

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LA
INSTALACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PURO EN
COMPARACIÓN DE UN SISTEMA TERMO-SOLAR
FOTOVOLTAICO PARA AUTOABASTECIMIENTO DE USUARIOS
RESIDENCIALES**

**ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE
LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA MIXTO TERMO-SOLAR
FOTOVOLTAICO PARA EL AUTOABASTECIMIENTO ELÉCTRICO
Y DE ACS DE UN USUARIO RESIDENCIAL**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
INGENIERIA ELÉCTRICA**

CARLOS EDUARDO TAIBE AGUAYO

carlos.taibe01@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR. ING. XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMÁN

ximena.gavela@epn.edu.ec

Quito, septiembre 2023

CERTIFICACIONES

Yo, CARLOS EDUARDO TAIPE AGUAYO declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

CARLOS EDUARDO TAIPE AGUAYO

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por CARLOS EDUARDO TAIPE AGUAYO, bajo mi supervisión.

DR. ING. XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMÁN
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como los productos resultantes del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

CARLOS EDUARDO TAPE AGUAYO

DIRECTOR: DR. ING. XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMÁN

DEDICATORIA

El trabajo presente dedico a todas las personas que siempre estuvieron a mi lado amigos y familia por su apoyo que se reflejara en mi futuro profesional.

A mis padres Enrique y Mercedes por su paciencia y enseñanza para ser una persona responsable y honesta permitiéndome seguir adelante con mis estudios universitarios, para lograr cumplir mi meta anhelada.

A mi hermano Jorge mi cuñada Maribel y mis sobrinos Aitana y Deyvis que a la distancia que se encuentra siempre me brindaron su cariño y sus palabras para seguir adelante y cumplir mi meta que me propuesto en mi ciclo universitario.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, les agradezco a mis padres por su paciencia y apoyo en mi vida universitaria para el cumplimiento de mis objetivos personales y académicos. Ellos son un pilar en mi vida por sus consejos que siempre me impulsaron a seguir adelante y nunca rendirme.

A todos mis compañeros Henry, Luis, Roberto que fueron amigos en mi vida universitaria, compartiendo buenos momentos en mi vida universitaria.

A la Escuela Politécnica Nacional, por su existencia, que gracias a ello me permitió obtener mi anhelado título universitario. Agradezco a las personas administrativas por su trabajo y gestión.

Le agradezco a mi directora de tesis Ing. Ximena Patricia Gavela Guaman, por su dedicación y paciencia, que con sus palabras pudieron guiarme en la realización del Trabajo de Integración Curricular, y lo llevare presente en la memoria de mi futuro profesional.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo general	2
1.2 Objetivos específicos.....	2
1.3 Alcance.....	2
2 MARCO TEÓRICO.....	2
2.1 Energía Solar	2
2.2 Radiación solar	3
2.2.1 Hora solar pico (HSP).....	3
2.3 Sistemas fotovoltaicos para la generación de electricidad	4
2.3.1 Tipos de sistemas solares fotovoltaicos	4
2.4 Sistema solar térmico (SST)	5
2.4.1 Configuraciones de Instalaciones solares ACS	5
2.5 Sistema mixto termo-solar fotovoltaico	7
2.5.1 Elementos principales del sistema híbrido	8
2.6 Marco regulatorio para el desarrollo de microcentrales de generación para autoabastecimiento	11
2.6.1 Regulación 001/2021: Marco normativo de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica.....	11
2.7 Parámetros necesarios para el diseño técnicos y financieros del sistema híbrido.....	13
2.7.1 Proceso para el estudio de factibilidad.....	13
2.8 Descripción del área de estudio	14
2.9 Estudio de la radiación solar	14
2.10 Dimensionamiento de la demanda de energía eléctrica y térmica.....	14
2.10.1 Demanda de energía eléctrica.....	14
2.10.2 Consumo de ACS.....	15
2.10.3 Demanda de la energía térmica para ACS.....	15
2.11 Selección del modelo de paneles solares híbridos	16

2.12	Diseño del sistema térmico para ACS	18
2.12.1	Cálculo de la intensidad útil.....	18
2.12.2	Cálculo del rendimiento instantáneo del colector.....	19
2.12.3	Dimensionamiento del colector térmico.....	19
2.13	Diseño del sistema fotovoltaico	20
2.13.1	Dimensionamiento del panel fotovoltaico	20
2.13.2	Dimensionamiento del Inversor	20
2.14	Software de simulación.....	21
2.15	Criterios de factibilidad financiera.....	21
2.15.1	Cálculo del valor actual neto (VAN)	22
2.15.2	Cálculo de la tasa interna de retorno (TIR).....	22
2.15.3	Índice neto de rentabilidad (INR)	22
3	DISEÑO TÉCNICO Y EL ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA HÍBRIDO	23
3.1	Ubicación de la vivienda	23
3.2	Análisis de la radiación solar y hora solar pico.....	24
3.3	Estimación de la demanda energía eléctrica y térmica	26
3.3.1	Análisis de la demanda de energía eléctrica	26
3.3.2	Análisis de la demanda de energía térmica para ACS	28
3.4	Dimensionamiento del sistema térmico para ACS.....	29
3.4.1	Análisis de la intensidad útil	29
3.4.2	Análisis del rendimiento del colector.....	30
3.4.3	Cálculo de la energía diaria del colector	32
3.4.4	Cálculo del número de colectores térmicos.....	32
3.4.5	Dimensionamiento del sistema de acumulación de ACS	35
3.5	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	36
3.5.1	Dimensionamiento del número paneles fotovoltaicos	36
3.5.2	Dimensionamiento del inversor	37
3.6	Selección del panel solar híbrido (PVT).....	38
3.7	Simulación del sistema	39
3.8	Análisis de producción de la energía fotovoltaica vs demanda de la energía del usuario.....	43
3.9	Viabilidad financiera	44
3.9.1	Inversión inicial.....	44
3.9.2	Gastos operativos.....	45
3.9.3	Ahorros o pagos asociados con el consumo de gas	45
3.9.4	Ahorros o pagos asociados con el consumo de electricidad	45

3.10 Comparación de la factibilidad de instalación de un sistema fotovoltaico para autoabastecimiento de electricidad versus un sistema híbrido para autoabastecimiento simultáneo de electricidad y agua sanitaria caliente.....	49
CONCLUSIONES	52
RECOMENDACIONES	53
REFERENCIAS	54
ANEXOS	57

RESUMEN

Los países en desarrollo en los últimos años han mostrado un importante interés por el desarrollo de las energías renovables. Ecuador no ha sido la excepción y en los últimos años ha emprendido diferentes acciones encaminadas hacia la diversificación de la matriz energética, que se ha extendido no solo a proyectos de gran escala, sino además, a proyectos de pequeña escala, permitiendo así que usuarios de tipo residencial, puedan instalar y operar proyectos para autoabastecimiento energético, basados en energías renovables y limpias, como la fotovoltaica.

Bajo este precepto, se presenta este Trabajo de Integración Curricular, que tiene como objetivo analizar la factibilidad técnica - financiera de la instalación de un sistema híbrido para el abastecimiento de electricidad y agua caliente sanitaria (ACS), para un usuario de tipo residencial de estrato A1.

El sistema se conectará a la red, y estará estructurado básicamente de paneles solares híbridos, los cuales, si bien son una tecnología nueva en el país, brindan mayor rendimiento en comparación de los paneles fotovoltaicos tradicionales.

El trabajo está estructurado de la siguiente manera: el capítulo uno aborda aspectos teóricos de los sistemas híbridos de producción energética, así como la revisión del marco regulatorio para el desarrollo de microcentrales de generación en el país. El capítulo dos abarca el diseño y dimensionamiento de un sistema híbrido bajo los criterios de la regulación ARCERNR 001/21 y la norma NEC, además se realiza la comparación de los dos sistemas (fotovoltaico y híbrido), mismos que son Trabajos de Integración Curricular que forman parte de un mismo proyecto.

Para la validación del diseño se evalúa en el software PvSyst y T*SOL.

PALABRAS CLAVE: Sistema híbrido, sistemas fotovoltaicos, energía eléctrica, agua caliente sanitaria, pliego tarifario, autoconsumo.

ABSTRACT

Developing countries in recent years have shown significant interest in the development of renewable energy. Ecuador has not been the exception and in recent years it has undertaken different actions aimed at diversifying the energy matrix, which has been extended not only to large-scale projects, but also to small-scale projects, thus allowing residential users can install and operate projects for energy self-sufficiency, based on renewable and clean energy, such as photovoltaics.

Under this precept, this Curricular Integration Work is presented, which aims to analyze the technical-financial feasibility of installing a hybrid system for the supply of electricity and domestic hot water (ACS), for a residential user of stratum A1.

The system will be connected to the grid, and will be basically structured with hybrid solar panels, which, although they are a new technology in the country, provide higher performance compared to traditional photovoltaic panels.

The work is structured as follows: chapter one addresses theoretical aspects of hybrid energy production systems, as well as the review of the regulatory framework for the development of micro generation plants in the country. Chapter two covers the design and sizing of a hybrid system under the criteria of the ARCERNNR 001/21 regulation and the NEC standard, in addition to the comparison of the two systems (photovoltaic and hybrid) as a part of the same project.

For the validation of the design, it is evaluated in the PvSyst and T*SOL software.

KEY WORDS: Hybrid system, photovoltaic systems, electricity, sanitary hot water, tariff schedule, self-consumption.

INTRODUCCIÓN

La regulación ARCERNR-001/2021 “Marco Normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”, establece las condiciones para la incorporación de generación distribuida y pequeñas centrales de generación para el autoabastecimiento de usuarios regulados con una capacidad instalada máxima de hasta 1 MW [1]. La aprobación de esta regulación, brinda nuevas oportunidades de suministro para los usuarios regulados del país, quienes hoy en día tiene la oportunidad de optar por la instalación de paneles fotovoltaicos para el autoabastecimiento de su demanda eléctrica, y con esto incluso de sistemas de generación mixtos: paneles fotovoltaicos y colectores solares como una alternativa para suministrar simultáneamente energía eléctrica y agua caliente sanitaria (ACS) para uso no solo residencial, sino también industrial y comercial, permitiendo así, beneficiarse de todas las ventajas que ofrecen este tipo de microcentrales.

La generación simultánea, de energía eléctrica y ACS, por medio de dos tecnologías (fotovoltaica y térmica) presenta muchas ventajas, en especial si se considera la conexión a la red, debido a los altos niveles de confiabilidad del sistema. Los paneles solares estarán trabajando al menos por 12 horas durante el día, inyectando energía a la vivienda e incluso a la red cuando no se requiera de consumo en el hogar. Mientras que el sistema térmico ayudará al abastecimiento de agua caliente a la vivienda, evitando el alto consumo de energía eléctrica en aparatos como calefones eléctricos, o el uso de gas doméstico. Así mismo, un sistema con paneles solares híbridos cubre un porcentaje de 65 al 85% del consumo de energía destinado para el calentamiento de (ACS) [3].

Para el desarrollo de este trabajo, se ha considerado la evaluación de un usuario estrato A1 de la Empresa Eléctrica Quito, el cual presenta un consumo de energía eléctrica estimado de 561,82 kWh/mes y un consumo diario máximo de agua por persona de 42 (litro/persona/día).

1.1 Objetivo general

Desarrollar un análisis de la factibilidad técnico-financiera para la instalación de un sistema mixto termo-solar fotovoltaico para el autoabastecimiento eléctrico y de ACS para un usuario residencial.

1.2 Objetivos específicos

- Analizar el marco regulatorio vigente para la implementación de sistemas mixtos termo-solares fotovoltaicos para el autoabastecimiento de usuarios residenciales.
- Realizar el diseño de la minicentral para un usuario tipo, determinando las características del consumo, así como las condiciones de radiación.
- Desarrollar el análisis de factibilidad financiera.
- Realizar un análisis comparativo de la factibilidad de la instalación de un sistema mixto termo-solar fotovoltaico versus un sistema fotovoltaico puro (desarrollado en otro TIC).

1.3 Alcance

El presente trabajo de integración Curricular presenta el análisis de la factibilidad de la instalación de un sistema híbrido para el autoabastecimiento de energía eléctrica y de ACS de un usuario residencial, cuyos resultados son comparados con la factibilidad de la instalación de un sistema fotovoltaico puro analizado en otro Trabajo de Integración Curricular.

Para el efecto se escogerá un usuario residencial con un consumo promedio relacionado a un estrato A1, y con base a los resultados del diseño y su evaluación financiera, se analizará los principales beneficios del proyecto, así como los aspectos que limitan su desarrollo en el Ecuador, lo que ayudará eventualmente a proponer modificaciones a la regulación vigente, con el fin de permitir una mayor promoción para este tipo de tecnologías.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Energía Solar

Es la energía del sol que llega a la tierra en forma de calor y radiación. Este tipo de energía al ser una fuente natural inagotable, es una alternativa a otros tipos de energías no renovables, como la fósil o la nuclear. Sus propiedades permiten que se utilice a través de diferentes tecnologías como los paneles solares o colectores, para obtener agua caliente por energía térmica y energía eléctrica por paneles fotovoltaicos [1].

El Ecuador por su gran diversidad climática y posicionamiento geográfico tiene luz solar abundante en el día, lo cual confiere un alto potencial para el aprovechamiento de este tipo de energía renovable para la generación de electricidad o aprovechamiento térmico. Al comparar el valor promedio aproximado de la radiación solar en el Ecuador 4200 kWh/año - m² frente a países como España, que tiene un mayor desarrollo en el impulso de energías renovables y aprovechamiento del recurso solar con un nivel de radiación de 1400 kWh/año - m², se puede presentar el verdadero potencial que tiene este tipo de energía para el aprovechamiento de los recursos en nuestro país [2].

2.2 Radiación solar

La radiación solar es la energía emitida por el Sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas. Esa energía es el motor que determina la dinámica de los procesos atmosféricos y el clima. La energía procedente del sol es radiación electromagnética proporcionada por las reacciones del hidrógeno en el núcleo del sol por fusión nuclear y emitida por la superficie solar [3].

2.2.1 Hora solar pico (HSP)

Se consideran dos puntos importantes que se emplean en los sistemas fotovoltaicos como es la irradiancia e irradiación.

Irradiancia: es la potencia de la radiación solar por unidad de superficie. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m²) [4]. Además, con el valor que proporciona la irradiancia se considera la zona en donde se va implementar un sistema fotovoltaico.

Irradiación: es la cantidad de energía que recibe por la unidad de superficie durante un período de tiempo, la cual se obtiene integrando la irradiancia a lo largo de dicho período. La unidad empleada es kWh/m², y lo representa en un día con la letra “H” [4].

La hora solar pico (HSP) es la cantidad de energía solar que es recibida a lo largo de un día a las horas en las que se recibiría toda esa energía si la irradiancia fuera hipotéticamente constante e igual a 1,000 W/m² [5]. En la Figura 1 se presenta el comportamiento de la curva irradiancia – tiempo a lo largo de un día, esta curva cambia significativamente por las condiciones climáticas o la zona donde se implemente.

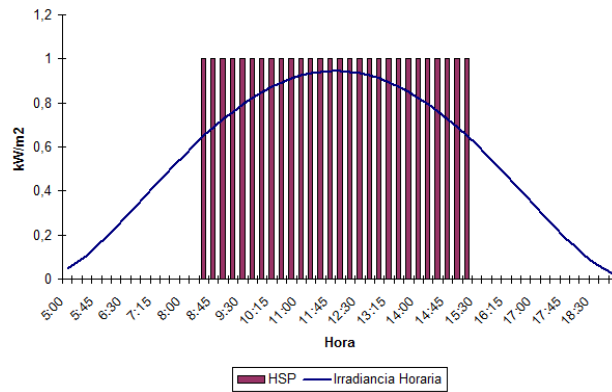


Figura 1. Curva de hora solar pico [5]

2.3 Sistemas fotovoltaicos para la generación de electricidad

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de equipos o elementos que está diseñado para captar la energía solar para transformarla en energía eléctrica. Se tiene los siguientes tipos de sistemas fotovoltaicos:

2.3.1 Tipos de sistemas solares fotovoltaicos

- **Sistema fotovoltaico autónomo a la red (Off Grid)**

Es un sistema que no se encuentra conectado a la red eléctrica, ya que cuenta con un conjunto de baterías para el almacenamiento de la energía generada en el día, de esta manera los usuarios podrán consumir energía limpia en cualquier instante. El sistema al ser independiente suele usarse en áreas aisladas donde no hay conexión a la red eléctrica, y cuenta con un sistema de baterías que, a su vez, lo vuelve más costoso que el sistema (On Grid) [6]. Los principales elementos que conforma el sistema off Grid son:

- Paneles solares fotovoltaicos.
- Inversor.
- Baterías.
- Regulador de carga.

- **Sistema fotovoltaico conectado a la red (On Grid)**

El sistema (On Grid) es un tipo de instalación que se conecta a la red de distribución, en lugar de almacenar energía en baterías. De esta forma, los usuarios pueden generar y consumir energía solar, con apoyo de la red eléctrica en el caso de que la vivienda consuma más energía de la generada por los paneles solares fotovoltaicos. No obstante, el caso de consumir menos energía, el sistema tiene la posibilidad de inyectar excedente de energía a la red respaldando por la regulación establecida en cada país.

Cabe resaltar, que el sistema siempre está conectado a la red eléctrica para su funcionamiento, de modo que, si por un motivo sufre un corte de energía desde la empresa distribuidora automáticamente deja de funcionar [6].

Los principales elementos que conforma el sistema On Grid son:

- Paneles solares fotovoltaicos.
- Inversor.
- Medidor bidireccional.

2.4 Sistema solar térmico (SST)

Es un sistema conformado por un conjunto de colectores, elementos hidráulicos y un sistema de acumulación, con el objetivo de captar la radiación solar para transformarla en energía térmica, que se envía por conducción a un fluido, con la finalidad de almacenar dicha energía térmica, para el uso del consumo hacia los usuarios [4].

2.4.1 Configuraciones de Instalaciones solares ACS

El esquema de una instalación solar de A.C.S viene definido en principio por el tipo de edificio, el uso del mismo y sus características constructivas [7].

Existe diferentes tipos de instalaciones solar de ACS como son:

- **Sistema termosifón**

En los sistemas por termosifón la circulación en el circuito primario solar se efectúa por convección natural, debido a las diferencias de densidad entre el fluido de trabajo caliente y el frío. Tal como se presenta en la Figura 2 el fluido en el captador asciende a medida que se calienta a consecuencia de la radiación solar.

Al alcanzar el acumulador colocado por encima del captador, transfiere su calor y vuelve enfriado hacia el captador, tras descender por las tuberías de retorno. Este principio se denomina circulación por termosifón. Las instalaciones por termosifón funcionan sin bomba o controles, o sea, sin necesidad de energía eléctrica auxiliar, por lo tanto, pueden utilizarse incluso donde no se dispone de red de corriente eléctrica [8].

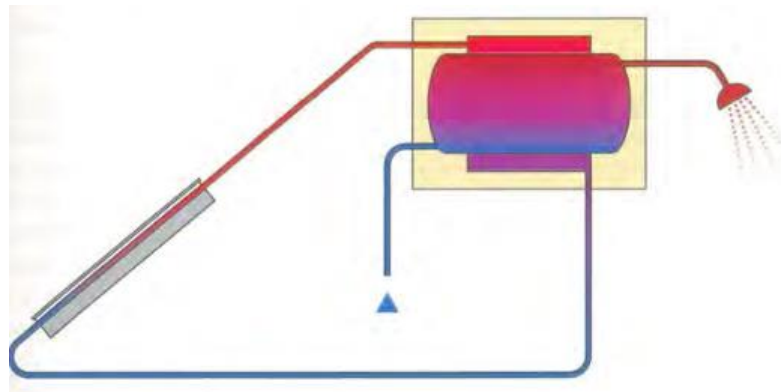


Figura 2. Esquema del sistema por termosifón [8]

- **Sistema de circulación forzada**

Es un sistema con un acumulador bivalente como el presenta en la Figura 3, la bomba de circulación del circuito primario solar se suele conectar cuando la temperatura en el captador sobrepasa la temperatura en la parte inferior del acumulador en un valor preprogramable (por ejemplo, $\Delta T = 7K$). La bomba se desconecta cuando esta diferencia de temperatura ΔT es inferior, por ejemplo, $3K$. El calor solar se transfiere directamente al agua sanitaria a través del intercambiador de calor situado en la parte inferior del acumulador bivalente.

En caso de que el agua sanitaria en la parte superior del acumulador no logre alcanzar la temperatura deseada, se enciende el sistema de calentamiento convencional. Durante el día se puede impedir que el sistema convencional se ponga en funcionamiento, por ejemplo, después de la primera punta de consumo por la mañana, para lograr así un máximo aprovechamiento de la energía solar.

Para este fin se puede utilizar un temporizador o un sensor de radiación (generalmente un sensor fotovoltaico). En el último caso, la interrupción del sistema convencional sólo se efectúa si se mide un cierto nivel de irradiancia (por ejemplo, $200 W / m^2$) durante un determinado período de tiempo [9].

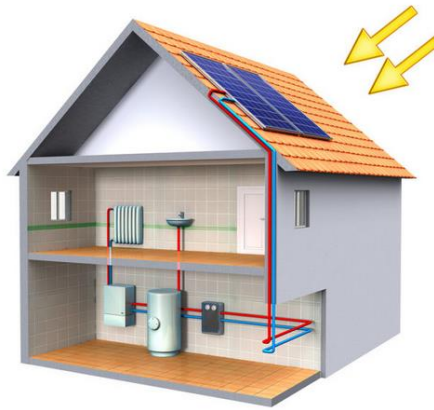


Figura 3. Sistema de circulación forzada [10]

2.5 Sistema mixto termo-solar fotovoltaico

Los sistemas solares híbridos fotovoltaicos y térmicos (PVT) son tecnologías que combinan células fotovoltaicas y captadores solares en un solo panel, como se presenta en la Figura 4, con el fin de convertir la radiación solar en electricidad y energía térmica. Los sistemas híbridos se conciben para aprovechar el calor del panel solar y enfriar las células fotovoltaicas con el fin de evitar la caída de la eficiencia eléctrica conforme aumenta la temperatura en el panel. No obstante, la mayoría de los sistemas híbridos se diseñan para que la temperatura en el panel se mantenga por debajo de la temperatura de operación máxima de las células fotovoltaicas, por lo que la eficiencia térmica está limitada y es inferior a la que se podría alcanzar con una tecnología solar térmica pura.

Aun así, existe cierta flexibilidad en el diseño de los paneles híbridos para potenciar la producción de electricidad o calor en función de la demanda de energía [11].

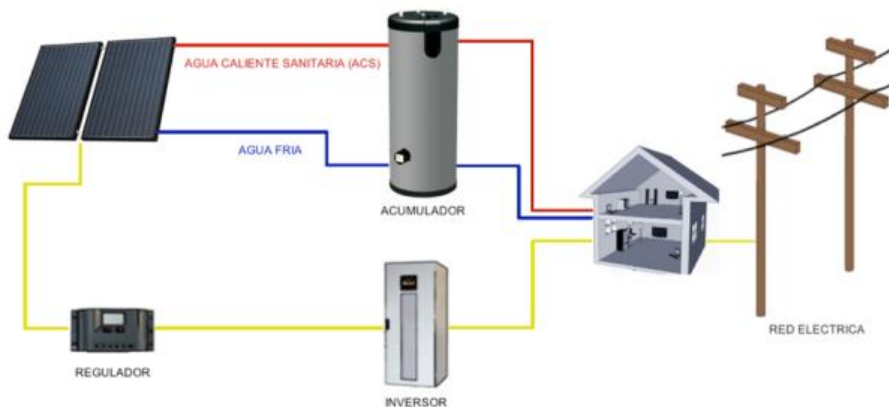


Figura 4. Sistema termo solar fotovoltaico de electricidad y ACS [12]

2.5.1 Elementos principales del sistema híbrido

2.5.1.1 Panel solar híbrido (PVT)

Un panel solar híbrido es la unión de dos tecnologías fotovoltaica y térmica en un solo panel. Dentro de las principales características, están su capacidad de generar electricidad y calor simultáneamente, gracias a la capacidad de aprovechar todo el espectro de luz, ya que en comparación de los paneles tradicionales que captan la luz infrarroja e ultravioleta [13].

Este tipo de tecnología no es nueva, de hecho se desarrolló a inicios de la década de los 70. No obstante, su principal impulso se ha logrado en los últimos años por su alto grado de innovación y versatilidad frente a una tecnología convencional, cada vez más demandada en diferentes sectores (industriales, residenciales y comerciales) [13].

Ventajas:

- Menor espacio, necesita la mitad de área que los paneles tradicionales.
- Mayor tiempo de vida.
- Un mejor aislamiento para aprovechar mayor la radiación que llega del sol en su cara posterior y en su cristal delantero.
- Mejora la disipación de calor que se genera en un panel fotovoltaico, consiguiendo un aumento en su rendimiento.
- Generación de electricidad y calentamiento de agua en un solo sistema.
- Beneficios ambientales, por el uso de energías limpias.

Desventaja:

- Son costosos
- Puede tener limitación para cubrir la totalidad de la demanda eléctrica de la vivienda.
- Tecnología comercialmente aun no tan conocida.
- Marcos normativos poco desarrollados para su impulso

Tipos de paneles solares híbridos

Con el paso del tiempo, los paneles solares híbridos han ido evolucionando e incrementado en el mercado, con nuevas innovaciones para los nuevos modelos. Se distingue tres categorías:

- **Panel solar híbrido generación 0 (PVT-0)**

Es el primer modelo básico que se encontraba en el mercado. Este tipo de panel está compuesto por células fotovoltaicas, un absorbedor de calor y una caja de conexiones

para el cableado eléctrico. Este tipo de panel no incorpora ningún tipo de aislamiento en los lados, por lo que la temperatura a la que puede llegar es mucho más baja [13].

- **Panel solar híbrido generación 1 (PVT-1)**

Este tipo de módulo en la actualidad tiene mayor comercialización en el mundo, por la combinación de la placa fotovoltaica y el colector térmico, al incorporar una cubierta en la parte trasera permite la conservación de calor, y ayuda a la placa fotovoltaica que no esté en altas temperaturas ayudando a la potencialización de la parte eléctrica del módulo. Los paneles híbridos tienen la función de trabajar a menor temperatura siendo ideal para días cálidos, con respecto a otros tipos [13].

- **Panel solar híbrido generación 2 (PVT-2)**

Este tipo de modelo es similar al panel (PVT-1), con la diferencia que incorporan una cubierta frontal transparente, solventando los inconvenientes de los paneles solares híbridos anteriores, por pérdidas de calor a través de las láminas frontales.

De esta forma, el panel consigue un descenso de pérdidas de calor al encontrar el PVT aislado para ambas partes, logrando un incremento en el rendimiento térmico del panel, siendo ideal en lugares con climas fríos y en instalación para la potencialización de la producción térmica [13].

2.5.1.2 Inversor

El inversor es conocido como inversor multimodo, el cual cumple la función de controlar la carga del panel. Este dispositivo electrónico transforma la corriente directa (DC) entregada por el arreglo fotovoltaico a corriente alterna (AC), la conexión deriva del panel solar al inversor para que los equipos trabajen de mejor manera, sin embargo, la mayoría de electrodomésticos están diseñados para trabajar con voltajes AC. Por esta razón, no se podrá conectar directamente [14].

2.5.1.3 Tanque de almacenamiento para (ACS)

Un tanque de almacenamiento es un dispositivo solar fabricado con aislamiento térmico que recibe y almacena agua a altas temperaturas. El agua caliente proviene de la energía térmica generada por el colector, para emplearse en el consumo del cliente, para uso sanitario, entre otras actividades [4].

En la Figura 5, se presenta el tanque acumulador que debe ser metálico de diferentes materiales (acero inoxidable, hierro galvanizado) además de ser cilíndrico para aprovechar el fenómeno de estratificación, es decir, usar la capacidad de distribución vertical de agua por su temperatura, de manera que el agua fría se localice en la parte

baja del depósito y el agua caliente en la parte alta [15]. Tiene una capacidad de almacenamiento entre los 150 y 300 lts requeridos por el usuario.

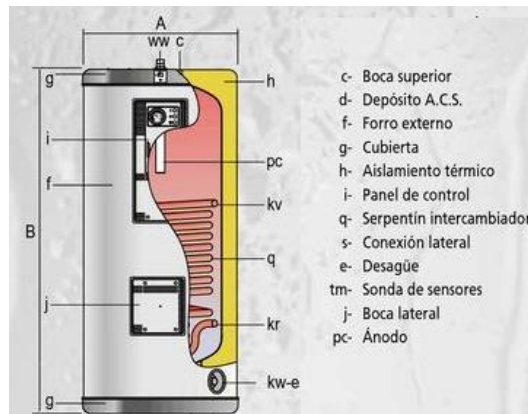


Figura 5. Tanque de almacenamiento [15]

2.5.1.4 Circuito hidráulico

Está conformado por varios elementos como son válvulas, bombas, tuberías, accesorios de interconexión, equipo de medición, sistema de apoyo como se presenta en la Figura 6. Estos elementos ayudan al movimiento del fluido hasta llegar al sistema de acumulación [4].

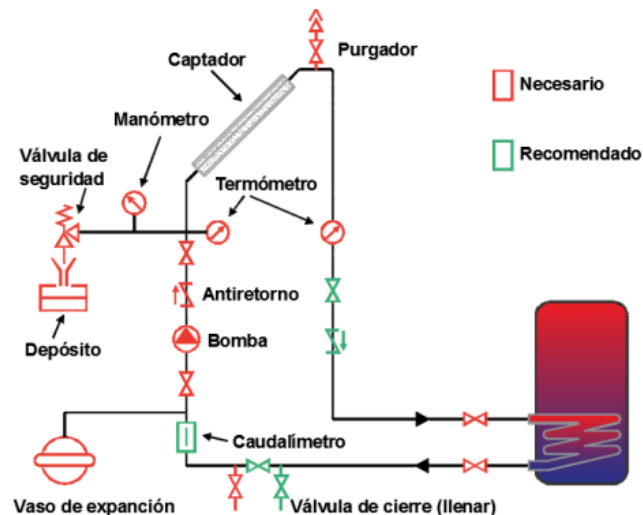


Figura 6. Esquema del circuito hidráulico [4]

2.5.1.5 Sistema de control

El sistema de control controla el correcto funcionamiento de los equipos instalados para brindar la máxima energía al usuario. De manera que, ayuda a la protección de

sobrecalentamiento, el control de temperatura de las bombas y asegura que no alcance la máxima temperatura en los equipos y circuitos [4].

2.6 Marco regulatorio para el desarrollo de microcentrales de generación para autoabastecimiento

Hasta el año 2018 el desarrollo de la microgeneración en el país era escaso, debido a la falta de una normativa que regule la instalación de este tipo de centrales, caracterizadas por tener una capacidad de generación de pequeña escala, orientada al autoconsumo (Figura 7).



Figura 7. Generación fotovoltaica [16]

2.6.1 Regulación 001/2021: Marco normativo de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica

Con el desarrollo tecnológico asociado con el uso de energías renovables para la generación de energía eléctrica, surge en el país la necesidad de adaptar la normativa, para incluir este tipo de opción de suministro eléctrico para usuarios de tipo residencial, comercial e industrial.

Es así que, en el año 2021, se aprueba la regulación ARCENNR 001/21 con el objetivo factibilizar la instalación de la operación de los sistemas de microgeneración para el autoabastecimiento de usuarios regulados con una capacidad de hasta 1 MW, el cual incluye el esquema del balance energético (Figura 8).

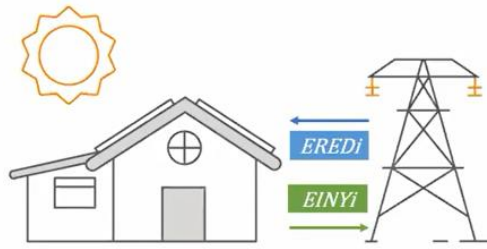


Figura 8. Esquema del balance energético [17]

La empresa distribuidora realiza mensualmente un balance neto de energía del consumidor, con base a la Ecuación 1.1.

$$ENET_i = ERED_i - EINY_i \quad (1.1)$$

Donde:

ENET_i	Energía neta en el período mensual de consumo i(kWh)
ERED_i	Energía consumida desde la red de distribución en el período mensual de consumo i (kWh)
EINY_i	Energía inyectada por el SGDA en el período mensual de consumo i(kWh) [17]

A continuación, el valor de energía neta mensual de consumo se parte en dos escenarios:

- Si $ENET_i \leq 0$, la distribuidora por concepto de energía consumida facturada al consumidor al mes es igual a cero ($EF_i = 0$), y el crédito a favor del consumidor al mes establece como $CEM_i = |ENET_i|$.
- Si $ENET_i > 0$, la distribuidora revisa si tiene un saldo de energía a favor al mes siguiente hasta llegar un tiempo de reseteo, el tiempo del SGDA tiene un período de 24 meses desde que es autoriza la operación del sistema y vuelve a resetear desde cero hasta cumplir el período de vida útil de 25 años del sistema.

Si bien la regulación Nro. ARCENNR 001/21 marca una oportunidad importante para la instalación de sistemas fotovoltaicos para autoabastecimiento, a nivel nacional no existe un marco normativo que establezca condiciones para la instalación de sistemas mixtos, con el fin de abastecer simultáneamente de energía eléctrica y ACS a la vivienda.

Por esta razón, para la realización del diseño propuesto en este trabajo, se consideran las recomendaciones de la NEC para el funcionamiento de la parte térmica y la

normativa de la ARCENNR 001/21, para el diseño y análisis financiero de la parte fotovoltaica del sistema.

Para el análisis financiero de la parte térmica, se tomará en cuenta que actualmente el uso de calefones es una alternativa muy usada por los usuarios para la climatización de agua. Al tener subsidios en el país, el costo de uso de calefón a gas, con respecto a calefones eléctricos (cuyo costo comercial fluctúa alrededor de los 98.29 a 890,13 dólares americanos en función de su capacidad y potencia), es mucho mayor, al precio de adquisición de un calefón a gas que oscila entre 252 a 718 dólares americanos. En este escenario considerando los costos de adquisición, mantenimiento y operación, el uso de calefón a gas es más económico para el usuario promedio que los calefones eléctricos [18].

2.7 Parámetros necesarios para el diseño técnicos y financieros del sistema híbrido

En este capítulo se evaluarán los parámetros técnicos y financieros necesarios para el dimensionamiento del sistema híbrido para una vivienda tipo residencial conectada a la red. Para el diseño se partirá primero de la parte térmica, con el fin de suplir la demanda de ACS.

Como el sistema híbrido genera energía térmica y eléctrica simultáneamente, para el dimensionamiento se considera que el número de colectores térmicos será igual al número de paneles fotovoltaicos. Además de esto, otros aspectos a considerar son: Ubicación de la vivienda, radiación solar, estimación de la demanda eléctrica y térmica, dimensionamiento del sistema térmico y eléctrico, selección de un panel solar híbrido y criterios de factibilidad.

2.7.1 Proceso para el estudio de factibilidad

A continuación, se detalla el proceso para la realización del proyecto.

1. Descripción del área de estudio.
2. Estudio de la radiación solar.
3. Diseño de los elementos del sistema híbrido.
4. Selección de modelos de paneles solares híbridos.
5. Desarrollo de simulaciones.
6. Criterios de factibilidad financiera.
7. Análisis del diseño y resultados.

2.8 Descripción del área de estudio

El sistema híbrido se instalará en la Mitad del Mundo, ubicado en la parroquia San Antonio del distrito metropolitano de Quito, situado al norte de la ciudad de Quito, su localización geográfica es:

- ✓ Latitud: 0° 0' 00" N
- ✓ Longitud: 78° 27' 19" W
- ✓ Altitud: 2464

La zona se caracteriza por su clima seco y árido, donde llueve escasamente, con una temperatura aproximada de 17 grados. Durante la mañana existe abundante sol, mientras en la tarde tiene clima frío.

2.9 Estudio de la radiación solar

Para el estudio es primordial realizar un análisis de radiación solar de la zona de implementación para el sistema híbrido, Actualmente existen fuentes para la obtención de esta información de radiación solar como:

1. Plataforma PVSYST.
2. La NASA.
3. Atlas Solar de Ecuador.
4. SCINERGY (EPN).

Para el análisis del estudio se tomará la Plataforma PVSYST, con fin, de realizar la comparación del dimensionamiento de cálculos del sistema y los resultados simulados del programa PVSYST.

2.10 Dimensionamiento de la demanda de energía eléctrica y térmica

Al tratarse de un sistema híbrido, la demanda debe ser estimada tanto para el consumo proyectado de energía eléctrica, como las necesidades de agua caliente.

A continuación, se describe el proceso para la estimación de la demanda de energía eléctrica

2.10.1 Demanda de energía eléctrica

La demanda se determina a partir del consumo de energía de aparatos eléctricos y electrónicos en un intervalo de tiempo definido en función del tipo de equipo y el uso que se le dé. El cálculo de consumo eléctrico se determina a partir de la Ecuación 1.2 [19] [20].

$$E = P * t \quad (1.2)$$

Donde:

E = Energía consumida [kWh].

P = Potencia (Aparatos eléctricos) [W].

t = Tiempo de uso [horas].

Los datos se recolectan en la siguiente Tabla 1:

Tabla 1. Demanda diaria [19]

Equipo	Nº	Potencia [W]	Tiempo [h]	Energía
Aparato eléctrico 1				$N * P * h$
Aparato eléctrico 2				$N * P * h$
Aparatos eléctricos 3				$N * P * h$
			Demanda diaria	$\sum N * pot * h$

A continuación, se presenta el análisis para la estimación de la demanda de agua caliente sanitaria (ACS)

2.10.2 Consumo de ACS

La demanda energética de ACS depende del consumo diario de agua en la vivienda que será función del número de habitantes de la misma. La norma ecuatoriana de la construcción (NEC) establece que en la ciudad de Quito una persona consume: 42 litros/persona/día a una temperatura de 60 °C.

En el caso del presente estudio, se considerará que en la vivienda habitan 5 personas y para el dimensionamiento del sistema se utilizará el método (F-chart).

Método de cálculo F-chart

Para el diseño del sistema solar térmico (SST), se utilizará el método F-chart recomendado por la Norma Ecuatoriana de la construcción NEC, para calcular la superficie de captación y el volumen de acumulación basados en procesos de datos experimentales.

2.10.3 Demanda de la energía térmica para ACS

Para el cálculo de la demanda energética que necesita la instalación de ACS, se utiliza la siguiente expresión [4].

$$D_i = V_{ACS} * \rho * C_p * (T_{ACS} - T_{red}) \quad (1.3)$$

Donde:

D_i : Demanda Energética diaria [kWh].

V_{ACS} : Demanda de consumo diario de ACS en [lts/día].

ρ : Densidad de agua 25 °C [1 kg/lts].

C_p : Calor específico de agua (4,1868 [$\frac{kJ}{kg \cdot ^\circ K}$]).

T_{ACS} : Temperatura ACS, 60°C.

T_{red} : Temperatura de la red.

Esta demanda considera, tanto eléctrica, como térmica, y sirve para determinación de la capacidad del sistema híbrido.

2.11 Selección del modelo de paneles solares híbridos

A continuación, se analizan los dos modelos de paneles solares híbridos (PVT) posibles para el proyecto:

- **Panel Híbrido ah72 SK de Abora Solar**

En la Figura 9 se presenta el panel solar híbrido modelo ah72-SK. El panel tiene producción fotovoltaica de 17,8%, y producción térmica de 70% con un rendimiento de 88%. En la Tabla 2 especifica las características técnicas del modelo y en el ANEXO I se muestra la ficha técnica del fabricante del panel solar híbrido [21].



Figura 9. Panel solar híbrido ah72-SK [21]

Tabla 2. Especificación del módulo Abora Ah72 SK [21]

Especificación Generales	
Tipo de célula	Mono - cristalina
Largo - Ancho - Espesor	1,9 x 995 x (85+22) mm
Área total	1,96 m ²
N° células	72
Peso	50 kg
Especificaciones Eléctricas	
Potencia Nominal	350 [W]
Voltaje máximo (Vmpp)	39,18 [V]
Corriente máxima (Impp)	8,98 [A]
Tensión circuito abierto (Voc)	48,82 [V]
Corriente cortocircuito (Isc)	9,73 [A]
Eficiencia (%)	17,8 %
Especificaciones térmicas	
Rendimiento optimo	0.7
Coeficiente pérdida s térmicas a1	5,98 $\frac{W}{m^2} k$
Coeficiente pérdida s térmicas a2	0,00 $\frac{W}{m^2} k^2$
Volumen líquido	1,78 lts
Temperatura de estancamiento	126 °C

- **Panel híbrido ECOMESH PVT-2**

En la Figura 10 se presenta el panel solar Ecomesh PVT-2. El panel reduce de un 40 % de la superficie de captación. Al incorporar la innovadora tecnología CTA que permite mejorar la producción térmica, lo cual permite reducir las pérdidas por reflexión, además son muy adecuados para climas fríos. Los paneles tienen un rendimiento que mejora a la competencia. Las especificaciones técnicas se muestran en la Tabla 3 [22].

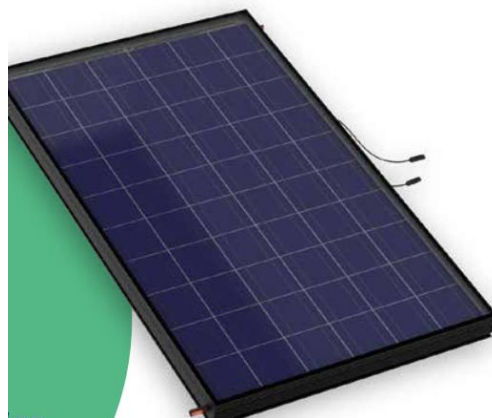


Figura 10. Panel Ecomesh PVT-2 [22]

Tabla 3. Especificaciones del módulo Ecomesh PVT-2 [22]

Especificación Generales	
Tipo de célula	60 Mono – cristalina
Largo - Ancho - Espesor	1645 x 978 x 93(+25) mm
Área total	1,55 m ²
Nº células	60
Peso	45,8 kg
Especificaciones Eléctricas	
Potencia Nominal	260 [W]
Voltaje máximo (Vmpp)	31,65 [V]
Corriente máxima (Impp)	8,06 [A]
Tensión circuito abierto (Voc)	38,58 [V]
Corriente cortocircuito (Isc)	9,06 [A]
Eficiencia (%)	15,98 %
Especificaciones térmicas	
Rendimiento optimo	0,51
Coeficiente pérdida s térmicas a1	4,93 $\frac{W}{m^2}k$
Coeficiente pérdida s térmicas a2	0,021 $\frac{W}{m^2}k^2$
Volumen líquido	lts

2.12 Diseño del sistema térmico para ACS

Se presenta el proceso de diseño del sistema térmico que es parte del sistema híbrido, y que suplente la demanda de agua caliente sanitaria (ACS). Bajo este escenario, se diseña el colector térmico siguiendo una secuencia de pasos para determinar un adecuado colector.

Para el análisis considera: cálculo de intensidad útil, rendimiento de colector, energía útil y el dimensionamiento del colector térmico.

2.12.1 Cálculo de la intensidad útil

La intensidad útil es la cantidad de energía que recibe el colector solar en el día. Esta intensidad se la define como el cociente entre la energía útil incidida sobre el captador y las horas solares útiles [23]. Para determinar la misma se requiere la irradiación global y las horas diarias del sol; en la Ecuación 1.4 se presenta la fórmula del cálculo de la intensidad útil.

$$I_u = \frac{I_{gc}}{t} \left[\frac{kW}{m^2} \right] \quad (1.4)$$

Donde:

I_{gc} : Irradiación global del captador $\left[\frac{kWh}{m^2} \right]$

t: Horas solar útiles [h]

2.12.2 Cálculo del rendimiento instantáneo del colector

Es el flujo de energía que toma forma de calor y se transmite al agua [12]. Los parámetros para la determinación son: intensidad útil, temperatura del colector y los coeficientes de pérdida que son obtenidas por las especificaciones técnicas del panel solar híbrido (Tabla 2). La Ecuación 1.5 determina la fórmula del rendimiento [14].

$$\eta_{dia} = \eta_0 - a_1 * x - a_2 * x^2 \quad (1.5)$$

Donde:

η_{dia} : Rendimiento del colector.

η_0 : Rendimiento óptimo.

a_1 : Coeficiente de pérdida s térmicas 1, [$\frac{W}{m^2} k$].

a_2 : Coeficiente de pérdida s térmicas 2, [$\frac{W}{m^2} k^2$].

x : Es la relación entre las temperaturas de agua caliente sanitaria y la temperatura ambiente con respecto a la intensidad útil.

A continuación, para el coeficiente x se calcula por medio de la Ecuación 1.6.

$$x = \frac{T_{ACS} - T_{amb}}{I_U} \quad (1.6)$$

- **Cálculo de energía útil**

La energía útil es aquella que produce el colector. Para determinar es necesario el rendimiento instantáneo y la radiación solar. En la Ecuación 1.7 se muestra el cálculo de la energía útil [14].

$$E_u = H_{dia} \times \eta_{dia} \quad (1.7)$$

2.12.3 Dimensionamiento del colector térmico

Para determinar el número de colectores térmicos N_C , se define la relación entre la demanda térmica al año y la energía entrega del panel. Según la Ecuación 1.8.

$$N_C = \frac{\text{Demanda térmica}}{\text{Energía entregada panel}} \quad (1.8)$$

La Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC), determina que la energía producida en un mes del año no puede superar el 110 % de la demanda de consumo de ACS. Además, no debe sobrepasar el 100 % de la demanda por más de 3 meses consecutivos, caso contrario se genera un calentamiento en el colector y el consecuente deterioro del mismo [4].

2.13 Diseño del sistema fotovoltaico

2.13.1 Dimensionamiento del panel fotovoltaico

Para dimensionar el número de paneles fotovoltaicos, se calcula la relación de energía diaria y las horas solares pico (HSP) por la potencia del panel solar híbrido, según la Ecuación 1.9 [24].

$$n^{\circ} \text{ paneles} = \frac{E_{\text{diaria}}}{\text{HSP} \times P_{\text{panel}}} \quad (1.9)$$

Donde:

E_{diaria} : Energía diaria de consumo [W].

HSP: Hora pico solar (h).

P_{panel} : Potencia del panel híbrido [W].

2.13.2 Dimensionamiento del Inversor

Para la selección del inversor, se debe considerar la capacidad de sincronía con la red y minimización de riesgos de fallas al sistema, caso contrario afectará al servicio de energía, tal como lo establece la norma NEC [25]. La potencia nominal del inversor se diseña partiendo de la potencia máxima de generación. Según [26], la potencia nominal debe estar entre 80 y el 90 % de la potencia de generación, debido a que los paneles fotovoltaicos trabajan constantemente en condiciones estándar de medida (CEM), que en situaciones reales no se da. Al calcular un inversor al 100% de la potencia nominal, el inversor trabajaría en su bajo rendimiento y potencia, Bajo este contexto, al seleccionar un inversor con una potencia de generación fotovoltaica baja, el funcionamiento será correcto y trabajará a mayor tiempo en condiciones de alta potencia, dando así un mejor rendimiento.

En lo que respecta al grado de protección del inversor, este debe ser de IP65 adecuado para el proyecto que incluye instalación a la intemperie.

En la Ecuación 1.10 se presenta el cálculo de la potencia del inversor, partiendo de la capacidad instalada (equipos) y el número de paneles fotovoltaicos.

$$P_{\text{inversor}} = n^{\circ}_{\text{paneles}} \times P_{\text{panel}} \quad (1.10)$$

Donde:

P_{inversor} : Potencia del inversor.

$n^{\circ}_{\text{paneles}}$: Número de paneles fotovoltaicos.

P_{panel} : Potencia pico del panel.

2.14 Software de simulación

El software que se puede usar para la validación del diseño, es el PVSYS o el T*SOL. Sin embargo, al no contar con un módulo para el sistema híbrido la simulación tendrá una parte térmica y fotovoltaica por separado.

- **PVSYS**

Es un software diseñado para modelar sistemas fotovoltaicos. Este software cuenta con una gran variedad de librerías que cuentan con equipos como módulos fotovoltaicos, inversores, entre otros. Además, cuentan con parámetros como pérdidas de ángulo, degradación y suciedad de módulos, cableado, derating, lo cual permite a la instalación un mejor rendimiento en su funcionamiento. Posee variedades de modelos los cuales son modificables por parámetros requeridos para el análisis. El programa nos facilita a la obtención de un informe detallado de la parte técnica y financiera del diseño.

Existen versiones de paga y gratuita (con un tiempo de duración de 30 días, la cual es utilizada con restricciones en ciertas librerías).

- **T*SOL**

Este software permite simular sistemas solares térmicos con una extensa biblioteca, en cuyas librerías se encuentra equipos como colectores, tanques de acumulación, resistencias eléctricas, entre otros. Posee varios modelos de sistemas, los cuales son modificables por medio de parámetros solicitados para el análisis. El programa facilita un informe técnico y económico del diseño.

El software tiene una versión de paga y gratuita la cual se delimita de las funciones requeridas.

2.15 Criterios de factibilidad financiera

Finalmente, para determinar la viabilidad del proyecto se debe realizar un análisis de factibilidad financiera del sistema híbrido. Para la evaluación se puede utilizar los siguientes indicadores financieros.

2.15.1 Cálculo del valor actual neto (VAN)

Es un indicador que permite determinar la viabilidad financiera del proyecto, su cálculo se realiza por medio de los datos de ingresos y egresos futuros, así como de la inversión inicial. El VAN se calcula por medio de la Ecuación 1.11 [27].

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t} \quad (1.11)$$

Donde:

I_0 : Inversión inicial, [USD].

n : Número de períodos, [años].

i : Tasa de actualización, [%].

V_t : Flujo de tasa de cada período, [USD].

Con el valor del VAN se pueden obtener tres escenarios posibles:

- Un VAN > 0 produce ganancia al proyecto.
- Un VAN < 0 produce pérdidas al proyecto.
- Un VAN = 0 no produce ganancias solo recupera la inversión inicial.

2.15.2 Cálculo de la tasa interna de retorno (TIR)

Es la tasa que hace que el VAN de un proyecto sea igual a cero, es decir, la tasa para la cual el proyecto no genera ingresos ni egresos [27]. El TIR se calcula por medio de la Ecuación 1.12.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} \quad (1.12)$$

Donde:

I_0 : Desembolso inicial de inversión.

n : Número de períodos.

V_t : Flujo de cada período.

2.15.3 Índice neto de rentabilidad (INR)

El índice neto de rentabilidad es la inversión que se mide por medio de los valores actualizados de los cobros generados por cada unidad monetaria en una inversión [28]. El cálculo de INR se expresa por medio de la relación de las sumatorias de los flujos

futuros descontando a una tasa de capital por la inversión inicial, la misma se muestra en la Ecuación 1.13 [29] .

$$\text{IRN} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t}}{\text{inversión inicial}} \quad (1.13)$$

Con el valor del IRN se presentan tres escenarios de análisis:

- Al tener un $\text{IRN} < 1$, el proyecto se rechaza ya que no es viable.
- Al tener un $\text{IRN} = 1$, el proyecto es indiferente, es decir, no genera ganancias.
- Al tener un $\text{IRN} > 1$, el proyecto es aceptado y es viable.

3 DISEÑO TÉCNICO Y EL ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA HÍBRIDO

En el presente capítulo se presenta el diseño técnico y el análisis financiero del sistema híbrido para el autoabastecimiento de energía eléctrica y térmica para un usuario tipo residencial, con el fin de determinar su factibilidad.

3.1 Ubicación de la vivienda

El sistema híbrido deberá instalarse en un área con espacio suficiente para alojar a los paneles solares híbridos y elementos que compone el sistema, bajo este contexto se considera una superficie de 15 m² en la terraza de la vivienda.

Para los datos solares necesarios para el diseño, se ha considerado que la vivienda está ubicada en la Mitad del Mundo parroquia de San Antonio del distrito Metropolitano, con una Latitud: 0° 0' 00" N, Longitud: 78° 27' 19" W, Altitud: 2464 msnm.

En la Figura 11 se presenta la localización satelital de la Mitad del Mundo [30].



Figura 11. Localización satelital de la Mitad del Mundo [30]

3.2 Análisis de la radiación solar y hora solar pico

Para el análisis, se tomará datos (HSP) y radiación de la plataforma PVSYST.

En la Tabla 4 se muestra los datos que se utilizara para el diseño:

Tabla 4. Radiación solar diaria

Meses	kWh/m ² /día	HSP
Enero	5,413	4,992
Febrero	4,136	5,205
Marzo	5,151	5,007
Abril	5,053	4,786
Mayo	5,590	4,632
Junio	5,416	4,468
Julio	6,616	4,548
Agosto	5,383	5,080
Septiembre	4,280	5,287
Octubre	4,043	5,207
Noviembre	4,770	5,149
Diciembre	5,131	5,125
Promedio	5,13	4,957

- **Corrección de la radiación solar sobre la superficie inclinada**

El cálculo de la radiación solar sobre una superficie inclinada se realizar una corrección por el ángulo de inclinación de los colectores para tener una mayor cantidad de energía solar durante el año.

Bajo este contexto, la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC), determina que los módulos deben tener un ángulo de inclinación entre 10° a 25° con respecto a la base

de la edificación. Para el estudio desarrollado se tomó un ángulo de 15° [4], Con este ángulo se debe recalcular el valor de radiación que se obtuvo previamente, a través de la Ecuación 3.1 [25].

$$H_t = k * \bar{H} \quad (3.1)$$

Donde:

\bar{H} : Valor mensual diaria de radiación.

k: Factor de corrección (Tabla 5).

En la Tabla 5 se presentan el factor de corrección “k” tomado de la NEC [25], que depende del ángulo de inclinación de los paneles solares.

Tabla 5. Factor de corrección “k” [25]

Inclinación	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
15°	1,04	1,01	0,97	0,92	0,88	0,87	0,88	0,92	0,97	1,02	1,05	1,05

En la Tabla 6 se presentan los valores corregidos de la radiación solar.

Tabla 6. Radiación solar corregida

Mes	Radiación global horizontal (kWh/m ² día)	Factor k	Radiación global horizontal corregida (kWh/m ² día)	HSP
Enero	5,413	1,04	5,63	4,992
Febrero	4,136	1,01	4,18	5,205
Marzo	5,150	0,97	5,00	5,007
Abril	5,053	0,92	4,65	4,786
Mayo	5,590	0,88	4,92	4,632
Junio	5,416	0,87	4,71	4,468
Julio	6,616	0,88	5,82	4,548
Agosto	5,383	0,92	4,95	5,080
Septiembre	4,280	0,97	4,15	5,287
Octubre	4,043	1,02	4,12	5,207
Noviembre	4,770	1,05	5,01	5,149
Diciembre	5,131	1,05	5,39	5,125
Promedio	5,08		4,88	4,96

El software PvSyst cuentan con diferentes bases de datos como fuentes de información. Para este trabajo se considera de base de datos “Meteonorm”, dando como resultado una nueva radiación por la corrección del ángulo de inclinación de 4.88 kWh/m²día y 4.96 HSP

Según la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC) [4], para el análisis del recurso solar se debe considerar la información del mapa de radiación global mundial, en tal razón, para el territorio ecuatoriano se establecen los siguientes valores:

En la Tabla 7 se presenta los valores diarios de radiación.

Tabla 7. Valores de irradiación diaria para las regiones ecuatorianas [4]

Zona Climática	kWh/m ²	MJ/m ²
I	$H < 3,8$	$H < 13,68$
II	$3,8 \leq H < 15,12$	$13,68 \leq H < 15,12$
III	$4,2 \leq H < 4,6$	$15,12 \leq H < 15,56$
IV	$4,6 \leq H < 5,00$	$16,56 \leq H < 18,00$
V	$5,00 \leq H < 5,4$	$18,00 \leq H < 19,44$
VI	$H \geq 5,4$	$H \geq 19,44$

El valor de irradiación solar diaria obtenido se encuentra en la zona climática (IV) dentro del rango $4,6 \leq H < 5,00$ [kWh/m²]. Por lo tanto, la contribución solar mínima para generar ACS se encuentra a una demanda total de 50-5000 l/d, esto se muestra en la Tabla 8 [4].

Tabla 8. Contribución solar mínima para ACS [4]

Demanda total A.C.S del edificio [l/d]	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V	Zona VI
50 – 5,000	30%	40%	50%	55%	60%	65%
5,001 – 10,000	35%	45%	55%	60%	65%	70%
>10,000	40%	50%	60%	65%	70%	75%

3.3 Estimación de la demanda energía eléctrica y térmica

3.3.1 Análisis de la demanda de energía eléctrica

Para el análisis de la demanda del usuario tipo se estima el consumo de los aparatos eléctricos y electrónicos que tiene una vivienda, excluyendo la carga del calefón eléctrico que si fue considerado en el componente 1 del Proyecto de Integración Curricular del que es parte este TIC. En este caso se considerará que la vivienda abastece la demanda de agua caliente con gas. Esto con el fin de realizar un análisis comparativo de resultados, considerando al mismo usuario.

En la Tabla 9, se observa el consumo de cada electrodoméstico y el tiempo de uso, que dará como resultado la demanda diaria para el estudio.

Tabla 9. Estimación de carga

Carga	Cantidad	Voltaje (V)	Potencia (W)	Tiempo de uso (h)	Carga instalada	Demanda Diaria (h)
Refrigerador	1	120	240	8	240	1920
Televisor 50"	1	120	90	4	90	360
Televisor 32"	2	120	60	3	120	360
Cocina de inducción	1	220	6000	1,3	6000	7800
Plancha	1	120	1250	0,2	1250	250
Licuada	1	120	450	0,2	450	90
Minicomponente	1	120	320	0,5	320	160
Computadora	1	120	300	6	300	1800
Lavadora de ropa	1	220	1500	1	1500	1500
Luminarias c1 - primer piso	7	120	12	2	84	168
Luminarias c2 - segundo piso	7	120	12	3	84	252
Luminarias c3- exterior	4	120	12	0,6	48	28,8
Secadora de ropa	1	220	270	1	270	270
Microondas	1	120	900	0,2	900	180
Sanduchera	1	120	750	0,1	750	75
laptop	2	120	130	8	260	2080
Impresora	1	120	45	0,3	45	13,5
Secadora de cabello	1	120	1200	0,3	1200	360
Modem de internet	1	120	6	24	6	144
CCTV - 4 cámaras	4	120	8	24	32	768
motor garaje	1	120	500	0,2	500	100
portero eléctrico	1	120	2	24	2	48
Total (Wh)			14057		14451	18727,3
Total (kWh)			14,057		14,451	18,7273
Total (kWh/mes)						561.819

Como resultado se observa una demanda de energía diaria de 18,42 [kWh], al mes 561,82 [kWh] y anual de 6741,8 [kWh]. Los datos obtenidos permitirán realizar el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico.

- **Pliego tarifario de servicio público de energía eléctrica del año 2022**

En la Tabla 10 se presentan los valores de la tarifa que pagan los usuarios residenciales por el servicio de energía eléctrica, según el pliego tarifario 2022 para la Empresa Eléctrica de Quito.

Con base a la demanda mensual estimada de 561,81 [kW-mes], se establece que el usuario sería un usuario ubicado en el rango de consumo 501-700 [kWh-mes], al cual le corresponde una tarifa de 0,128552 [USD/kWh].

Tabla 10. Pliego tarifario de la EEQ cargo tarifario [31]

Rango de Consumo	Energía (USD/kWh)
1-50	0,078
51-100	0,081
101-150	0,083
151-200	0,097
201-250	0,099
251-300	0,101
301-350	0,103
351-500	0,105
501-700	0,1285
701-1000	0,1450
1001-1500	0,1709
1501-2500	0,2752
2501-3500	0,4360
Superior	0,6812

3.3.2 Análisis de la demanda de energía térmica para ACS

A continuación, se estima la demanda de consumo de ACS, con base al número de personas que conforma la vivienda del proyecto.

- **Demanda del consumo de ACS**

Se considera que la vivienda está conformada por 5 personas, cuya demanda de agua es de 42 [litros/persona/día] y una temperatura de 60 °C. La vivienda es únicamente para uso residencial.

En la Tabla 11 se muestra el cálculo de los litros totales de agua diaria que es consumida en la vivienda.

Tabla 11. Consumo máximo de ACS diario

N° de personas por vivienda	Consumo/persona (lts/día)	Temperatura del agua (°C)	Consumo total (lts/día)
5	42	60	210

En la Tabla 12 se determina la demanda energética térmica de agua caliente sanitaria que necesita la instalación, la cual se utilizará la Ecuación 1.3 y se partirá de la demanda de consumo de ACS que previamente fue estimada. Por otro lado, los valores de temperatura de agua de la red son obtenidos de los datos establecidos de la norma NEC [25].

Tabla 12. Demanda energética térmica de ACS

Mes	Días del mes	Consumo mensual (lts/día)	Calor específico (J/kg K)	T ACS (°K) (60 °C)	T red (°C)	T red en (°K)	Demanda Energética Térmica diaria (kJ/día)	Demanda Energética térmica (kWh/mes)
Enero	31	210	4180	333,15	11,6	284,75	42485520	365,84
Febrero	28	210	4180	333,15	11,9	285,05	42222180	328,40
Marzo	31	210	4180	333,15	11,8	284,95	42309960	364,33
Abril	30	210	4180	333,15	11,8	284,95	42309960	352,61
Mayo	31	210	4180	333,15	11,9	285,05	42222180	363,58
Junio	30	210	4180	333,15	12,1	285,25	42046620	350,42
Julio	31	210	4180	333,15	11,8	284,95	42309960	364,33
Agosto	31	210	4180	333,15	12,2	285,35	41958840	361,31
Septiembre	30	210	4180	333,15	11,8	284,95	42309960	352,61
Octubre	31	210	4180	333,15	11,6	284,75	42485520	365,84
Noviembre	30	210	4180	333,15	11,5	284,65	42573300	354,81
Diciembre	31	210	4180	333,15	11,5	284,65	42573300	366,60
Promedio					11,8	284,9	42317275	357,56

Con los resultados obtenidos se determina una demanda térmica mensual de 357,56 kWh/mes y anual de 4290,72 kWh/año, con un consumo de 210 lts/día a una temperatura de 60 °C.

3.4 Dimensionamiento del sistema térmico para ACS

3.4.1 Análisis de la intensidad útil

Para el análisis de la intensidad útil se reemplaza en la Ecuación 1.4, con los datos de irradiación que se determinó en la Tabla 6. Las horas diarias del sol son tomadas del INAMHI en la Tabla 13 [32].

Tabla 13. Horas diarias del sol de la estación meteorológica [32]

M0002		LA TOLA										INAMHI							
MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C)						HUMEDAD RELATIVA (%)				PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm)		Número de días con precipitación			
		ABSOLUTAS		M E D I A S		Mensual	Máxima día	Mínima día	Máxima día	Mínima día	Media			Mensual	Máxima en 24hrs		día		
ENERO	111.3	24.7	1	8.5	2							20.5	11.1			14.8		99	6
FEBRERO	96.9	22.5	5	9.2	20	20.4	11.0	14.7	99	15	55	5	84	11.9	13.9	59.8	15.0	27	21
MARZO	133.8	25.0	14			22.5	10.0	15.7	99	26	50	14	80	11.8	13.9	95.1	24.5	25	13
ABRIL	109.8					21.7	10.4	14.9					80	11.1	13.3	114.4	17.1	8	20
MAYO	165.2	25.2	23	6.0	27	22.3	10.0	15.6	97	12	32	23	72	9.9	12.2	16.3	9.8	2	9
JUNIO	218.9	26.4	4	5.0	12	23.5	8.6	15.6	98	26	28	13	66	8.3	11.1	8.2	3.0	16	6
JULIO	227.8	26.0	13	5.2	21	23.6	8.7	16.3	97	7	30	20	60	7.5	10.5	1.5	0.9	15	4
AGOSTO	236.6	27.0	7			23.7	8.2	16.0	96	12	25	6	58	6.7	9.9	2.0	1.0	4	3
SEPTIEMBRE	255.0	27.4	19	4.0	17	23.9	7.9	16.1	96	28	30	20	60	7.2	10.3	53.3	34.0	21	4
OCTUBRE	154.7			5.5	23	23.2	9.1	15.7	99	16	27	20	73	10.0	12.4	70.2	16.8	6	18
NOVIEMBRE	145.9	25.5	27	5.6	18	22.2	9.2	15.4	98	11	42	10	80	11.4	13.5	235.9			
DICIEMBRE	173.8	25.0	23	4.9	3	22.4	9.1	15.4	98	13	37	23	76	10.6	12.8	59.8	18.0	12	9
VALOR ANUAL	2029.7					22.5	9.4	15.5					72	9.9	12.3	793.4			

En la Tabla 14 se determina la intensidad útil:

Tabla 14. Intensidad útil día

Mes	Días del mes	Irradiación global horizontal corregida (kWh/m ² día)	H de sol ($\frac{h}{mes}$)	H de sol ($\frac{h}{dia}$)	Intensidad útil ($\frac{kW}{m^2}$)
Enero	31	5,63	178,6	5,8	977,2
Febrero	28	4,18	116	4,1	1,01
Marzo	31	5,00	131,8	4,3	1.2
Abril	30	4,65	107,3	3,6	1.3
Mayo	31	4,92	141,3	4,6	1.1
Junio	30	4,71	134,4	4,5	1.1
Julio	31	5,82	180,8	5,8	997,9
Agosto	31	4,95	229,1	7,4	669,8
Septiembre	30	4,15	179,6	6,0	693,2
Octubre	31	4,12	154,4	5,0	827,2
Noviembre	30	5,01	173,0	5,8	868,8
Diciembre	31	5,39	144,8	4,7	1.2
Promedio		4,88	155,9	5,1	983,66
Año		59	1871,1	61,40	11803,864

La intensidad útil promedio es de 983,66 kW/m², que en el Ecuador dadas las condiciones de radiación son valores favorables en todo el año, por lo tanto, son resultados óptimos para el uso de paneles solares híbridos.

3.4.2 Análisis del rendimiento del colector

Para determinar el flujo de energía que llega en forma de calor al captador, se procede a calcular el rendimiento del colector con la Ecuación 1.5. La NEC determina, que los coeficientes globales de pérdidas térmicas no deben ser menores a $8 \left[\frac{W}{m^2} \text{ } ^\circ\text{C} \right]$ [4]. Estos

coeficientes se extraen de la Tabla 15 de las especificaciones técnicas del panel solar híbrido.

Cabe señalar que al implementar los paneles solares híbridos se debe ubicar al tanque acumulador en un lugar adecuado y cercano, con el objetivo de minimizar pérdidas.

Tabla 15. Especificaciones del módulo ah72 SK

Potencia Nominal	350 [W]
Voltaje Máximo	39,18 [V]
Corriente Máxima	8,98 [A]
Rendimiento Optimo	0,7
Coeficiente térmico pérdida s a1	$5,98 \left(\frac{W}{m^2 K}\right)$
Coeficiente térmico pérdida s a2	$0 \left(\frac{W}{m^2 K^2}\right)$

En la Tabla 16 se presentan los resultados obtenidos del cálculo del rendimiento y la energía útil.

Tabla 16. Rendimiento del colector y Energía útil

Mes	T_{ACS} (°K)	T_{amb} (°K)	Intensidad útil día $\left(\frac{kW}{m^2}\right)$	x	x^2	Rendimiento del colector (%)	Irradiación global horizontal (kWh $m^2/día$)	Energía útil (kWh/día)
Enero	333,15	284,75	977,2	0,050	0,0025	40,38	5,63	2,27
Febrero	333,15	285,05	1009	0,048	0,0023	41,49	4,18	1,73
Marzo	333,15	284,95	1176	0,041	0,0017	45,49	5,00	2,27
Abril	333,15	284,95	1300	0,037	0,0014	47,83	4,65	2,22
Mayo	333,15	285,05	1079	0,045	0,0020	43,34	4,92	2,13
Junio	333,15	285,25	1051	0,046	0,0021	42,75	4,71	2,01
Julio	333,15	284,95	997,9	0,048	0,0023	41,12	5,82	2,39
Agosto	333,15	285,35	669,8	0,071	0,0051	27,32	4,95	1,35
Septiembre	333,15	284,95	693,2	0,070	0,0048	28,42	4,15	1,18
Octubre	333,15	284,75	827,2	0,059	0,0034	35,01	4,12	1,44
Noviembre	333,15	284,65	868,8	0,056	0,0031	36,62	5,01	1,83
Diciembre	333,15	284,65	1154	0,042	0,0018	44,87	5,39	2,42
Promedio			983,59			39,55	4,88	1,94
Año								23,27

3.4.3 Cálculo de la energía diaria del colector

La energía diaria no es la energía que dispone el sistema, sino la que contribuye el colector [12]. Por consiguiente, en la implementación de equipos como colectores, tuberías y acumulador, se producen pérdidas energéticas de un 15%. En la Tabla 17 se muestran los resultados de energía entregada de un panel.

Tabla 17. Energía del colector mensual

Mes	Días del mes	Energía Útil mensual (kWh/mes)	Energía producida diario con 15% pérdidas (kWh/mes)
Enero	31	70,48	59,91
Febrero	28	48,56	41,28
Marzo	31	70,51	59,93
Abril	30	66,72	56,71
Mayo	31	66,11	56,19
Junio	30	60,40	51,34
Julio	31	74,18	63,05
Agosto	31	41,93	35,64
Septiembre	30	35,38	30,07
Octubre	31	44,72	38,01
Noviembre	30	55,04	46,78
Diciembre	31	74,97	63,72
Promedio			50,22
Año			602,64

3.4.4 Cálculo del número de colectores térmicos

Para determinar el número de colectores se reemplaza en la Ecuación 1.8, la demanda térmica que se calcula en la Tabla 12 y la energía entregada del panel solar híbrido.

$$N_c = \frac{\text{Demanda Termica}}{\text{Energia entregada panel}}$$

$$N_c = \frac{4290,72 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}}{602,64 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}}$$

$$N_c = 7,12 \approx 7 \text{ colectores}$$

Como se observa se necesitan 7 colectores. En la sección 2.12.3 la norma NEC establece que la energía producida de un mes del año no debe superar el 110% de la demanda de consumo de ACS, además no debe sobrepasar el 100% de la demanda por más de 3 meses consecutivos. El análisis de la energía térmica presenta en la Tabla 18.

Tabla 18. Demanda energética térmica para 7 paneles

Mes	Energía producida de panel con 15% pérdidas (kWh/mes)	Energía producida a 7 paneles (kWh/mes)	Demanda Energética térmica (kWh/mes)	110 % Demanda energética térmica (kWh/mes)
Enero	59,91	419	365,84	402,424
Febrero	41,28	289	328,39	361,229
Marzo	59,93	420	364,33	400,763
Abril	56,71	397	352,61	387,871
Mayo	56,19	393	363,58	399,938
Junio	51,34	359	350,42	385,462
Julio	63,05	441	364,33	400,763
Agosto	35,64	249	361,31	397,441
Septiembre	30,07	211	352,61	387,871
Octubre	38,01	266	365,84	402,424
Noviembre	46,78	327	354,81	390,291
Diciembre	63,72	446	366,6	403,260
Promedio		352	357,56	393,310

Como se observa en algunos meses la energía producida con los 7 paneles solares supera el 110% de la demanda térmica, la cual no cumple con lo establecido en la NEC. Por consiguiente, se realiza un nuevo análisis para 6 paneles para dar el cumplimiento de la Norma Ecuatoriana de la construcción NEC, los resultados se muestran en la Tabla 19.

Tabla 19. Demanda energética térmica para 6 paneles

Mes	Energía producida de panel con 15% pérdidas (kWh/mes)	Energía producida a 6 paneles (kWh/mes)	Demanda Energética térmica (kWh/mes)
Enero	59,91	359,4	365,84
Febrero	41,28	247,7	328,39
Marzo	59,93	359,6	364,33
Abril	56,71	340,3	352,61
Mayo	56,19	337,1	363,58
Junio	51,34	308,0	350,42
Julio	63,05	378,3	364,33
Agosto	35,64	213,8	361,31
Septiembre	30,07	180,4	352,61
Octubre	38,01	228,0	365,84
Noviembre	46,78	280,7	354,81
Diciembre	63,72	382,3	366,60
Promedio		301,32	357,56
Año		3616	4291

La energía térmica generada por el sistema de 6 paneles solares híbridos es de 3616 kWh/año. La demanda térmica de la vivienda es de 4291 kWh/año, la cual no es cubierta por la energía térmica del sistema, se dimensiona una resistencia eléctrica para obtener energía térmica faltante, tal como lo determina la norma NEC [4].

La demanda térmica faltante es la diferencia de la demanda de ACS (4291 kWh/año) con la energía producida del panel (3616 kWh/año), dando como resultado la energía térmica faltante de 675 kWh/año la cual cubre la resistencia.

Para la selección del sistema mediante resistencia eléctrica, se toman valores de potencia disponible en el mercado de 1 a 18 [kW] [33]. El valor seleccionado de la resistencia eléctrica para la producción en el año será de 1,3 [kW]. En el ANEXO II se presenta la ficha técnica de la resistencia eléctrica.

$$E_R = P_R \times t_{uso} = 1,3 \times 1,5h = 1,95 \text{ kWh/día} \quad (3.2)$$

Donde:

E_R : Energía generada de la resistencia al día [kWh/día].

P_R : Potencia de resistencia eléctrica [W].

t_{uso} : Tiempo de funcionamiento de resistencia.

$$E_{R/\text{mes}} = 1,95 \times 30 = 58,5 \text{ [kWh/mes]}$$

$$E_{R/\text{año}} = 58,5 \times 12 = 698,4 \text{ [kWh/año]}$$

Se observa el valor de la energía consumida por la resistencia es de 698,4 [kWh], energía que cubre la demanda térmica faltante. Dando como resultado la energía total de 4314,4 kWh/año para el calentamiento de agua.

3.4.5 Dimensionamiento del sistema de acumulación de ACS

Para el diseño del tanque de acumulación de ACS se debe tomar en cuenta el consumo de agua al día, ya que se recomienda que el acumulador debe ser cercano al consumo de agua caliente en el día. [14].



Figura 12. Tanque acumulador M&T MHWT-8 [34]

En la Figura 12 se muestra el tanque de acumulador de la marca M&T para el diseño del sistema. El tanque tiene una capacidad de 300 lts para el calentamiento de agua, está compuesto por materiales de acero inoxidable SUS304.36L dúplex. Tiene una espuma de poliuretano que ayuda a reducir pérdidas de calor de tipo termosifón (pasivo). Para más detalle en el ANEXO III se presenta la ficha técnica del fabricante. En la Tabla 20 se especifican las características generales del mismo [34].

Tabla 20. Especificaciones del tanque acumulador [34]

Modelo	MHWT-8
Capacidad (lts)	300
Apto para A.C. S	SI
Material	Acero galvanizado

3.5 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

3.5.1 Dimensionamiento del número paneles fotovoltaicos

Para determinar el número de paneles fotovoltaicos se parte de la demanda diaria que previamente se estimó, y la energía entregada de la potencia del panel solar híbrido y de las horas solares pico. Para la selección de la HSP se toma el mínimo valor de 4,468 kWh/m² día correspondiente de un mes del año, se reemplaza en la Ecuación 1.9.

$$n^{\circ} \text{ paneles} = \frac{E_{\text{diaria}}}{\text{HSP} \times P_{\text{panel}}}$$

$$n^{\circ} \text{ paneles} = \frac{18,727 \text{ kWh/día}}{4,468 \times 350 \text{ W}} = 11,9$$

$$n^{\circ} \text{ paneles} = 12$$

Para el autoabastecimiento de la demanda eléctrica, el número de paneles fotovoltaicos da como resultado un valor entero de 12 paneles. Según el diseño térmico se requieren 6 colectores más una resistencia eléctrica de 1,3 [kW], para cubrir la demanda de ACS. En la sección 2.7 se menciona que el sistema híbrido genera energía térmica y eléctrica simultáneamente, para el estudio se considera que el número de colectores térmicos será igual al número de paneles fotovoltaico.

La generación de energía por los 6 paneles se presenta en la Tabla 21. A continuación, se determina la potencia del panel solar híbrido y las HSP de un mes del año.

$$E_{\text{entregada panel}} = 4,63 \times 350 = 1620,5 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \text{ día}$$

$$E_{\text{generada mayo}} = 6 \times 1620,5 \times 31 = 301,52 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \text{ mes}$$

Los 6 módulos se conectarán en serie con lo cual se evita el sobrecalentamiento del inversor por elevadas corrientes.

Tabla 21. Energía generada del sistema

Mes	Días del mes	Número de paneles	HSP	Potencia panel (kW)	Energía generada del sistema (kWh/m ² mes)
Enero	31	6	4,99	0,35	324,98
Febrero	28	6	5,21	0,35	306,05
Marzo	31	6	5,01	0,35	325,96
Abril	30	6	4,79	0,35	301,52
Mayo	31	6	4,63	0,35	301,54
Junio	30	6	4,47	0,35	281,48
Julio	31	6	4,55	0,35	296,07
Agosto	31	6	5,08	0,35	330,71
Septiembre	30	6	5,29	0,35	333,08
Octubre	31	6	5,21	0,35	338,98
Noviembre	30	6	5,15	0,35	324,39
Diciembre	31	6	5,13	0,35	333,64
Promedio					316,53
Año					3798,40

3.5.2 Dimensionamiento del inversor

Para el diseño un inversor se considera que éste debe trabajar adecuadamente sin ningunas condiciones climáticas adversas, como altas temperaturas, equipos sucios, entre otros.

Para determinar la potencia del inversor, se parte de la potencia instalada por panel.

$$P_{\text{inversor}} = n^{\circ}_{\text{paneles}} \times P_{\text{panel}}$$

$$P_{\text{inversor}} = 6 \times 350 = 2,1 \text{ [kW]}$$

La potencia nominal del inversor, debe ser menor o igual a la carga instalada por un factor de seguridad de 25%. [25].

$$P_{\text{inversor}} = 2100 \times 1,25 = 2,6 \text{ [kW]}$$

Con estos cálculos se determina que la potencia máxima de generación del inversor es de 2,6 [kW]. Como en el mercado no se consigue un inversor de esta potencia se escoge un inversor de mayor potencia.

Para la instalación del sistema se tomó un tipo de inversor Growatt MIC 3000TL-X (ANEXO IV). Este inversor tiene la ventaja calidad-precio, dispone de una garantía 5 años con posibilidad de ampliar hasta 10 años. La potencia es de 3000 W. En la Tabla 22 se detalla las especificaciones técnicas del inversor.

Tabla 22. Especificaciones técnicas inversor Growatt MIC 3000TL-X

Parámetros de entrada	
Eficiencia Max %	97,6
Potencia máxima (Wp)	3,500
Tensión máxima DC (V)	550
Tensión de arranque (V)	80
Tensión de operación MPP (V)	65 – 550
Voltaje nominal (V)	360
Corriente máxima rastreador MPP (A)	13
Corriente máxima de C.C (A)	16
Parámetros de salida	
Conexión de red eléctrica	Monofásica
Potencia nominal máxima (W)	3,000
Potencia aparente máxima (VA)	3,000
Tensión nominal (Vac)	230 (180 /280)
Frecuencia (Hz)	50 / 60
Corriente máxima (A)	14.3
Factor de potencia	0,8
Distorsión armónica máxima	≤ 3%

3.6 Selección del panel solar híbrido (PVT)

En la Sección 2.11, se presentaron especificaciones técnicas de los tipos de paneles híbridos, las cuales constituyen alternativas viables para el proyecto desde el ámbito técnico.

Con la finalidad de identificar un panel adecuado para el diseño del sistema, se realizó un análisis a detalle de cada panel (ANEXO V), cuya selección considera el mayor aporte en cuanto a beneficio y producción de energía para el sistema, ver Tabla 23.

Tabla 23. Potencia de producción energética de cada panel híbrido

Módulos solares híbridos	Potencia módulo (W)	Demanda térmica (kWh/año)	Energía generada módulo (kWh/año)	Número de paneles	Energía generada por el sistema (kWh/año)
Módulo Ah72 SK	350	4290,72	602,64	6	4218,5
Módulo Ecomesh PVT-2	260	4290,72	395,04	11	3950,41

Con base al análisis y comparación de los aportes de producción energética de cada panel analizado, para el desarrollo del proyecto se opta por el panel solar Abora AH72 SK, el cual entrega mayor energía con un menor número de paneles.

3.7 Simulación del sistema

Con el fin de validar los resultados obtenidos a través de cálculos, se desarrolla la modelación del sistema en el software PvSyst y T*sol. Debido que no se tiene disponible un software específico para simular el panel solar híbrido, las simulaciones se realizan por separado.

- **Sistema térmico T*SOL**

Para el sistema térmico, se usan los parámetros calculados del panel solar híbrido con un tanque acumulador de 210 lts, como se presenta en la Figura 13.



Figura 13. Esquema de sistema térmico

Tabla 24 se presenta los datos climáticos de la zona utilizada para la simulación, así como los resultados de la modelación del sistema, el cual consta de 6 paneles con una demanda calculada por la simulación de 4235 kWh/año. El informe completo a detalle se encuentra en el ANEXO VI.

Tabla 24. Resultados de simulación

Especificación

Datos climáticos

Ubicación:	San Antonio
Datos climáticos:	San Antonio
Suma anual de la radiación global:	1930,368 kWh/m ²
Latitud:	0 °
Longitud:	78,46 °

Agua Caliente Sanitaria

Consumo medio diario:	0,21 m ³
Temperatura deseada:	60 °C
Perfil de carga:	Casa unifamiliar (Punta en la tarde)
Temperatura del agua fría:	Febrero: 11,9 °C Agosto: 12,2 °C
Recirculación:	no

Resultados de la simulación anual

Potencia de colectores instalada:		5,050 kW
Superficie de colectores instalada (bruta):		11,76 m ²
Irradiación a la superficie colector (Superficie ref.):	21.377,71 kWh	1.895,19 kWh/m ²
Energía suministrada por los colectores:	4.786,85 kWh	424,37 kWh/m ²
Energía suministrada por los circuitos del colector:	4.160,48 kWh	368,84 kWh/m ²
Sum. de energía para la producción del agua caliente:		4.235,51 kWh
Energía del sistema solar para el ACS:		4.015,30 kWh
Energía suministrada por la calefacción auxiliar:		423,8 kWh
Ahorro Gas natural H:		494,0 m³
Emisión de CO2 evitada:		1.044,70 kg
Fracción solar ACS:		90,5 %
Ahorro relativo de energía adicional (DIN EN 12977):		91,1 %
Grado de uso del sistema:		18,8 %

- **Sistema fotovoltaico PVSYST**

Para la simulación de la parte fotovoltaica del sistema en PvSyst se utilizaron los parámetros calculados del panel solar híbrido que compone por 6 paneles cada uno de 350 [W], un inversor modelo Growatt New Energy a una potencia de 3.0 kW disponible en el programa, en la Figura 14 se presenta un esquema del sistema.

El informe completo de la simulación se presenta en el ANEXO VII.

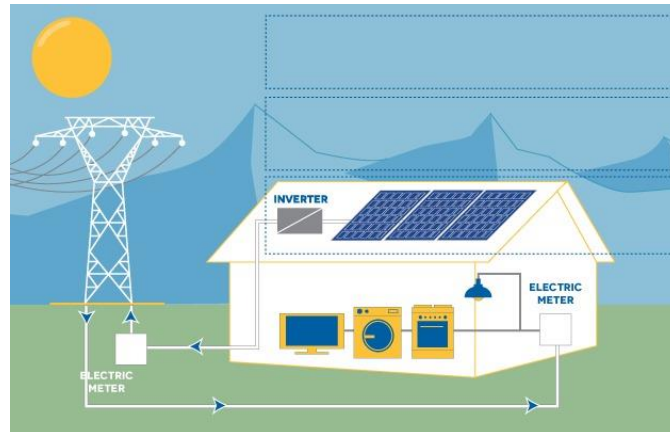


Figura 14. Pantalla principal del sistema fotovoltaico

En la Figura 15 se determina los parámetros de orientación del sistema, “tipo de campo” plano inclinado, “inclinación plana” a 15°.

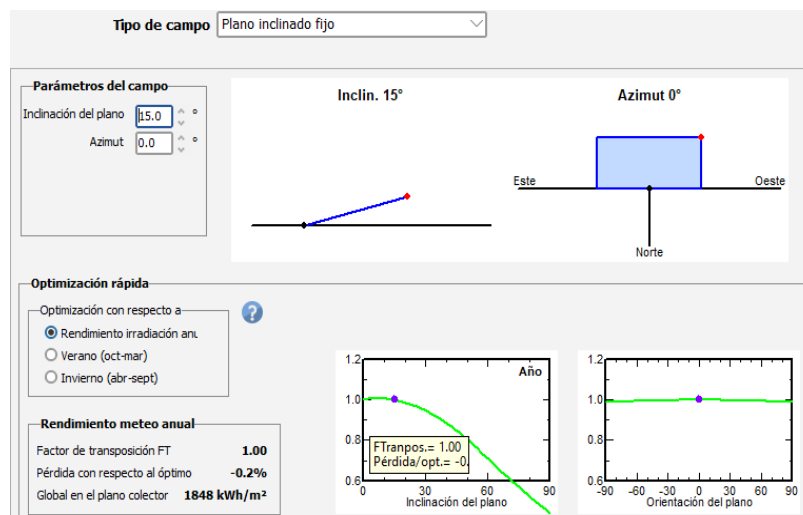


Figura 15. Orientación e inclinación del módulo

En la Figura 16, se presenta la ventana principal para completar los campos de orientación del sistema.

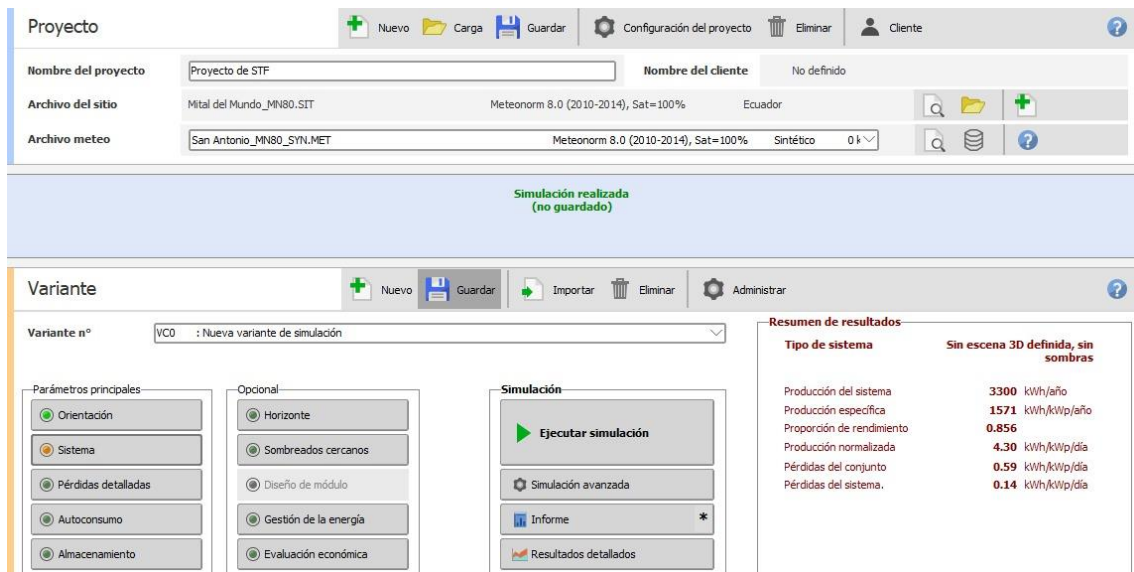


Figura 16. Ventana principal

En la Tabla 25 se presenta la diferencia entre la energía producida por el sistema mensualmente y la energía consumida por la resistencia eléctrica, dando como resultado que la energía efectiva que entrega al sistema para el autoabastecimiento de la demanda eléctrica es de 2875,5 [kWh/año].

Tabla 25. Resultados de energía efectiva del diseño

Mes	Energía sistema (kWh/mes)	Energía resistencia (KWh/mes)	Energía efectiva (KWh/mes)
Enero	256,4	51	205,4
Febrero	208,4	62	146,4
Marzo	270,9	35	235,9
Abril	278,2	23	255,2
Mayo	323,1	4	319,1
Junio	320,7	17	303,7
Julio	337,6	7	330,6
Agosto	379,6	9	370,6
Septiembre	283,1	21	262,1
Octubre	218,1	43	175,1
Noviembre	198,8	91	107,8
Diciembre	224,6	61	163,6
Promedio	274,96	35,33	239,625
Año	3299,5	424	2875,5

En la Tabla 26 muestra los resultados del sistema completo.

Tabla 26. Resultados del sistema de energía térmica y eléctrica

	Simulación		Valores calculados		Energía térmica que cubre el sistema	Energía eléctrica que cubre el sistema
	Demanda energía térmica	Demanda energía eléctrica	Demanda energía térmica	Demanda energía eléctrica	100 %	57 %
Año	4235,51	2875,5	4290,72	6741,82		

Se observa que el sistema híbrido, cubre el 100 % de la demanda energía térmica. Por lo tanto, cumple con el objetivo de autoabastecimiento de ACS de una vivienda tipo residencial. Mientras en lo que corresponde a la demanda eléctrica en la vivienda, esta se abastece un 57%, lo que indica que el sistema tiene un ahorro en la planilla mensual, pero no cubre en su totalidad de la demanda.

3.8 Análisis de producción de la energía fotovoltaica vs demanda de la energía del usuario

En la Tabla 27 se observa el análisis de la comparación entre la producción efectiva de la planta fotovoltaica y energía consumida del usuario.

Tabla 27. Producción de la planta fotovoltaica vs demanda de energía del usuario

Producción de la planta fotovoltaica efectiva (kWh)	Consumo anual de energía (kWh)
2877,5	6741,82

Se observa que el consumo de energía eléctrica del usuario es de 6741,82 kWh, siendo mayor a la producción de la planta fotovoltaica efectiva de 2877,5 kWh, esto significa que no hay un excedente de energía para entregar. La cantidad faltante de energía para cubrir la demanda de la vivienda, será entregada por la compañía distribuidora.

Para el análisis financiero que a continuación se presenta, no se considera ingresos generados por el balance de energía neta.

3.9 Viabilidad financiera

En esta sección se presenta el análisis financiero que determinará si el proyecto es factible o no, desde tal perspectiva.

Para la evaluación, se utilizará como indicadores financieros el VAN y la TIR. El período de evaluación del proyecto será de 25 años de acuerdo a la regulación ARCERNNR-001/2021, con la tasa de descuento referencial de 7 % según lo establecido por el Banco central del Ecuador (BCE) [35].

Para el análisis se consideran dos escenarios:

- **Escenario 1:** La inclusión del subsidio del GLP

Se analizará la factibilidad financiera del proyecto tomando en consideración la existencia del subsidio del gas doméstico. En el Ecuador la comercialización de un cilindro de gas de 15 kg tiene un valor de USD 14,25, sin embargo, debido al subsidio que paga el estado, el valor establecido es de USD 3,50 y si es adquirido en una estación de abastecimiento, el valor será de USD 1,60.

- **Escenario 2:** Sin inclusión del subsidio del GLP

Se analizará la factibilidad financiera del proyecto sin tomar en consideración el subsidio del gas. Para el efecto, se tomará el valor real del cilindro de gas de 15 kg con un valor de USD 14,25.

Tanto para el escenario uno, como el dos, los parámetros que inciden en el análisis financiero son:

- ✓ Costo de inversión inicial.
- ✓ Gastos operativos.
- ✓ Ahorros o pagos asociados con el consumo de gas.
- ✓ Ahorro o pagos asociados con el consumo de electricidad.
- ✓ Tasa de descuento utilizada para traer a valor presente los flujos.

3.9.1 Inversión inicial

La inversión inicial comprende el costo de todos los equipos que componen el sistema híbrido. Es importante mencionar que el panel solar híbrido será importado, por lo cual se considera la formalidad y obligaciones aduaneras asociados.

En la Tabla 28 se detallan los equipos que será utilizados y sus costos.

Tabla 28. Costos de inversión e instalación

Material	Cantidad	Valor unitario	Subtotal
Panel Solar hibrido Abora ah72 SK -350 Wp	6	\$ 693,04	\$ 4.158,24
Tanque acumulador MHWT-8	1	\$ 250,00	\$ 250,00
Resistencia eléctrica 1,3 kW	1	\$ 96,83	\$ 96,83
Inversor Growatt MIX 3000TL-X	1	\$ 600,62	\$ 600,62
Equipo de montaje	1	\$ 84,00	\$ 84,00
Cableado	25	\$ 10,00	\$ 250,00
Varios	1	\$ 200,00	\$ 200,00
Mano de obra	1	\$ 250,00	\$ 250,00
		Total	\$ 5.889,69

Como se observa, los costos de implementación del sistema híbrido ascienden a un total de 5.889,69 dólares.

3.9.2 Gastos operativos

Para la operación del sistema, se considera únicamente, costos de mantenimiento.

3.9.3 Ahorros o pagos asociados con el consumo de gas

La estimación aproximada del consumo de cilindros de gas en una familia de 5 miembros es de 2 cilindros de GLP al mes. El precio comercial de un cilindro de gas de 15 kg está establecido en \$3,50. Si es adquirido en una estación de abastecimiento, el valor será de \$ 1,60 [36].

Para los escenarios del GLP, con la finalidad de evaluar la factibilidad del proyecto, se considera el subsidio del gas, bajo el supuesto de que el GLP deje de ser subsidiado se usan los datos de la Tabla 29 [37].

Tabla 29. Costo del gas subsidiado y sin subsidio

Con subsidio			
Tanques	Meses	USD/Cilindro	Valor anual
2	12	\$ 3,50	\$ 84
Sin subsidio			
2	12	\$ 14,26	\$ 342,14

3.9.4 Ahorros o pagos asociados con el consumo de electricidad

Para la estimación del ahorro por consumo de energía, se utiliza el pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica vigente de la EEQ, del que se extrae que un usuario

de tipo residencial, en la categoría de consumo mensual de 501 a 700 kWh, paga una tarifa por energía de \$ 0,1285 kW/hora.

El consumo de energía eléctrica y térmica son requeridos para el análisis económico, y se muestran en la Tabla 30.

Tabla 30. Precios de energía con subsidio

	kWh	USD/kWh	Valor total [USD]
Energía eléctrica			
Año	2875,5	\$ 0,1285	\$ 369,50
Energía térmica			
Año	24	\$ 3,50	\$ 84,00
Total			\$ 453,50

La inversión inicial del proyecto es de \$ 5.889,69. Los costos evitados por pago de energía térmica y eléctrica se toman de la Tabla 30, y dan como resultado un ahorro de \$ 453,50 anual considerando como ingresos para el análisis.

Para el análisis financiero se asume que los costos evitados se mantienen igual en todos los años (no se considera ni cambio en la demanda, ni incremento de costos por inflación, mismos que podrían ser considerados en estudios más profundos).

Los egresos se definen considerando que el sistema solar híbrido (PVT) requiere mantenimiento anual por un valor de 10 dólares anuales.

Otros egresos a considerar constituyen los pagos mensuales por suministro de electricidad de la parte de la demanda eléctrica que no puede ser abastecida por el sistema híbrido, lo que da como resultado una energía consumida desde la red de la empresa eléctrica de 3866,22 kWh/año, por un valor de USD 496,80, un valor casi igual al ahorro que se había alcanzado por la parte térmica.

En la Tabla 31 se presenta los resultados de la evaluación financiera que determina que el proyecto tiene un VAN negativo, por otro lado, la TIR tiende a ser muy negativo; por ende, el sistema híbrido no sería económicamente viable en el tiempo de recuperación de 25 años.

Tabla 31. Cálculo del VAN y TIR con subsidio

Año	Tasa de descuento	Inversión Inicial	Costos evitados por pago de energía sea térmica o eléctrica	Egresos	Flujo Efectivo neto	Valor presente	Flujo Acumulado
0	7,00%	\$ 5.889,69			\$ -5.889,69	\$ -5.889,69	
1			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -49,81	\$ -53,30
2			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -46,55	\$ -106,60
3			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -43,51	\$ -159,89
4			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -40,66	\$ -213,19
5			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -38,00	\$ -266,49
6			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -35,51	\$ -319,79
7			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -33,19	\$ -373,09
8			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -31,02	\$ -426,39
9			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -28,99	\$ -479,68
10			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -27,09	\$ -532,98
11			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -25,32	\$ -586,28
12			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -23,67	\$ -639,58
13			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -22,12	\$ -692,88
14			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -20,67	\$ -746,18
15			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -19,32	\$ -799,47
16			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -18,05	\$ -852,77
17			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -16,87	\$ -906,07
18			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -15,77	\$ -959,37
19			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -14,74	\$ -1.012,67
20			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -13,77	\$ -1.065,97
21			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -12,87	\$ -1.119,26
22			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -12,03	\$ -1.172,56
23			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -11,24	\$ -1.225,86
24			\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -10,51	\$ -1.279,16
25		\$ 453,50	\$ 506,80	\$ -53,30	\$ -9,82	\$ -1.332,46	
Valor presente de los flujos						\$ -621,12	
Valor presente neto (VAN)						\$ -6.511	

En la Tabla 32 se presenta que el proyecto mantiene valores negativos del VAN y TIR aun considerando la eliminación del subsidio dando como resultados que el proyecto no sería económicamente viable, ya que no se recupera la inversión inicial para el período de evaluación de 25 años.

Tabla 32. Cálculo del VAN y TIR considerando que no existe subsidio en el gas

Años	Tasa de descuento	Inversión Inicial	Costos evitados por pago de energía sea térmica o eléctrica	Egresos	Flujo Efectivo neto	Valor presente	Flujo acumulado
0	7,00%	\$5.889,69			\$ -5.889,69	\$ -5.889,69	
1			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 191,53	\$ 204,94
2			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 179,00	\$ 409,88
3			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 167,29	\$ 614,83
4			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 156,35	\$ 819,77
5			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 146,12	\$ 1.024,71
6			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 136,56	\$ 1.229,65
7			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 127,63	\$ 1.434,59
8			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 119,28	\$ 1.639,53
9			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 111,47	\$ 1.844,48
10			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 104,18	\$ 2.049,42
11			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 97,37	\$ 2.254,36
12			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 91,00	\$ 2.459,30
13			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 85,04	\$ 2.664,24
14			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 79,48	\$ 2.869,18
15			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 74,28	\$ 3.074,13
16			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 69,42	\$ 3.279,07
17			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 64,88	\$ 3.484,01
18			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 60,63	\$ 3.688,95
19			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 56,67	\$ 3.893,89
20			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 52,96	\$ 4.098,84
21			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 49,50	\$ 4.303,78
22			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 46,26	\$ 4.508,72
23			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 43,23	\$ 4.713,66
24			\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 40,40	\$ 4.918,60
25	\$ 711,74	\$ 506,80	\$ 204,94	\$ 37,76	\$ 5.123,54		
Valor presente de los flujos						\$	2.388,31
Valor presente neto (VAN)						\$	-3.501,38
Tasa interese de retorno (TIR)							-1,04%
Índice neto de rentabilidad							0,4

Tal como se observa en los resultados, ningún de los escenarios es factible por las razones que se detallan a continuación:

- La primera de las razones tiene que ver con el monto de los ahorros alcanzados frente a costo de inversión del proyecto. La demanda eléctrica no puede ser abastecida en su totalidad por el sistema híbrido, por lo que el usuario necesariamente deberá comprar energía a la red, por lo que en este escenario, su principal ahorro se centraría en el costo evitado de 3,5 USD por cada tanque de gas

consumido para el calentamiento de agua, el cual no es suficiente para recuperar la inversión.

- Otro factor que no permite su factibilidad es la falta de beneficios adicionales, como una tarifa preferente para comprar equipos para su instalación, o la oportunidad de venta de excedentes ya que el balance de energía neta es negativo para el usuario por las características propias de los paneles. Al no entregar energía a la red, se tienen egresos y ningún ingreso adicional al del ahorro del gas.

3.10 Comparación de la factibilidad de instalación de un sistema fotovoltaico para autoabastecimiento de electricidad versus un sistema híbrido para autoabastecimiento simultáneo de electricidad y agua sanitaria caliente.

El análisis de factibilidad financiera tiene la finalidad de mostrar los beneficios económicos que se obtiene de la implementación del sistema híbrido para el autoabastecimiento de electricidad y agua caliente sanitaria de forma simultánea para una vivienda. Los resultados se comparan con los obtenidos para la misma vivienda, pero considerando un sistema fotovoltaico puro para autoabastecimiento de energía eléctrica¹.

La diferencia fundamental de los dos proyectos, es que la demanda que se considera para este trabajo incluye el uso de gas doméstico para calentamiento de agua mismo que será remplazado por el uso de un sistema térmico. Mientras que el proyecto que analiza el sistema fotovoltaico, considera la carga asociada a un calefón eléctrico para el calentamiento de agua de la vivienda, carga que será abastecida por el sistema fotovoltaico, con respaldo de la red.

Se espera que los resultados del análisis comparativo permitan establecer criterios para la selección del sistema que mejor se adecue a las necesidades energéticas de una vivienda en el Ecuador, con base un análisis técnico de costo beneficio.

En la Tabla 33, se presenta el resumen de los resultados obtenidos para los dos proyectos. El primer proyecto considera un único escenario (calentamiento de agua a través de calefón eléctrico), mientras que el proyecto 2 considera, 2 escenarios, el uno

¹ Trabajo de integración curricular, desarrollo por B, dentro del proyecto denomina análisis de la factibilidad técnico-financiera de la instalación de un sistema fotovoltaico para el autoabastecimiento eléctrico de un usuario residencia.

evalúa la factibilidad del proyecto considerando el precio de gas con subsidio, mientras que el otro escenario considera la eliminación del subsidio de gas para uso doméstico.

Tabla 33. Factibilidad financiera del sistema fotovoltaicos versus sistema híbrido

Criterios de inversión	Sistema fotovoltaico	Sistema híbrido	
		Escenario 1	Escenario 2
Inversión	\$ 22275,81	\$ 5889,69	\$ 5889,69
VAN	\$ 8251,67	\$ -6,511	\$ -3,501
TIR	8%	Muy negativo	-1,04 %
Tiempo de retorno	15 años	Más de 25 años	Más de 25 años

Los resultados muestran que el sistema financieramente factible es el sistema fotovoltaico puro, al presentar un VAN positivo de \$ 8551,67, en un período de recuperación de 15 años. Una de las grandes ventajas de este sistema, es que tiene la posibilidad de entregar a la red de distribución sus excedentes de energía, beneficiándose económicamente, no solo de la energía comprada evitada, sino además del balance neto de energía con base a lo establecido en la regulación, lo que fortalece su factibilidad financiera.

En lo que respecta a las desventajas de estos sistemas, se tiene en primera instancia sus costos. Si bien la tecnología fotovoltaica ha alcanzado tal desarrollo que ha hecho disminuir en gran medida sus costos, para medianos usuarios residenciales aún este es alto, lo que impone un importante limitante para usuarios con demanda de energía de 1501 – 2500 kWh. Sin embargo, a partir de esta semana, tomando en consideración que la tarifa es de USD 0,2752, la rentabilidad de este tipo de proyectos va tomando forma.

En el caso del sistema híbrido, al ser una tecnología nueva en el mercado su grado de desarrollo a nivel nacional es aún incipiente, a pesar de los grandes beneficios asociados con la posibilidad de generar energía eléctrica y calentamiento de agua en un solo módulo.

Otro de los limitantes de este tipo de sistemas es que no brindan la posibilidad de un balance neto de energía, debido a que los paneles fotovoltaicos, están limitados al número de paneles solares híbridos y en tal condición, la demanda eléctrica no puede ser abastecida en su totalidad, por lo que el usuario a pesar de contar con un sistema de microgeneración renovable, continuará comprando energía a la distribuidora a una tarifa regulada.

En este contexto, una vez analizados los dos proyectos, a continuación, se identifican una serie de medidas que podrían considerarse para el impulso de este tipo de proyectos en el país.

✓ Mayor difusión de la tecnología

El sistema híbrido al combinar en un solo módulo dos tecnologías como la fotovoltaica y térmica hace que los paneles híbridos sean más eficientes en comparación de los paneles tradicionales, ocupan poco espacio y recogen toda la radiación posible. Estos beneficios normalmente no son conocidos por los usuarios potenciales, por lo que se deberá considerar mayor difusión sobre los beneficios y servicios que brinda este tipo de tecnología en diferentes sectores como: el residencial, industrial y comercial.

✓ Disminución de aranceles

Al ser una tecnología nueva en el país, los equipos como paneles solares híbridos, inversores entre otros, son elementos que deberán importar. Bajo este escenario, se deberá evaluar medidas que faciliten la importación de equipos y desarrollar otros tipos de incentivos tarifarios para promover la instalación de estos sistemas.

✓ Eliminación de subsidios a los combustibles fósiles

Uno de los problemas para el desarrollo de la producción eléctrica a partir de fuentes renovables en el país, son los subsidios al gas doméstico y combustibles fósiles. Estos subsidios limitan el desarrollo de nuevas tecnologías y fuentes de producción de energía limpia y fuentes no convencionales que son clave para generalizar de la matriz energética, debido a la pérdida de competitividad en precio [38]. Como política gubernamental, se debe establecer acciones que permitan a mediano y largo plazo, ir eliminando estos tipos de subsidios.

✓ Incluir dentro del marco normativo, las condiciones para la participación de proyectos híbridos

Actualmente el marco regulatorio establece condiciones para el desarrollo de sistemas fotovoltaicos puros más no híbridos. Bajo este escenario, se recomienda que el regulador evalúe la implementación de nuevas tecnologías en el país, como los sistemas híbridos estudiados en este trabajo de integración curricular.

CONCLUSIONES

En este trabajo de integración curricular se presentó el análisis de la factibilidad técnico – financiera de la implementación de un sistema híbrido para el autoabastecimiento de energía eléctrica y calentamiento de agua para un usuario residencial.

Para el efecto en primera instancia se realizó un análisis del marco regulatorio vigente para la implementación de sistemas mixtos termo-solares fotovoltaicos para el autoabastecimiento de usuarios residenciales, determinando que actualmente el marco normativo es claro y explícito en cuanto a las condiciones para el desarrollo de sistemas fotovoltaicos, mas no híbridos, por lo que para el desarrollo de este trabajo, se tomaron en cuenta las recomendaciones de la Norma Ecuatoriana de la Construcción NEC.

La ubicación geográfica del Ecuador hace del país un lugar privilegiado para instalar energías renovables. La alta radiación solar, en particular permite desarrollar tecnologías de generación y calentamiento como los sistemas fotovoltaicos y los híbridos respectivamente.

Los resultados del análisis técnico determinan que la zona de estudio es adecuada para generar energía eléctrica y agua caliente. Sin embargo, para el usuario elegido (residencial de estrato A1) con características de consumo energético de ACS de 4290,72 kWh/año y una demanda de energía eléctrica de 6741,80 kWh/año, el análisis financiero determinó que el mismo no factible, puesto que los ahorros alcanzados no compensan la inversión, y aún evaluado el proyecto sin subsidio, se observa que, si bien los ahorros aumentan, el VAN y TIR se mantienen negativos, calificando al proyecto como no viable desde el punto de vista financiero.

El dimensionamiento del sistema híbrido fue validado en el software técnico PvSyst para el diseño fotovoltaico y T^*_{sol} para el diseño térmico. Se validaron los resultados de la energía producida del sistema, obteniendo el autoabastecimiento de la energía térmica de un 100% para el calentamiento de agua (con ayuda de una resistencia) y por otro lado el 57% la energía eléctrica que demanda la vivienda de tipo residencial.

En el análisis comparativo de la factibilidad para la implementación del sistema híbrido versus el sistema fotovoltaico, se determinó que actualmente existen condiciones regulatorias para promover únicamente sistemas fotovoltaicos, las cuales incluyen la posibilidad de entregar de energía de excedentes a la red a través de un balance neto de energía. De hecho, los resultados económicos analizados en el Trabajo de Integración Curricular, desarrollado por el estudiante Bryan Villafuerte determinó que el sistema es factible, sin embargo, para el caso del sistema híbrido, la situación es

diferente, ya que además de que el flujo financiero se ve afectado por el subsidio del gas, son sistemas cuya tecnología aún es desconocida. No obstante, se espera que en futuras regulaciones se incluya a los sistemas híbridos para aprovechar de mejor manera su tecnología.

Finalmente es importante mencionar que este trabajo, no partió con una hipótesis de que su viabilidad financiera sea posible, sino que al contrario, lo que se buscaba era determinar la razón de su poco impulso, y efectivamente se determinó que una de las razones serían su costo y poca rentabilidad. No obstante, técnicamente el sistema es viable desde el punto de vista de condiciones de irradiación.

RECOMENDACIONES

Los subsidios al gas domésticos y electricidad actualmente son un limitante para impulsar el desarrollo de proyectos de microgeneración renovable. En este sentido, se recomienda analizar otros modelos normativos para su incorporación en el país, dentro de lo cual se recomienda una mayor difusión de información relacionada con la tecnología y sus beneficios.

REFERENCIAS

- [1] Anónimo, «Repsol,» [En línea]. Available: <https://www.repsol.com/es/conocenos/que-hacemos/desarrollo-energias-renovables/energia-solar/index.cshtml>. [Último acceso: 05 Febrero 2023].
- [2] D. I. Erazo Galarza, Diseño de un sistema de microgeneración eléctrica y de calentamiento de agua basado en paneles termo fotovoltaicos para la piscina del campamento Fundacion Nueva Vida, Quito, Pichincha, 2021.
- [3] IDEAM, «Ministerio de Ambiente y desarrollo sostenible,» [En línea]. Available: <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/radiacion-solar-ultravioleta>. [Último acceso: 2023 Mayo 28].
- [4] N. E. d. I. Construcción, 2020.
- [5] Anónimo, «Especialización en sistemas fotovoltaicos,» [En línea]. Available: https://seslab.org/fotovoltaico/6_el_concepto_de_hora_solar_pico.html. [Último acceso: 19 Agosto 2023].
- [6] Anónimo, «Solcor,» [En línea]. Available: <https://solcorchile.com/on-grid-off-grid/>. [Último acceso: 30 Enero 2023].
- [7] Anónimo, «Diseño de una instalación solar térmica para una vivienda unifamiliar,» [En línea]. Available: https://renovablesconsaburum.files.wordpress.com/2015/12/manual_energia_solar_termica2.pdf. [Último acceso: 2023 Mayo 28].
- [8] F. Peuser, K. H. Remmers y M. Shnauss, Sistemas solares térmicos diseño e instalación, Solarpraxis, Ed., Censolar, pp. 38-41.
- [9] M. Schnauss, K. H. Remmers y F. Peuser, Sistemas solares térmicos diseño e instalación, Censolar, p. 388.
- [10] «Sistema termosifon o de circulación forzada,» [En línea]. Available: <https://www.hogarsense.es/agua-caliente/sistema-termsifon-o-circulacion-forzada>. [Último acceso: 04 Febrero 2023].
- [11] A. Lozano, A. Hernández , Y. Lara, J. Consejo y E. Morgades, Sistema solares híbridos térmicos- FV para generación de frío y calor, 2020, pp. 4-5.
- [12] O. J. Porras Martínez , Estudio técnico para la implementación de paneles híbridos termo fotovoltaicos para suministros de electricidad y agua caliente en un vivienda en la ciudad de Quito, Quito, 2017, p. 84.
- [13] «Panel solar híbrido,» [En línea]. Available: <https://endef.com/paneles-solares-hibridos/>. [Último acceso: 16 Febrero 2023].
- [14] I. V. Orozco Pilaquinga, Diseño de un Sistema de Microgeneración conectado a la red para una vivienda unifamiliar utilizando paneles Termo fotovoltaico para la

producción simultánea de energía eléctrica y agua caliente sanitaria en el sector del Valle de los Chillos, Quito, 2021.

- [15] «Intalaciones Termosolares para la Producción de Aguas Calientes Sanitarias (A.C.S),» [En línea]. Available: <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn188.html>.
- [16] J. G. Angamarca Ipiales y R. D. Guevara Pajuña, Diseño de Microgeneración Fotovoltaica Conectada a la Red para el Suministro Eléctrico de los Centros Operativos y Agencia de la EEQ Ubicados al Noroccidente y Sur de la Ciudad de Quito, Quito, 2020, pp. 7-8.
- [17] ARCERNNR, REGULACIÓN-001/2021, p. 39.
- [18] «Los calefones a gas todavía compiten con los eléctricos,» 27 Abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/calefones-gas-competencia-electricos-consumo.html>.
- [19] J. L. E. López Barboza, Diseño de un sistema fotovoltaico para consumo conectado a red en la empresa Viettel Perú S.A.C. ubicado en Trujillo - La Libertad, Lambayeque, 2019, p. 118.
- [20] D. F. Albarrasín Reinoso, DEMANDA TOTAL DE LA CARGA ELÉCTRICA DE LA EDIFICACIÓN DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI LA MANÁ, La Maná, 2014, p. 90.
- [21] «Ficha técnica Abora aH72 SK,» [En línea]. Available: <https://autarquiapersonal.files.wordpress.com/2021/05/ficha-panel-abora.pdf>. [Último acceso: 01 Diciembre 2022].
- [22] Ecomesh. [En línea]. Available: <https://endef.com/panel-solar-hibrido/ecomesh/>. [Último acceso: 05 Diciembre 2022].
- [23] «Eficiencia Energética,» 27 Julio 2015. [En línea]. Available: <https://certificacionenergetica.info/calculo-de-la-intensidad-util/>. [Último acceso: 29 Noviembre 2022].
- [24] J. A. Ladrón de Guevara, Diseño y cálculo de un instalación fotovoltaica aislada, Madrid, 2018, p. 90.
- [25] Norma Ecuatoriana de Construcción Cap 14, Quito, 2011.
- [26] A. Castejon Olivia y G. Santamaria Herranz, Instalaciones solares fotovoltaicas, Editex, pp. 116-117.
- [27] M. P. Andrade Marín , Estudio para la Implementación de Generación Fotovoltaica para Autoabastecimiento en la Empresa Industrial "TORNASOL", Quito, 2021.
- [28] «Índice de rentabilidad (IR),» [En línea]. Available: https://guiasjuridicas.wolterskluwer.es/Content/Documento.aspx?params=H4sIAAAAAAEAMtMSbF1jTAAASMTIwtztbLUouLM_DxblwMDS0NDQ7BAZlqIS35ySGVBqm1aYk5xKgDqkQs2NQAAAA==WKE#:~:text=Es%20un%20m%C3%A9

odo%20de%20valoraci%C3%B3n,inversi%C3%B3n%20por%20el%20desembol . [Último acceso: 01 Enero 2023].

- [29] W. J. Villegas Codena, Estudio para el suministro de energía eléctrica mediante un sistema fotovoltaico para el "Mercado San Roque", Quito, 2021, p. 156.
- [30] «Google Earth,» [En línea]. Available: https://earth.google.com/web/search/mitad+del+mundo+ecuador/@-0.0021474,-78.4558324,2477.52867091a,1056.54232949d,35y,359.9949956h,2.88568785t,0r/data=CigiJgokCXeHpSwqYDRAEXWHPswqYDTAGeULfDDBpjRAIeZ_XoEOVFTA. [Último acceso: 26 Enero 2023].
- [31] Pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica año 2022, 2022, p. 39.
- [32] INAMHI, Quito, 2015, p. 153.
- [33] Suicalsa, «Resistencia eléctricas de apoyo,» [En línea]. Available: <https://suicalsa.com/producto/resistencias-electricas/>. [Último acceso: 06 Diciembre 2022].
- [34] «Alibaba.com,» [En línea]. Available: <https://spanish.alibaba.com/product-detail/300l-heat-pump-water-heater-type-thermodynamic-solar-geyser-system-manufacturers-in-china-62486278357.html?spm=a2700.details.maylikeexp.3.1e304267ABi2sQ>. [Último acceso: 06 Diciembre 2022].
- [35] «Tasas de interés activas efectivas referenciales vigentes para el sector financiero privado, público y, popular y solidario,» Enero 2023. [En línea]. Available: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInterests/Indice.htm>. [Último acceso: 2023 Enero 6].
- [36] E. PETROECUADOR, «Subsidio proyectado por producto del 12 de Diciembre al 11 de Enero 2023,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/12/PRODUCTOS-SUBSIDIADOS-DICIEMBRE-2022-COMERCIAL-12-AL-11.pdf>. [Último acceso: 27 Diciembre 2022].
- [37] «El Comercio,» 25 Julio 2022. [En línea]. Available: <https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/este-es-precio-real-del-diesel-gasolinas.html>. [Último acceso: 29 Diciembre 2022].
- [38] M. d. e. y. minas, «Ecuador consolida la producción eléctrica a partir de fuentes renovables,» [En línea]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/ecuador-consolida-la-produccion-electrica-a-partir-de-fuentes-renovables/>. [Último acceso: 20 07 2023].

ANEXOS

ANEXO I. Panel solar hibrido ah72SK

ANEXO II. Resistencia eléctrica

ANEXO III. Tanque de acumulador M&T

ANEXO IV. Inversor Growatt Mic 750 3300TL-X

ANEXO V. Cálculo del panel solar hibrido Ecovolt

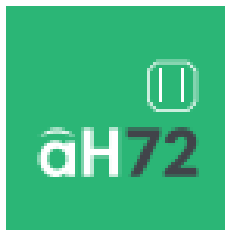
ANEXO VI. Informe simulado del T*SOL

ANEXO VII. Informe simulado PvSyst

ANEXO I

- Panel solar hibrido ah72SK

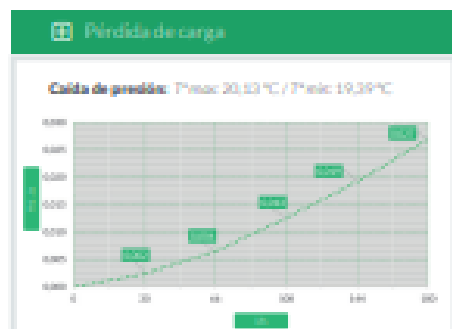
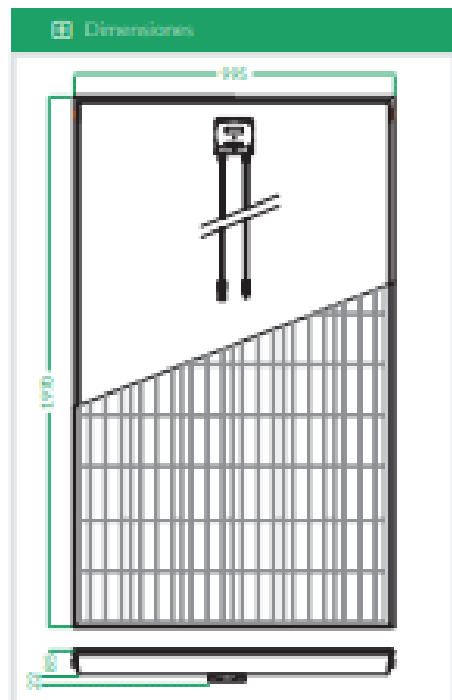




Panel solar híbrido con producción simultánea térmica y fotovoltaica



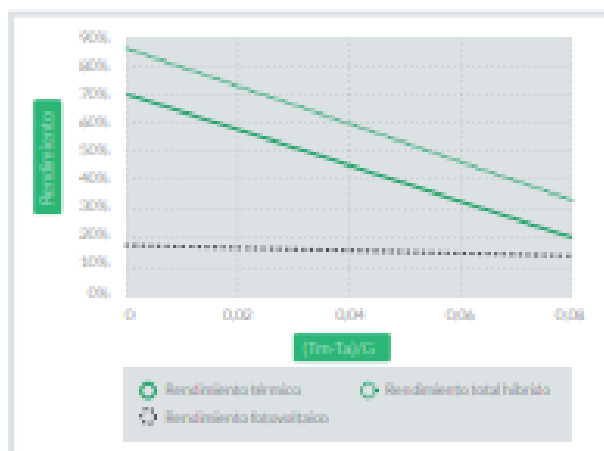
* Todos los porcentajes de producción están condicionados al carga de T° de trabajo de la instalación.



Especificaciones Generales	
Largo x Ancho x Espesor	1.970 x 995 x (85+22) mm
Área Total	1,96m ²
Área de Apertura	1,88 m ²
Nº células	72
Peso	50kg.
Vidrio Frontal	3,2 mm templado
Marco	Aluminio
Protección Caja de Conex.	IP65
Nº Diodos	3 diodos
Dimensiones de célula	156 x 156
Tipo de conexión FV / Longitud cables	Solarlok PV4

Especificaciones Eléctricas	
Condiciones de prueba estándar: ITC AM 1.5, Irradiación 1000 W/m ² , temperatura de la célula 25 °C.	
Tipo de célula	Mono-cristalina
Potencia Nominal (W)	350W
Tensión Máxima Potencia (Vmpp)	39,18 V
Corriente Máxima Potencia (Impp)	8,98 A
Tensión Circuito Abierto (Voc)	48,82 V
Corriente Cortocircuito (Isc)	9,73 A
Eficiencia del módulo (%)	18,70
Tolerancia de Potencia (W)	0/+ 3%
Tensión Máxima del Sistema	DC 3000V (IEC)
Backsheet	Negro
Coefficiente de temperatura de Pmpp	-0,41%/°C
Coefficiente de temperatura de Voc	-0,33%/°C
Coefficiente de temperatura de Isc	+0,06%/°C
Corriente inversa máxima	15A
Temperatura NOCT*	45±2 °C

Especificaciones Térmicas	
Rendimiento óptico	0,7
Coef. Pérdidas Térmicas u1	5,98 W/m ² .K
Coef. Pérdidas Térmicas u2	0,00 W/m ² .K ²
Volumen líquido interior	1,76 L
Temperatura de estancamiento	12,6°C
Num. Conexiones hidráulicas	4 conexiones
Medida Conexión hidráulica	conexión rápido
Presión máxima admisible	10bar
Caudal nominal	60L/h



ANEXO II

- Resistencia eléctrica

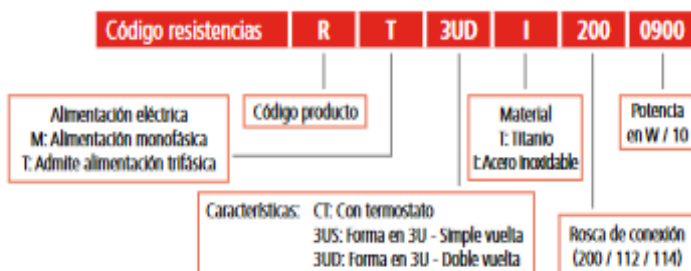


RESISTENCIAS ELÉCTRICAS DE APOYO

Los acumuladores de SUICALSA disponen de manguitos de conexión para poder montar opcionalmente resistencias eléctricas de apoyo. Estas resistencias se pueden incorporar como apoyo al sistema de calentamiento principal, a fin de evitar arranques innecesarios de la caldera cuando el consumo de agua caliente no es muy grande.

SUICALSA suministra resistencias eléctricas monofásicas / trifásicas construidas en acero inoxidable para un rango de potencias eléctricas de 1 a 18 kW. También se suministran resistencias monofásicas en titanio en un rango de potencias de 1,5 a 3 Kw con cabezal con grado de protección IP65 contra entrada de agua y partículas sólidas.

En cuanto a la adecuación del empleo de resistencias eléctricas, les recordamos que, de acuerdo al apartado 3.3.3.2. de la sección HE4-Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria del Código Técnico de la Edificación, no está permitido el montaje de resistencias eléctricas de apoyo en aquellos acumuladores en los que la fuente de calentamiento de ACS sean paneles solares térmicos.



DATOS TÉCNICOS

Resistencias eléctricas en acero inoxidable

Potencia (W)	Código	Tensión eléctrica (V)	Longitud L (mm)	Rosca Gas	Termostato	Grado protección entrada partículas y agua
1000	RMCTI1140100	230 - Monofásica	315	1" 1/4	Con termostato	IP40 - Uso en Interior
1500	RMCTI1140150	230 - Monofásica	315	1" 1/4	Con termostato	IP40 - Uso en Interior
2000	RMCTI1140200	230 - Monofásica	315	1" 1/4	Con termostato	IP40 - Uso en Interior
2500	RMCTI1140250	230 - Monofásica	285	1" 1/4	Con termostato	IP40 - Uso en Interior
3000	RMCTI1140300	230 - Monofásica	325	1" 1/4	Con termostato	IP40 - Uso en Interior
3000	RI3USI120300	230/400 - Trifásica	290	1" 1/2	—	IP40 - Uso en Interior
4500	RI3USI120450	230/400 - Trifásica	520	1" 1/2	—	IP40 - Uso en Interior
6000	RI3USI120600	230/400 - Trifásica	680	1" 1/2	—	IP40 - Uso en Interior
7500	RI3UDI2000750	230/400 - Trifásica	450	2"	—	IP40 - Uso en Interior
9000	RI3UDI2000900	230/400 - Trifásica	530	2"	—	IP40 - Uso en Interior
12000	RI3UDI2001200	230/400 - Trifásica	680	2"	—	IP40 - Uso en Interior
15000	RI3UDI2001500	230/400 - Trifásica	840	2"	—	IP40 - Uso en Interior
18000	RI3UDI2001800	230/400 - Trifásica	990	2"	—	IP40 - Uso en Interior

Resistencias eléctricas en titanio

Potencia (W)	Código	Tensión eléctrica (V)	Longitud L (mm)	Rosca Gas	Termostato	Grado protección entrada partículas y agua
1500	RMCTI1120150	230 - Monofásica	260	1" 1/2	Con termostato	IP65 - Apto uso exterior
2000	RMCTI1120200	230 - Monofásica	350	1" 1/2	Con termostato	IP65 - Apto uso exterior
3000	RMCTI1120300	230 - Monofásica	400	1" 1/2	Con termostato	IP65 - Apto uso exterior

ANEXO III

- Tanque de acumulador M&T



Descripción general

Detalles rápidos

Después de servicio de ventas se:	repuestos gratis	Garantía:	1 año, 1 año; 3 años para dúplex SS
Fuente de energía:	Electricidad, Solar	Aplicación:	Hotel, Hogar
Tipo:	Bomba de calor por aire	Controlada por App:	NO
Almacenamiento / Sin depósito:	Almacenamiento	Instalación:	De pie
Uso:	Cuarto de baño	Material de la carcasa:	Acero galvanizado con pintura
Marca:	M&T	Lugar del origen:	Guangdong, China
Material:	Acero inoxidable SUS304... 316L dúplex	Número de Modelo:	MHWT-8
Fuente de calefacción:	Solar/bomba de calor/calentador eléctrico/de la cald...	Fuente:	Bomba de calor de fuente de aire
De almacenamiento de:	Agua	Volumen:	50-1000L
La certificación:	Ce marca	Material de la bobina:	Cobre/acero inoxidable/aluminio
		Presión:	A presión
		Sistema de calefacción:	Termosifón (pasivo)

ANEXO IV

- Inversor Growatt Mic 750 3300TL-X

MIC 750~3300TL-X

- Maximum efficiency of 97.6%
- Compact design
- Touch key& OLED display
- Flexible interface
- AFCI optional

POWER

Datasheet	MIC 1500TL-X	MIC 2000TL-X	MIC 2500TL-X	MIC 3000TL-X	MIC 3300TL-X
Input Data (DC)					
Max. recommended PV power (for module STC)	2100W	2800W	3500W	4200W	4290W
Max. DC voltage	500V	500V	550V	550V	550V
Start voltage	50V	50V	80V	80V	80V
Nominal voltage	250V	360V	360V	360V	360V
MPP voltage range	50V-500V	50V-500V	65V-550V	65V-550V	65V-550V
No. of MPP trackers	1				
No. of PV strings per MPP tracker	1				
Max. input current per MPP tracker	13A				
Max. short-circuit current per MPP tracker	16A				
Output data(AC)					
AC nominal power	1500W	2000W	2500W	3000W	3300W
Max. AC apparent power	1500VA	2000VA	2500VA	3000VA	3300VA
Nominal AC voltage (range*)	Default:240V split-phase, optional:208V & 240V single phase , 183-228@208V 211-264V@240V				
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)				
Max. output current	7.1A	9.5A	11.9A	14.3A	14.3A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging				
THDi	<3%				
AC grid connection type	Single phase				
Efficiency					
Max. efficiency	97.4%	97.4%	97.6%	97.6%	97.6%
European efficiency	97.0%	97.0%	97.0%	97.1%	97.1%
MPPT efficiency	99.9%				
Protection Devices					
DC reverse polarity protection	Yes				
DC switch	Yes				
AC/DC surge protection	Type III / Type III				
Insulation resistance monitoring	Yes				
AC short-circuit protection	Yes				
Ground fault monitoring	Yes				
Grid monitoring	Yes				
Anti-islanding protection	Yes				
Residual-current monitoring unit	Yes				
AFCI protection	Yes				
General Data					
Dimensions (W / H / D)	274/254/138mm				
Weight	6kg	6kg	6.2kg	6.2kg	6.2kg
Operating temperature range	- 25°C ... + 60°C				
Nighttime power consumption	< 0.5W				
Topology	Transformerless				
Cooling	Natural convection				
Protection degree	IP65				
Relative humidity	0-100%				
Altitude	4000m				
DC connection	H4/MC4(Optional)				
AC connection	Connector				
Display	OLED+LED/WIFI+APP				
Interfaces: RS485 / USB/Wi-Fi/ GPRS/ RF/LAN	Yes/Yes/Optional/Optional/Optional /Optional				
Warranty: 5 years / 10 years	Yes/Optional				

ANEXO V

- Cálculo del panel solar híbrido Ecovolt

Parámetros del Módulo Ecovolt	
Potencia Nominal	390 [W]
Voltaje Máximo	38,5 [V]
Corriente Máxima	10,13 [A]
Rendimiento Optimo	0,51
Coficiente térmico a1	4,93
Coficiente térmico a2	0,021

Mes	Días del mes	T ACS (K)	T_amb (K)	Intensidad útil (W/m ²)	x	x ²	Coficiente térmico a1 (W/m ² K)	Coficiente térmico a2 (W/m ² K ²)	Rendimiento del colector (%)	Irradiación global (kWh m ² /día)	Energía útil (kWh/día)	Energía Útil mensual (kWh/mes)	Energía del panel con 15% pérdidas (kWh/mes)	Energía producida a 11 paneles (kWh/mes)
Enero	31	333,15	284,75	977,2	0,05	0,0025	4,93	0,021	26,577	5,63	1,4963	46,385	39,43	394,27
Febrero	28	333,15	285,05	1009	0,05	0,0023	4,93	0,021	27,493	4,18	1,1492	32,178	27,35	273,52
Marzo	31	333,15	284,95	1176	0,04	0,0017	4,93	0,021	30,790	5,00	1,5395	47,725	40,57	405,66
Abril	30	333,15	284,95	1300	0,04	0,0014	4,93	0,021	32,718	4,65	1,5214	45,642	38,80	387,96
Mayo	31	333,15	285,05	1079	0,04	0,0020	4,93	0,021	29,019	4,92	1,4277	44,259	37,62	376,20
Junio	30	333,15	285,25	1051	0,05	0,0021	4,93	0,021	28,527	4,71	1,3436	40,308	34,26	342,62
Julio	31	333,15	284,95	997,9	0,05	0,0023	4,93	0,021	27,182	5,82	1,5820	49,043	41,69	416,86
Agosto	31	333,15	285,35	669,8	0,07	0,0051	4,93	0,021	15,807	4,95	0,7824	24,255	20,62	206,17
Septiembre	30	333,15	284,95	693,2	0,07	0,0048	4,93	0,021	16,710	4,15	0,6935	20,804	17,68	176,84
Octubre	31	333,15	284,75	827,2	0,06	0,0034	4,93	0,021	22,147	4,12	0,9125	28,286	24,04	240,43
Noviembre	30	333,15	284,65	868,8	0,06	0,0031	4,93	0,021	23,472	5,01	1,1760	35,279	29,99	299,87
Diciembre	31	333,15	284,65	1154	0,04	0,0018	4,93	0,021	30,277	5,39	1,6319	50,589	43,00	430,01
Promedio													32,92	329,20
Año													395,04	3950,41

ANEXO VI

- Informe simulado del T*SOL



Resultados de la simulación anual

Potencia de colectores instalada:		5,050 kW
Superficie de colectores instalada (bruta):		11,76 m ²
Irradiación a la superficie colector (Superficie ref.):	21.377,71 kWh	1.895,19 kWh/m ²
Energía suministrada por los colectores:	4.786,85 kWh	424,37 kWh/m ²
Energía suministrada por los circuitos del colector:	4.160,48 kWh	368,84 kWh/m ²
Sum. de energía para la producción del agua caliente:		4.235,51 kWh
Energía del sistema solar para el ACS:		4.015,30 kWh
Energía suministrada por la calefacción auxiliar:		423,8 kWh
Ahorro Gas natural H:		494,0 m³
Emisión de CO2 evitada:		1.044,70 kg
Fracción solar ACS:		90,5 %
Ahorro relativo de energía adicional (DIN EN 12977):		91,1 %
Grado de uso del sistema:		18,8 %

Especificación

Datos climáticos

Ubicación:	San Antonio
Datos climáticos:	San Antonio
Suma anual de la radiación global:	1930,368 kWh/m ²
Latitud:	0 °
Longitud:	78,46 °

Agua Caliente Sanitaria

Consumo medio diario:	0,21 m ³
Temperatura deseada:	60 °C
Perfil de carga:	Casa unifamiliar (Punta en la tarde)
Temperatura del agua fría:	Febrero: 11,9 °C Agosto: 12,2 °C
Recirculación:	no

Instalación

Circuito del colector

Fabricante:	Estándar
Tipo:	Colector plano estándar
Número:	6,00
Superficie total bruta:	11,76 m ²
Superficie total de referencia:	11,28 m ²
Ángulo de inclinación:	15 °
Orientación:	15 °
Acimut:	15 °

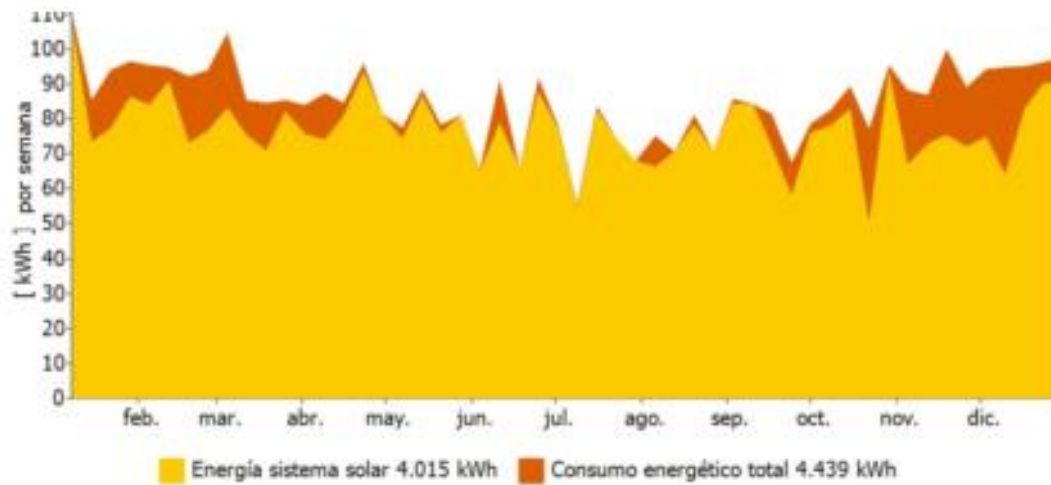
Depósito de ACS bivalente incl. resistencia eléctrica (1,3 kW)

Fabricante:	Estándar
Tipo:	Depósito de ACS bivalente
Volumen:	0,3 m ³

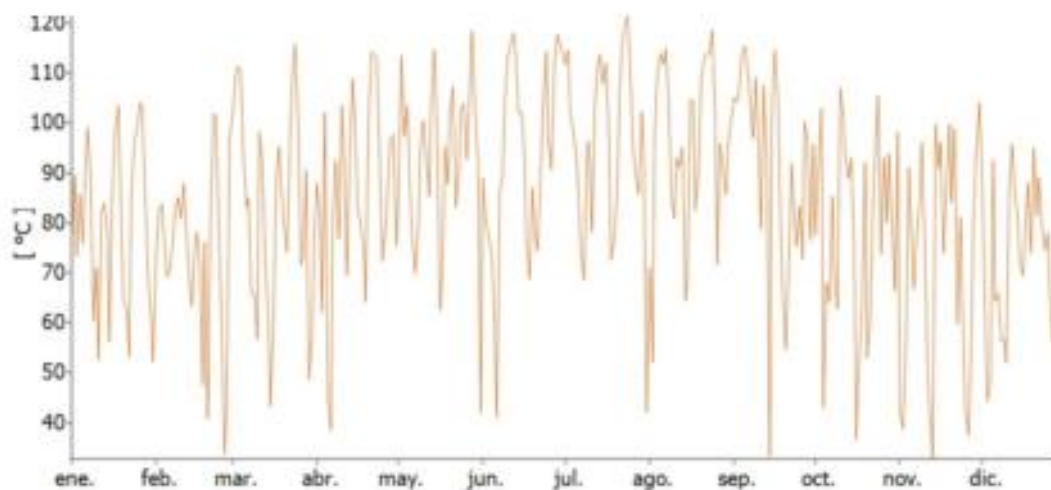
Calefacción auxiliar

Fabricante:	Caldera no existente
-------------	----------------------

Fracción de energía solar en el consumo energético



Temperaturas máximas diarias en el colector



Los cálculos han sido realizados con el programa de simulación para instalaciones solares térmicas T²SOL 2021 (R4). Los resultados han sido calculados mediante un modelo de cálculo matemático con un intervalo de tiempo variable de max. 6 minutos. Los resultados reales pueden mostrar variaciones debido a las variaciones meteorológicas, de consumo y por otras causas. El esquema de la instalación no substituye el dibujo técnico de la instalación solar térmica.

Cálculo de la eficiencia económica

Instalación

Superficie de referencia:	11,28 m ²
Rendimiento del sistema:	4.015,30 kWh
Ahorro anual de combustible:	494,0 m ³ Gas natural H

Parámetros de rentabilidad económica

Tiempo de vida:	20 Años
Interés por capital:	2,5 %
Interés de reinversión:	2,5 %
Tasa de aumento de precio de la energía:	2,0 %
Tasa de aumento de precio por coste de servicio:	1,0 %

Financiación

Inversión total:	4.512 €
Subsidios:	0 €
Capital externo:	0 €
Inversión restante:	4.512 €

Costes de operación en el primer año:	85 €
Ahorros en el primer año:	247 €

Eficiencia económica

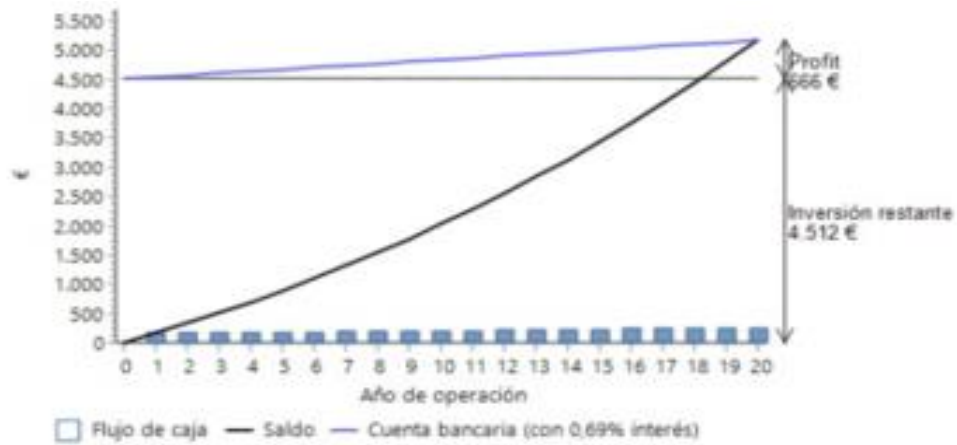
Precio del calor:	0,095 €/kWh
Periodo de retorno del capital:	--
Tiempo de amortización:	--

Rentabilidad

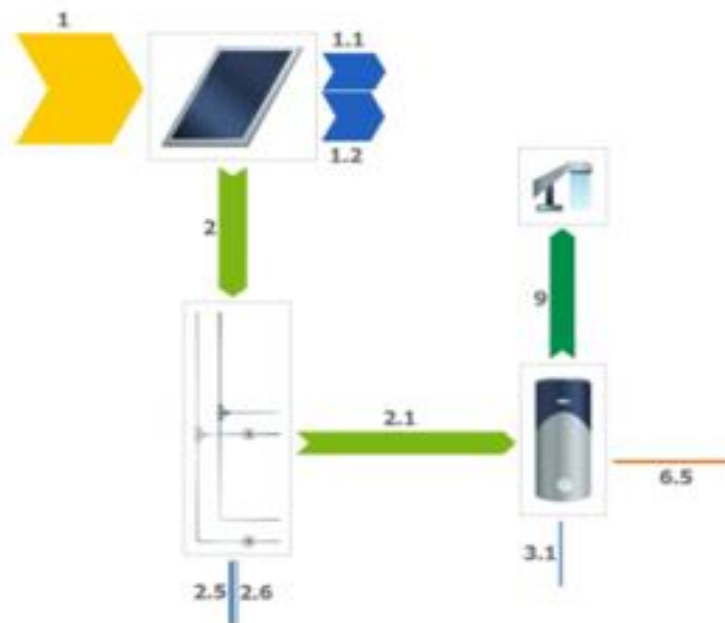
Rentabilidad del activo:	91,7 %
Rentabilidad de los recursos propios:	91,7 %
Tasa interna de rentabilidad, TIR:	--
Valor del capital:	-1.352 €

Premisa de reinversión

Profit:	666 €
Tasa interna de rentabilidad modificada, TIRM:	0,69 %



Esquema del balance energético



Leyenda

1	Irradiación a la superficie colector (Superficie ref.)	21.378 kWh
1.1	Pérdidas ópticas del colector	7.051 kWh
1.2	Pérdidas térmicas del colector	9.540 kWh
2	Energía del campo de colectores	4.787 kWh
2.1	Energía solar al depósito	4.160 kWh
2.5	Pérdidas de tubería al interior	515 kWh
2.6	Pérdidas de tubería al exterior	112 kWh
3.1	Pérdidas del depósito	353 kWh
6.5	Resistencia eléctrica	424 kWh
9	AG Energía del depósito	4.236 kWh



Colector plano

Fabricante:	Standard
Tipo:	Colector plano estándar

Capacidad calorífica:

Capacidad calorífica específica:	6000 J/(m ² *K)
----------------------------------	----------------------------

Pérdidas:

Factor de conversión:	78 %
Coefficiente lineal de transferencia térmica:	3,8 W/(m ² K)
Coefficiente cuadrado de transferencia térmica:	0,03 W/(m ² K ²)
Coef. de transmisión de calor referidos a temp. de entrada del colector:	No
Factor de corrección del ángulo (IAM) para radiación indirecta:	83 %
Factor de corrección del ángulo para radiación directa con ángulo de incidencia de 50°:	88 %

Tamaño:

Superficie bruta:	1,96 m ²
Superficie de referencia:	1,88 m ² (Superficie del absorbedor)



Depósito de ACS bivalente

Fabricante:	Estándar
Tipo:	Depósito de ACS bivalente
Volumen:	300 l
Altura/Diámetro:	1,70
Número de depósitos:	1

Aislamiento:

Espesor de aislamiento:	0,6 m
Coef. de conductividad térmica:	0,065 W/(m·K)

Conexiones:

	Altura:	Pérdidas:
Salida arriba:	100 %	0,25 W/K

Resultados de la simulación anual

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	Mayo	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
-----	-----	-----	-----	-----	------	-----	-----	-----	------	-----	-----	-----

Instalación ACS con resistencia eléctrica

Ahorro Gas natural H en m³

494,0	44,7	40,0	42,6	43,3	42,0	40,5	36,1	42,9	37,6	41,1	39,2	43,9
--------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Emisión de CO2 evitada en kg

1.044,7	94,5	84,7	90,1	91,5	88,9	85,7	76,4	90,7	79,6	87,0	82,8	92,9
----------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Fracción solar ACS en %

90,5	87,7	83,9	90,8	94,0	98,7	95,1	97,7	97,6	93,4	88,6	77,8	85,5
-------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Grado de uso del sistema en %

18,8	21,3	23,1	19,6	19,5	17,2	16,4	13,9	16,3	17,1	20,8	21,7	22,7
-------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Energía del sistema solar para el ACS en kWh

4.015	363	325	346	352	342	329	294	348	306	334	318	357
--------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

E-Solar al Tanque en kWh

4.160	371	331	358	363	357	346	313	366	321	343	325	364
--------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Energía de la calefacción auxiliar en kWh

424	51	62	35	23	4	17	7	9	21	43	91	61
------------	----	----	----	----	---	----	---	---	----	----	----	----

Clima

Temperatura al exterior en °C

14,3	14,5	14,4	14,4	14,1	14,4	14,0	14,2	14,5	14,4	14,5	14,2	14,4
-------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Radiación global horizontal en kWh/m²

1.930	169	134	161	158	168	165	176	184	162	151	143	159
--------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Altura del sol en °

20,7	19,7	21,1	22,3	21,6	20,1	19,3	19,7	21,1	22,3	21,6	20,1	19,3
-------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Acimut del sol en °

-2,1	-3,2	-3,8	-3,2	-2,1	-1,5	-2,2	-2,9	-2,7	-1,5	-0,3	-0,2	-1,6
-------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Velocidad del viento en m/s

2,5	2,4	2,4	2,2	2,0	2,3	2,8	3,1	3,4	3,1	2,4	2,1	2,3
------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	Mayo	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
-----	-----	-----	-----	-----	------	-----	-----	-----	------	-----	-----	-----

Consumidores ACS

Suministro de energía para ACS en kWh

4.236	401	365	369	356	327	319	293	327	319	363	391	406
--------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Demanda energética ACS en kWh

4.236	401	365	369	356	327	319	293	327	319	363	391	406
--------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Pérdidas por recirculación en kWh

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
----------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Temperatura del agua fría en °C

12,1	11,9	11,9	11,9	12,0	12,1	12,1	12,2	12,2	12,2	12,1	12,0	12,0
-------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Temperatura del agua caliente en °C

60,0	60,0	60,0	60,0	59,9	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
-------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Consumo indicado de ACS en m³

76,1	7,2	6,5	6,6	6,4	5,9	5,8	5,3	5,9	5,8	6,5	7,0	7,3
-------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Consumo del agua caliente en m³

56,1	5,7	5,5	4,9	4,6	3,9	3,9	3,4	3,8	3,9	5,0	5,6	6,1
-------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Circuito solar

Temperatura max. del colector en °C

60,5	56,1	52,9	58,9	61,0	66,1	67,2	67,8	68,1	64,5	56,0	52,8	53,4
-------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Circuito del colector

Energía suministrada por el circuito del colector (CIRC COL 1) en kWh

4.160	371	331	358	363	357	346	313	366	321	343	325	364
--------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Grado de rendimiento del circuito del colector (CIRC COL 1) en %

19,5	21,8	23,5	20,3	20,1	18,0	17,2	14,8	17,1	17,9	21,3	22,2	23,1
-------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Temperatura de referencia del circuito del colector (CIRC COL 1) en °C

39,0	32,7	30,3	34,5	36,3	44,7	45,8	56,3	50,4	43,1	32,9	30,0	30,1
-------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Temperatura de salida del circuito del colector (CIRC COL 1) en °C

59,6	54,5	51,2	56,9	58,0	65,9	67,0	68,3	67,8	63,6	53,6	52,5	51,3
-------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	Mayo	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Caudal (CIRC COL 1) en m ³												
938,7	82,3	74,6	81,2	76,7	81,4	78,9	78,0	82,9	73,5	73,5	73,3	82,3
Campo colector												
spec. DNI (CIRC COL 1) en kWh/m ²												
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G opt. pérdida deducida (CIRC COL 1) en kWh/m ²												
1.270,1	97,5	82,6	104,5	108,5	120,3	122,6	127,7	130,3	107,8	94,1	84,8	89,4
Radiación global específica sobre superficie inclinada (CIRC COL 1) en kWh/m ²												
1.895,2	151,0	124,7	156,3	160,0	175,8	178,5	187,6	190,0	159,0	142,6	130,1	139,5
Radiación global específica sobre superficie inclinada con sombra (CIRC COL 1) en kWh/m ²												
1.895,2	151,0	124,7	156,3	160,0	175,8	178,5	187,6	190,0	159,0	142,6	130,1	139,5
Irradiación sobre la superficie bruta -sin sombra- (CIRC COL 1) en kWh												
22.287	1.776	1.467	1.838	1.881	2.068	2.100	2.207	2.235	1.869	1.677	1.530	1.640
Irradiación sobre la superficie bruta (CIRC COL 1) en kWh												
22.287	1.776	1.467	1.838	1.881	2.068	2.100	2.207	2.235	1.869	1.677	1.530	1.640
Irradiación sobre la superficie de referencia -sin sombra- (CIRC COL 1) en kWh												
21.378	1.703	1.407	1.763	1.804	1.983	2.014	2.117	2.144	1.793	1.609	1.468	1.573
Irradiación sobre la superficie de referencia (CIRC COL 1) en kWh												
21.378	1.703	1.407	1.763	1.804	1.983	2.014	2.117	2.144	1.793	1.609	1.468	1.573
Pérdidas ópticas (CIRC COL 1) en kWh												
7.051	604	475	584	581	627	631	677	673	577	547	511	564
Pérdidas tubería al exterior (CIRC COL 1) en kWh												
112	8	7	9	9	11	11	12	12	10	8	7	8
Pérdidas en tubería al interior (CIRC COL 1) en kWh												
515	38	31	42	43	50	51	56	55	45	37	32	34
Pérdidas térmicas del colector (CIRC COL 1) en kWh												
9.540	682	563	770	808	938	975	1.059	1.037	840	672	592	604
Temperatura de impulsión del colector (CIRC COL 1) en °C												
32,7	30,6	29,4	32,1	33,0	35,2	35,8	37,1	37,0	33,8	30,4	28,9	29,1

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	Mayo	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Temperatura del colector (CIRC COL 1) en °C												
32,4	30,3	29,1	31,7	32,7	34,9	35,5	36,9	36,7	33,5	30,1	28,5	28,8
Temperatura max. del colector (CIRC COL 1) en °C												
55,0	50,9	48,8	53,7	54,7	60,1	62,0	62,0	62,4	57,1	51,4	48,1	48,6
Energía bomba (CIRC COL 1) en kWh												
235	21	19	20	19	20	20	20	21	18	18	18	21
Depósito de ACS bivalente												
Pérdidas del depósito en kWh												
353	24	20	29	29	36	35	40	38	33	25	22	22
Modificación del contenido energético en kWh												
-4	-3	9	-5	1	-1	9	-12	10	-10	-1	3	-3
Temperatura media en °C												
60,6	54,2	50,7	58,9	60,6	67,5	68,2	72,3	70,6	65,3	54,9	51,8	50,7
Sensor: Temperatura de referencia del circuito del colector en °C												
38,9	32,7	30,3	34,4	36,3	44,7	45,8	56,2	50,4	43,0	32,9	29,9	30,1
Sensor: Temperatura de apagado del circuito del colector en °C												
79,0	73,5	69,4	77,3	79,7	85,1	85,1	88,0	87,2	84,0	75,5	72,8	69,4
Sensor: Calefacción aux. ON en °C												
77,3	72,1	68,4	75,6	76,7	83,3	84,3	86,5	85,5	82,1	72,9	70,7	68,4
Sensor: Calefacción aux. OFF en °C												
77,3	72,1	68,4	75,6	76,7	83,3	84,3	86,5	85,5	82,1	72,9	70,7	68,4
E resistencia eléctrica en kWh												
424	51	62	35	23	4	17	7	9	21	43	91	61
Consumo Gas natural H en m³												
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Temperatura deseada de la calefacción auxiliar en °C												
60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Pérdidas del depósito solar en kWh												

ANEXO VII

- Informe simulado del PvSyst



PVsyst V7.2.21
 VCO, Simulation date:
 16/12/22 10:38
 with v7.2.21

Project: Proyecto de STF

Variant: Nueva variante de simulación

General parameters		
Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used
Orientation	No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteororm
Tilt/Azimuth	15 / 0 °	Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics			
PV module	Generic	Inverter	Generic
Manufacturer	Abora aH72SK	Manufacturer	MIC 3000TL-X
Model	(Custom parameters definition)	Model	(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	350 Wp	Unit Nom. Power	3.00 kWac
Number of PV modules	6 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2100 Wp	Total power	3.0 kWac
Modules	1 String x 6 in series	Operating voltage	65-550 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	0.70
Pmpp	1916 Wp	Total inverter power	
U mpp	210 V	Total power	3 kWac
I mpp	9.1 A	Number of inverters	1 unit
Total PV power		Pnom ratio	0.70
Nominal (STC)	2.10 kWp		
Total	6 modules		
Module area	11.8 m ²		
Cell area	10.5 m ²		

Array losses								
Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss						
Module temperature according to irradiance	Global array res.	386 mΩ	Loss Fraction -0.8 %					
Uc (const)	Loss Fraction	1.5 % at STC						
Uv (wind)								
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss							
Loss Fraction	Loss Fraction	0.1 %						
IAM loss factor	Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526							
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

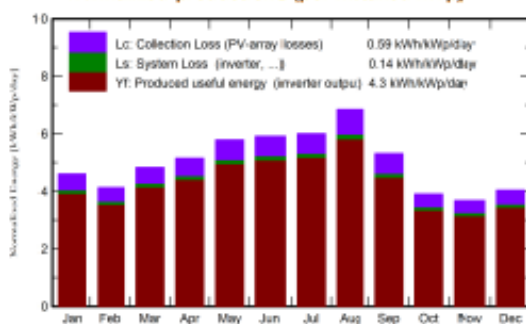
Main results

System Production

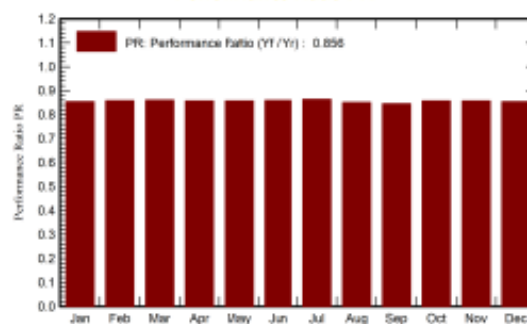
Produced Energy 3299 kWh/year

Specific production 1571 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 85.64 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR

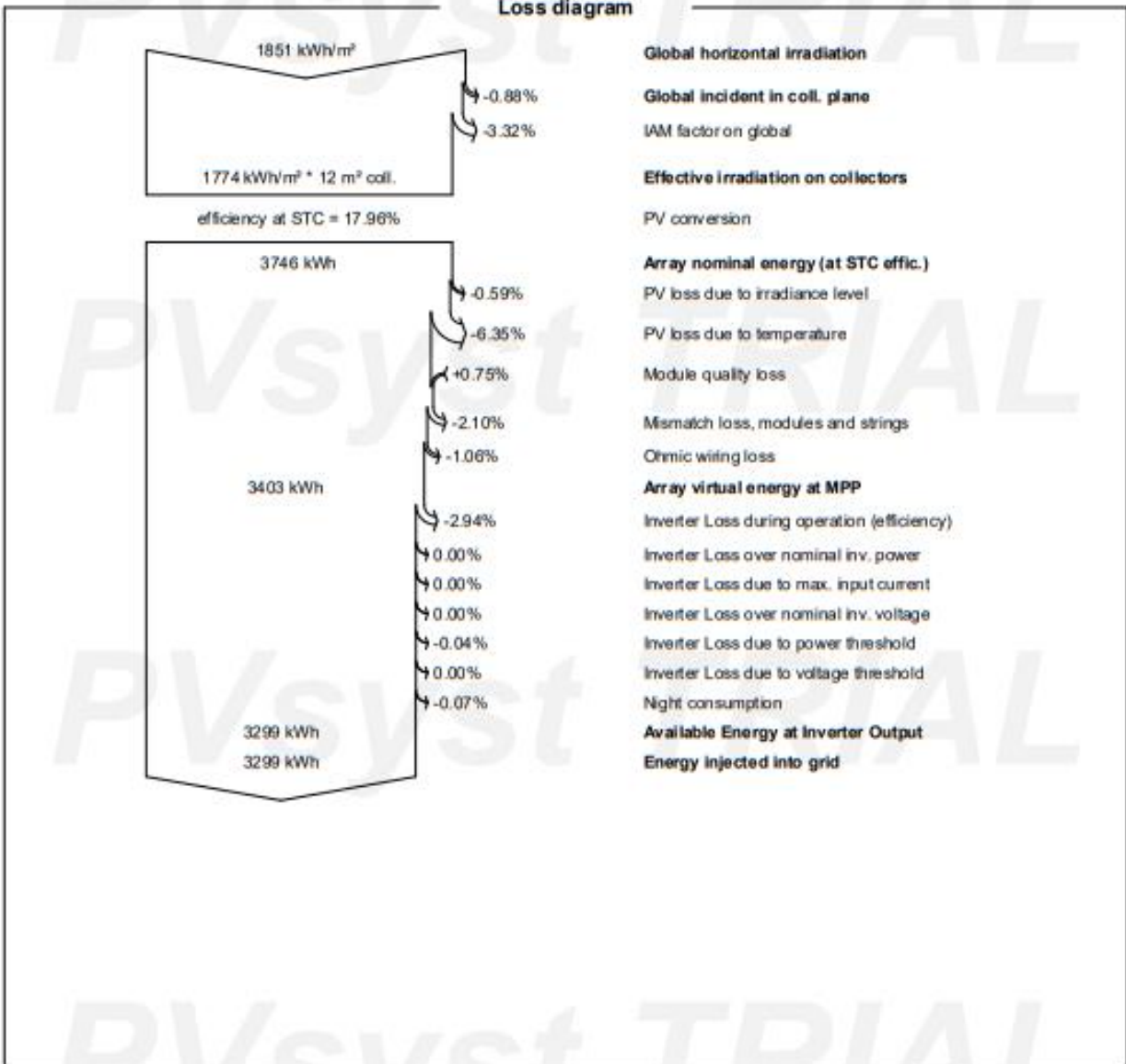


Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	162.2	72.66	14.51	142.9	136.2	264.5	256.4	0.854
February	124.0	68.11	14.41	115.6	111.0	215.4	208.4	0.859
March	154.6	79.00	14.40	149.9	144.9	279.3	270.9	0.861
April	151.6	73.76	14.13	154.5	149.8	296.9	278.2	0.857
May	167.4	67.67	14.38	179.4	174.7	332.8	323.1	0.858
June	162.4	66.76	14.02	177.6	173.0	330.3	320.7	0.860
July	171.6	69.16	14.12	186.2	181.3	347.4	337.6	0.864
August	202.4	60.70	14.52	212.4	207.1	390.3	379.6	0.851
September	161.5	59.52	14.35	159.5	154.7	292.0	283.1	0.845
October	128.5	69.57	14.53	121.1	116.3	225.8	218.1	0.857
November	121.3	70.64	14.23	110.4	105.6	206.1	198.8	0.858
December	143.3	69.91	14.41	125.2	119.0	232.4	224.6	0.854
Year	1850.8	827.52	14.34	1834.6	1773.6	3403.0	3299.5	0.856

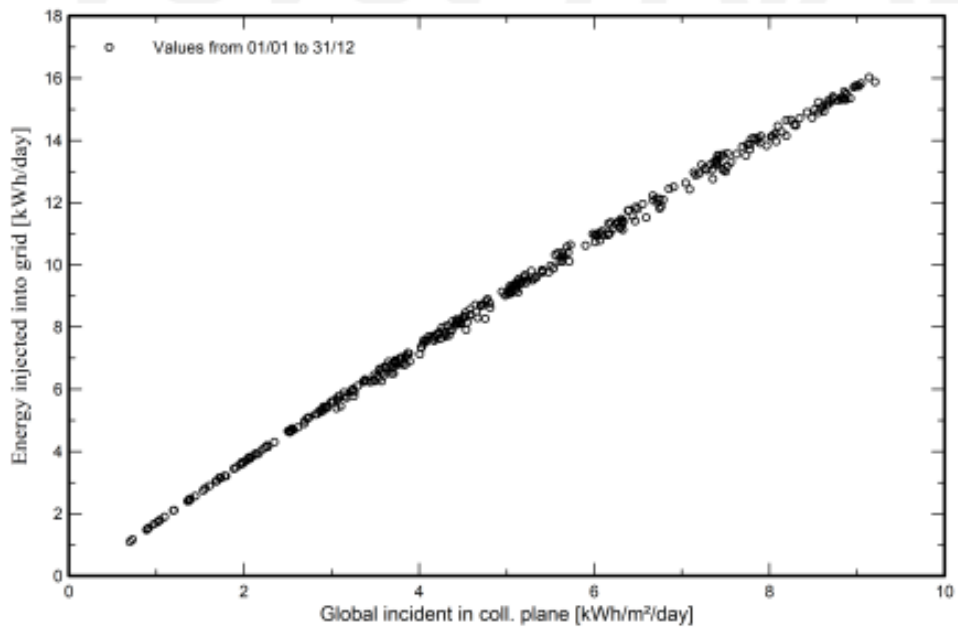
Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

