidad de cada tanque térmico de almacenamiento y el espesor mínimo de aislante. Además, se asegura el abastecimiento de ACS mediante la incorporación de una resistencia eléctrica de 3000 W que cubrirá la demanda cuando haya incidencia solar baja. Asimismo, la reducción de huella de carbono es 1,490.00 kg CO₂ eq. en un año de implementación del sistema termosolar.
- En el análisis económico se determinaron los valores de flujo de caja para cada sistema y los indicadores económicos para determinar la viabilidad del proyecto. Para el sistema fotovoltaico se obtuvo una inversión de S/32,548.14, LCoE S/0.6273 x kWh, un VAN de S/37,463.86 y una TIR de 16.65% y para el sistema térmico solar se obtuvo una inversión de S/15,636.76, LCoE de S/0.3201 x kWh, un VAN de S/ 97,888.39 y una TIR de 65.21%. Estos valores nos indican que existe una rentabilidad positiva en caso de implementar los sistemas de manera individual o conjunta. Asimismo, el costo estandarizado de generación eléctrica (LCoE) es más económica que el ofrecido por el servicio de red pública (S/1.2323 x kWh) en ambos casos, lo cual nos demuestra la competitividad económica al generar energía a través de estos sistemas que utilizan la energía solar como fuente de generación.

BIBLIOGRAFÍA

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN

2014 *UNE HD 60364 – 5 – 52: 2011*. Instalaciones eléctricas de baja tensión, Parte 5: Selección e instalación de equipos eléctricos y Canalizaciones. Madrid, diciembre del 2014.

CENGEL, Yunus y Afshin GHAJAR

2011 *Transferencia de Calor y Masa*. Tercera Edición. México D.F.: McGraw Hill

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ENERGÍA SOLAR

1991 “Instalaciones de energía solar”. Material de curso. *Sistemas de aprovechamiento térmico II*. Sevilla: Censolar.

DUFFIE, Jhon y BECKMAN, William

2013 *Solar engineering and thermal processes*. Cuarta Edición. Wisconsin: Wiley

EFICIENCIA ENERGÉTICA

2015 *Hora solar pico (HSP)*. Consulta: 25 de agosto del 2023.

<https://certificacionenergetica.info/>

FRECCERO, Danny

2012 *Sección de un cable según su corriente*. Consulta: 30 de agosto del 2023.

<https://www.blogger.com/about/>

GIMENO, Francisco, SEGUÍ, Salvador y Salvador ORTS

2002 *Convertidores electrónicos: Energía Solar Fotovoltaica, Aplicaciones y Diseño*. Valencia: Editorial Universitat Politècnica de Valencia.

GOBIERNO DEL PERÚ

2020 *Norma E 0.20*. Lima, 29 de julio.

GRADELLA, Marcelo y Jonas RAFAEL

2012 *Energía solar fotovoltaica*. Segunda Edición. São Paulo: Érica.

GRUPO DE APOYO AL SECTOR RURAL

2017 *El desarrollo de la energía solar en el Perú*. Consulta: 26 de agosto del 2023.

<https://gruporural.pucp.edu.pe/>

HORN, Manfred

2006 “El estado actual del uso de la energía solar en el Perú: situación y perspectivas de la energía solar en el Perú”. *Revista Perú Económico*. Lima, 2006, Vol. 29, Núm. 11.

LABORDE, Miguel y Roberto J.J.

2016 *Energía Solar*. Tercera Edición. Buenos Aires: Academia Nacional de Ciencias Exactas, físicas y naturales.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

2015 *Código Nacional de Electricidad*. Ley que regula el funcionamiento y el desarrollo de la industria eléctrica del país. Lima, 15 de mayo.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

2018 *Factores de emisión nacionales asociados con el consumo de electricidad del sistema eléctrico* [monografía].

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

2005 *Ley N° 27744*. Reglamento Técnico “Especificaciones Técnicas y Ensayos de los Componentes Fotovoltaicos Domésticos hasta 500 Wp”. Lima, 22 de marzo.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

2015 *Norma DGE*. Especificación Técnica del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para la Electrificación Rural. Lima, setiembre del 2015.

MINISTERIO DE HACIENDA

2019 *Introducción a la energía solar térmica* [manual]. Buenos Aires.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

s/f *Pilas y acumuladores*. Consulta: 25 de agosto del 2023.
<https://www.miteco.gob.es/es.html>

MINISTERIO DE VIVIENDA, CONSTRUCCIÓN Y SANEAMIENTO

2016 *Decreto Supremo N° 003 – 2016 – Vivienda*. Decreto supremo que modifica la Norma técnica E 0.30 “Diseño sismorresistente” del Reglamento Nacional de Edificaciones. Lima, 24 de enero.

MINISTERIO DE VIVIENDA, CONSTRUCCIÓN Y SANEAMIENTO

2006 *Decreto Supremo N° 003 – 2016 – Vivienda*. Reglamento Nacional de Edificaciones. Lima, 11 de junio.

MINISTERIO DE VIVIENDA, CONSTRUCCIÓN Y SANEAMIENTO

2019 *Resolución Ministerial N° 083 – 2019 - Vivienda*. Norma Técnica EM.010 Instalaciones Eléctricas Interiores del Reglamento Nacional de Edificaciones. Lima, 12 de marzo.

MONSOLAR

s/f *¿Qué es y qué hace un regulador de carga solar?*. Consulta: 30 de agosto del 2023.
<https://www.monsolar.com/blog/>

ORTEGA RODRIGUEZ, Mario

1999 *Energías Renovables*. Madrid: Editorial Paraninfo.

OSINERGMIN

2011 *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. Lima: Grapex Perú.

OSINERGMIN

2016 *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país.*
Lima: Gráfica Biblos.

OSPINO, Antonio

2018 Datos técnicos de un módulo solar fotovoltaico [videograbación]. Consulta: 26 de agosto del 2023.
<https://www.youtube.com/watch?v=G3uZrubTYZ4>

POTES, Paúl y Xavier PROAÑO

2020 “Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi”. *Revista técnica “Energía”*. No. 16. Issue II. Latacunga, 20 de enero del 2020, pp. 148 – 157.

PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ

2010 *Decreto Legislativo N° 1002*. Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables. Lima, 13 de setiembre.

PUIG, Pep y Marta JOFRA

s/f *Solar Fotovoltaica*. Madrid: Iberdrola.

RODRÍGUEZ, M. y Jorge CERVANTES

2006 “El efecto fotoeléctrico”. *Revista Ciencia Ergo Sum*. Toluca, 2006, Vol. 3, Núm. 3, pp. 303 – 311.

SANZ, Lázaro, AMARILLA, José, ALONSO, José, y José ROJO

2012 *Energía eléctrica materiales: baterías recargables, supercondensadores y pilas de combustible* [monografía].

SECRETARÍA DE ESTADO DE LA ENERGÍA

s/f *Manual de energías renovables para municipios y comunas de la provincia de Santa Fe*. Santa Fe.

SOLARTRONIC

2004 *Conversión de la luz solar en energía eléctrica* [manual]. Cuernavaca.

VALDIVIEZO, Paulo

2014 *Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP*. Tesis de licenciatura en Ciencia e Ingeniería con mención em Ingeniería Mecánica. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, Facultad de Ciencias e Ingeniería.