

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTÁICO PARA BRINDAR SERVICIO AL CLUB CASTILLO DE AMAGUAÑA

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

ALMEIDA CARRERA WLADIMIR ARIEL

DIRECTOR: Dr.-Ing. ARCOS MARTINEZ HUGO NEPTALÍ

Quito, mes año

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Nombre1 (y Nombre 2), bajo mi (nuestra) supervisión.

Dr. Hugo Arcos M.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Wladimir Ariel Almeida Carrera, declaro bajo juramento que el trabajo 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.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

WLADIMIR ARIEL ALMEIDA
CARRERA

DEDICATORIA

A mis padres Mónica y Wladimir, quienes con su sacrificio me han puesto en lugar que estoy y con sus enseñanzas me han hecho el hombre que soy, gracias a ustedes por el amor incondicional, por la paciencia y por la confianza que siempre tuvieron hacia mí. Siempre serán el pilar fundamental de mi vida, esto es por y para ustedes pas, los amo con todo mi corazón.

A mis abuelitos Livia y José (+), quienes me criaron, me educaron y siempre me han dado un amor incondicional. Gracias a ustedes viejitos nunca me faltó nada, quizás nunca terminaré de agradecerles todo lo que han hecho por mí. Esto es para ustedes abuelitos, con mucho amor.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis padres por todo su apoyo y por todo el sacrificio que hicieron para darme siempre lo mejor, sin ellos nada de esto hubiese sido posible. A mis hermanas Dani y Emi, que han sido mi compañía en todo este proceso.

A mis abuelitos, que han sido mis segundos padres, les agradezco infinitamente por todo el apoyo, por todo el cariño y por todo el amor que siempre me han dado.

A mis tíos Santiago, Nelson y Gilberto (+) por el cariño que siempre han tenido hacia mí y por siempre estar a mi lado.

Al Dr. Hugo Arcos quién con su experiencia y apoyo hizo posible el desarrollo del presente proyecto.

A las autoridades del Club Castillo de Amaguaña que gracias a su apertura hicieron posible la realización del presente trabajo de titulación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO	V
RESUMEN.....	VII
ABSTRACT	VIII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS	2
1.2 ALCANCE	2
1.3 MARCO TEÓRICO.....	3
1.3.1 ENERGÍA RENOVABLE	3
1.3.2 SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO.....	7
1.3.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO	10
1.4 MARCO NORMATIVO LEGAL Y REGULATORIO EN RELACIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL ECUADOR.....	18
1.4.1 Artículo 15 de la Constitución de la República	18
1.4.2 Artículo 26 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica	19
1.4.3 Artículo 74 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica	19
1.4.4 Artículo 75 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica	19
1.4.5 Artículo 76 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica	19
1.4.6 Regulación Nro. ARCONEL – 003/18	19
1.4.7 Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones.....	20
1.4.8 Mecanismos de Fomento Vigentes para el Desarrollo de Energías No Renovables Convencionales	21
2. RELEVAMIENTO DE INFORMACIÓN Y DISEÑO	25
2.1 ESTIMACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE	25
2.1.1 ESTIMACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE SEGÚN SOLARGIS.....	25
2.1.1 Estimación del recurso solar disponible según NREL	27
2.1.2 Estimación del recurso solar disponible según NASA.....	28
2.1.3 Estimación del recurso solar disponible según INAMHI	29
2.2 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	32
2.2.1 Levantamiento de carga	32
2.2.2 Determinación de la Demanda Máxima Unitaria (DMU).....	35
2.3 ESTIMACIÓN DE CONSUMO.....	39
2.4 DIMENSIONAMIENTO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA.....	42
2.4.1 Orientación e inclinación del panel fotovoltaico.....	42
2.4.2 Estimación de la irradiancia efectiva incidente	45
2.4.3 Selección del panel fotovoltaico.....	49
2.4.4 Sombra sobre los paneles fotovoltaicos	54
2.4.5 Selección del inversor	57
2.4.6 Rendimiento global del sistema (PR).....	58

2.4.7	<i>Estimación de la potencia pico mínima del generador fotovoltaico</i>	60
2.4.8	<i>Configuración del Generador Fotovoltaico</i>	62
3.	ANÁLISIS FINANCIERO	71
3.1	CONCEPTOS GENERALES	71
3.2	FACTIBILIDAD DEL PROYECTO	73
3.2.1	<i>Costos de Inversión</i>	73
3.2.2	<i>Ahorro de energía eléctrica</i>	75
3.2.3	<i>Periodo de proyección</i>	76
3.2.4	<i>Cálculo del VAN</i>	76
3.2.5	<i>Cálculo del TIR</i>	82
3.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS	83
4.	SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO UTILIZANDO EL SOFTWARE SAM	85
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	91
5.1	CONCLUSIONES.....	91
5.2	RECOMENDACIONES.....	92
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94
	ANEXOS	100

RESUMEN

El presente trabajo de titulación es un estudio de factibilidad de un sistema de generación fotovoltaica para brindar servicio al Club Castillo de Amaguaña. Por los elevados gastos en las planillas de consumo eléctrico del Club Castillo de Amaguaña, se realiza una recolección de datos eléctricos y energéticos pertenecientes a las instalaciones del Club, en base a los datos obtenidos, a la ubicación geográfica, a la orientación e inclinación de los posibles planos del generador fotovoltaico, a las sombras existentes; y, a la radiación solar en las instalaciones del Club, se realiza un diseño de un sistema de generación fotovoltaico con conexión a la red para cada una de las tres etapas pertenecientes al Club Castillo de Amaguaña.

Adicionalmente se realiza un análisis financiero para su posible implementación y el cálculo de toneladas de CO₂ no arrojadas al medio ambiente por efecto de la implementación de los sistemas de generación fotovoltaica, determinando la factibilidad en las Etapas 1 y 2, mientras que para la Etapa 3 se establece la no factibilidad de la implementación del sistema de generación fotovoltaico.

PALABRAS CLAVE: Sistemas de generación fotovoltaico, energías no renovables, factibilidad generación fotovoltaica, paneles solares, inversor, radiación solar

ABSTRACT

The present project is a feasibility study of a photovoltaic generation system to provide service to the Club Castillo de Amaguaña, due to the high expenses in the electrical consumption forms of the Club Castillo de Amaguaña, a collection of electrical and energy data pertaining to the Club's facilities is carried out, based on the data obtained, the geographical location, the orientation and inclination of the possible planes of the photovoltaic generator, to the existing shadows; and, to the solar radiation in the Club's facilities, a design of a photovoltaic generation system with connection to the network is carried out for each of the three stages belonging to the Castillo de Amaguaña Club.

Additionally, a financial analysis is carried out for its possible implementation and the calculation of tons of CO₂ not released into the environment due to the implementation of photovoltaic generation systems, determining the feasibility in Stages 1 and 2, while for Stage 3 the infeasibility of the implementation of the photovoltaic generation system is established.

KEYWORDS: Photovoltaic generation systems, non-renewable energies, photovoltaic generation feasibility, solar panels, inverter, solar radiation.

1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un servicio indispensable para del desarrollo social, comercial e industrial a nivel mundial, razón por la que se invierten grandes cantidades de recursos económicos para garantizar su disponibilidad. La generación de energía eléctrica se basa en gran medida en el uso de combustibles fósiles, lo cual ocasiona daños al medio ambiente debido a la producción de gases de efecto invernadero que contribuyen al fenómeno del calentamiento global.

Los significativos costos por consumo de energía eléctrica, han llevado al Club Castillo de Amaguaña a buscar alternativas para el abastecimiento de su demanda de energía eléctrica, alternativas que garanticen cubrir sus requerimientos energéticos y a su vez sean amigables con el medio ambiente. Por tal motivo, el Club Castillo de Amaguaña requirió la realización de un estudio de factibilidad para la incorporación de un sistema de generación fotovoltaico que abastezca parte de su demanda de energía eléctrica.

Gracias a la ubicación geográfica del Ecuador, los niveles de radiación solar son más altos en comparación a distintos países de la región, por lo que, la implementación de sistemas de generación fotovoltaica es una de las mejores alternativas para generar energía eléctrica sustentable. En este contexto, el uso de energía eléctrica proveniente de una fuente de generación fotovoltaica de su propiedad le permite al Club Castillo de Amaguaña disminuir sustancialmente el consumo de energía de la red de distribución y en consecuencia produce ahorros significativos en los costos relacionados a planillas de consumo eléctrico.

En el presente trabajo de titulación, se realiza un diseño de un sistema de generación fotovoltaico con conexión a la red para cada una de las etapas del Club Castillo de Amaguaña, para el efecto se obtienen datos de demanda y consumo en cada una de estas etapas y se determinan los beneficios eléctricos, económicos y ambientales con el objetivo de analizar la factibilidad de la construcción de sistemas de generación fotovoltaicos en las instalaciones del Club.

1.1 OBJETIVOS

El objetivo general de este Proyecto Técnico es realizar el estudio de factibilidad y eficiencia energética de un sistema de generación fotovoltaica para brindar servicio al Club Castillo de Amaguaña

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

- Realizar el levantamiento de datos e información correspondiente al consumo de energía eléctrica y de combustibles fósiles en el Club
- Determinar la capacidad nominal instalada del generador fotovoltaico y a partir de los resultados obtenidos seleccionar los componentes del sistema de generación fotovoltaico mas adecuados para su posible instalación.
- Comprobar la factibilidad mediante el diseño del proyecto de instalación de un sistema de generación eléctrica en base a energía fotovoltaica a ser conectado a la red eléctrica del Club
- Realizar un análisis comparativo de la red del club con la incorporación del proyecto de instalación de un sistema de generación eléctrica en base a energía fotovoltaica y sin el mismo.

1.2 ALCANCE

El desarrollo del trabajo de titulación implica la realización de un estudio de factibilidad del proyecto de instalación de un sistema de generación eléctrica en base a energía fotovoltaica a ser instalado en las instalaciones del Club Castillo de Amaguaña. Se realizará un diseño y evaluación técnica y económica de la instalación.

Con los resultados de este estudio se evaluarán los parámetros eléctricos, energéticos y económicos para el Club, de tal manera de determinar la factibilidad del proyecto para su posible implementación.

1.3 MARCO TEÓRICO

1.3.1 ENERGÍA RENOVABLE

Las energías renovables se caracterizan por ser fuentes limpias y prácticamente inagotables de energía. Existe una diferencia considerable en relación con los procesos de generación de energía entre las energías renovables y los combustibles fósiles, principalmente porque las energías renovables no contaminan y no producen gases de efecto invernadero a diferencia de los combustibles fósiles que no son abundantes y en los procesos por los cuales generan energía estos emiten contaminación y gases de efecto invernadero.

Es importante fomentar el desarrollo de las energías renovables ya que de esta manera no solo se combatirá el calentamiento global, sino también ayudará a lograr el acceso al servicio de electricidad a millones de personas en todo el mundo que aún no se benefician de este servicio básico.

Las energías renovables se consideran diversas gracias a sus recursos renovables, ya sean estos: sol, agua, viento o materia orgánica, estos recursos se pueden encontrar en cualquier parte del mundo lo que facilita su aprovechamiento sostenible y sustentable [1].

Los recursos renovables tienen la capacidad de regenerarse más rápido que la velocidad con la que se consumen por lo que su eficiencia energética en comparación con las fuentes no renovables es mayor. Sin embargo, el porcentaje de eficiencia energética será distinto para cada tipo de energía renovable. A continuación, se enumeran las principales ventajas de estos tipos de energía:

- Son más amigables con el medioambiente.
- Son más seguras y suponen menos riesgos para la salud.
- Son una alternativa para evitar la generación de energía a partir de la energía nuclear ya que esta genera residuos nucleares.
- Su fuente de energía es natural y se considera inagotable [2].

1.3.1.1 Energía Solar

Aunque el sol no es inagotable, se estima que vivirá millones de años más y en tal sentido la disponibilidad de radiación solar es prácticamente infinita. En el núcleo solar se producen las denominadas reacciones nucleares de fusión, y estas a su vez generan radiación electromagnética en varias longitudes de onda o frecuencias que dan como resultado la radiación solar.

Hoy en día, una forma de aprovechar el calor y la luz solar es mediante la utilización de captosres como heliostatos, colectores solares o células fotoeléctricas, de esta manera se puede transformar el calor o la luz solar en energía eléctrica o energía térmica. Según la forma de captar, convertir y distribuir la energía solar existen dos tipos de tecnologías solares denominadas tecnologías activas y tecnologías pasivas [4].

- Las tecnologías activas aprovechan la energía solar utilizando equipamientos mecánicos o eléctricos para mejorar el rendimiento o para procesar la energía obtenida ya sea convirtiéndola en energía eléctrica o mecánica. Un ejemplo de estos equipamientos pueden ser motores, bombas, ventiladores, etc. La implementación de paneles fotovoltaicos y colectores solares son parte de las tecnologías activas.
- Las tecnologías pasivas, a diferencia de las activas, no requieren de energía adicional para operar y, por lo tanto, tienen cero costos operativos adicionales. Forman parte de las tecnologías pasivas el uso o implementación de chimeneas solares para una mejor ventilación natural, el diseño de los edificios con dirección al sol, la utilización de materiales con una favorable masa técnica [5].

1.3.1.1.1 Energía Solar Térmica

Este tipo de energía solar aprovecha las propiedades de la termodinámica con el fin de aumentar la temperatura de un fluido aumentando su energía calorífica de la siguiente manera: el sistema de energía solar térmica cuenta con paneles solares denominados captadores, planos o de tubos de vacío (Figura 1.1), mismos que recogen y concentran la radiación solar para calentar un líquido, por lo general agua

y anticongelante, el cual corre a través de su circuito primario. El calor concentrado se transfiere a través de un intercambiador de calor a un circuito secundario donde se encuentra el agua que existe en el depósito del sistema, de esta manera el agua se calienta y queda disponible para su uso.



Figura 1.1. Paneles solares térmicos tubulares en vacío [6].

La energía solar térmica se ha venido usando fundamentalmente en los hogares para la generación de agua caliente sanitaria. En la Figura 1.2 se presenta una síntesis del procedimiento para el calentamiento del agua en los hogares.

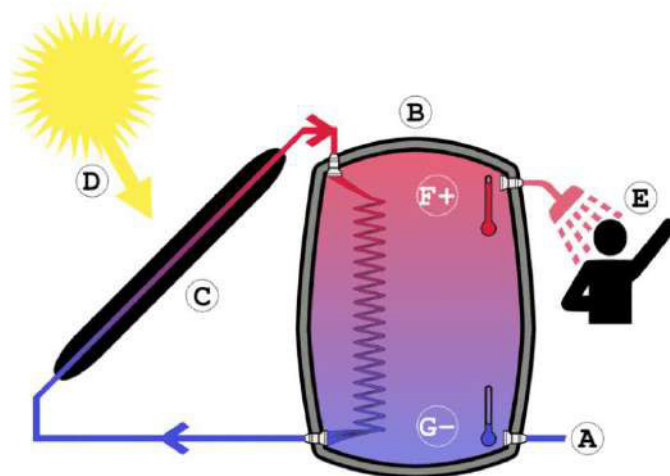


Figura 1.2. Proceso de generación de agua caliente sanitaria [7].

En donde:

A: Agua potable sin calentar.

B: Intercambiador de calor.

C: Paneles solares térmicos.

D: Radiación solar.

E: Agua potable caliente.

1.3.1.1.2 Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable y limpia que transforma la radiación solar en electricidad, esta transformación se realiza en los paneles solares o paneles fotovoltaicos mediante la captación de radiación solar directa, principalmente. Las condiciones meteorológicas y la orientación del panel solar respecto de los rayos solares influyen directamente en la cantidad de energía solar que el panel fotovoltaico captará, por ejemplo, cuando los rayos solares se encuentren perpendiculares a la superficie del panel fotovoltaico se obtendrá la máxima captación de energía solar [8].

Efecto Fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es el proceso por el cual la luz solar se transforma en energía eléctrica por medio de las células o celdas fotovoltaicas, este proceso genera una corriente eléctrica entre dos elementos semiconductores (silicio) que permanecen en contacto y expuestos a la luz solar. Los mencionados elementos semiconductores tienen un comportamiento distinto ante la electricidad, es decir, su comportamiento siempre dependerá de si una fuente de energía externa (radiación solar) los excita o no [9].

En las células fotovoltaicas se genera electricidad en corriente continua mediante la absorción de fotones (partículas lumínicas) y liberación de electrones. Estos electrones se desplazan intercambiando posiciones y de esta manera se produce una corriente eléctrica [8], el intercambio de electrones ocurre en las uniones P y N donde el silicio tipo P tiene un déficit de electrones y el silicio tipo N tiene un exceso.

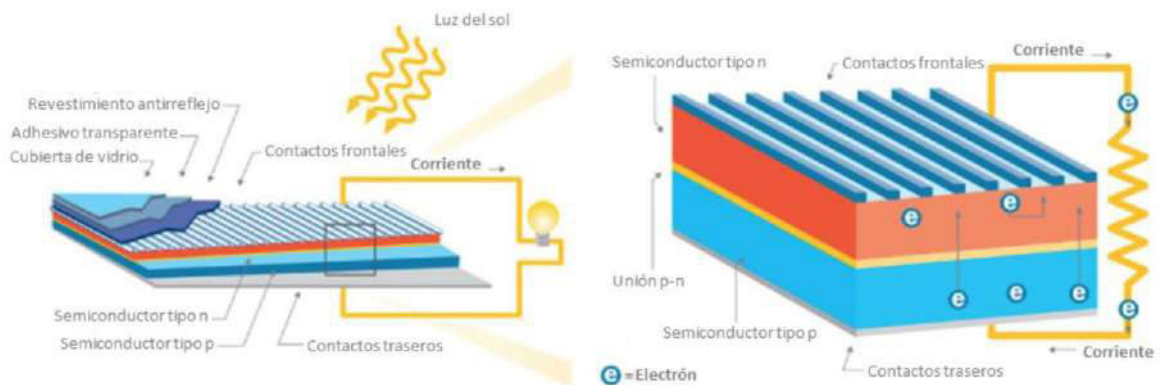


Figura 1.3. Esquema de las uniones P-N de una placa fotovoltaica [10].

1.3.2 SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO

El sistema de generación fotovoltaico es el conjunto de elementos eléctricos y mecánicos cuyo objetivo principal es transformar la energía proveniente del sol en energía eléctrica, siendo esta energía eléctrica utilizada por los equipos eléctricos requeridos y/o inyectada a la red de distribución eléctrica. Dependiendo de su implementación, los sistemas de generación fotovoltaica se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Sistemas Off Grid (Autónomos)
- Sistemas On Grid (Con conexión a la Red)
- Sistemas Híbridos [11].

1.3.2.1 Sistemas de Generación Fotovoltaica Off Grid

Los sistemas de generación de energía eléctrica fotovoltaica off grid o autónomos, son sistemas que generan energía eléctrica para alimentar un determinado número de cargas eléctricas que no se encuentran conectadas a redes de distribución. Al implementar este tipo de sistemas en algún momento ocurrirá que la cantidad de energía eléctrica generada será inferior al consumo de energía eléctrica por lo que se emplea un sistema de baterías para acumular la energía que será utilizada en estos casos; también son parte de este sistema un regulador de voltaje y/o un inversor encargado de convertir la corriente continua proveniente del generador en corriente alterna para su consumo [12].

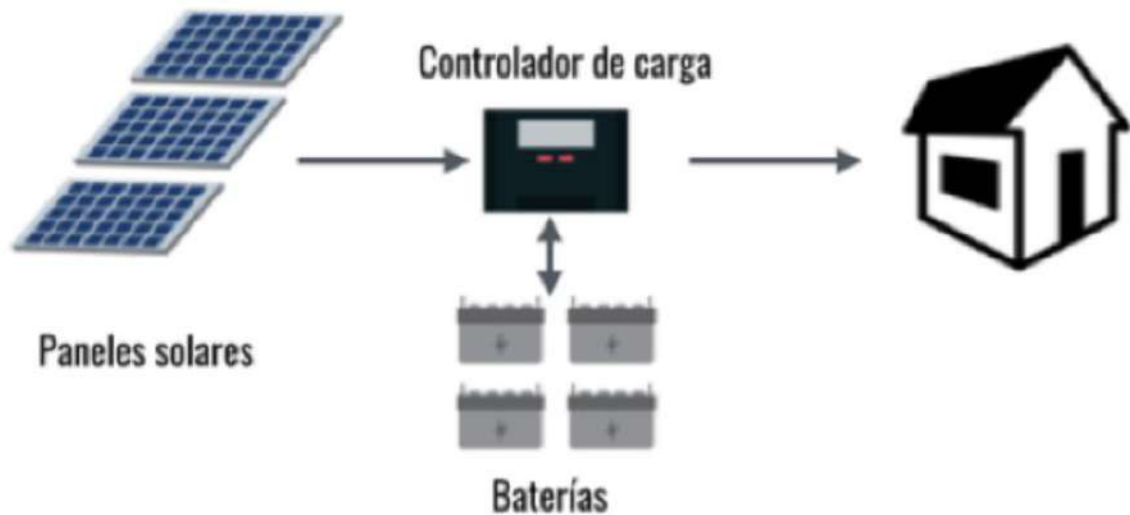


Figura 1.4. Configuración de un Sistema de Generación Fotovoltaica Autónomo sin inversor [15].

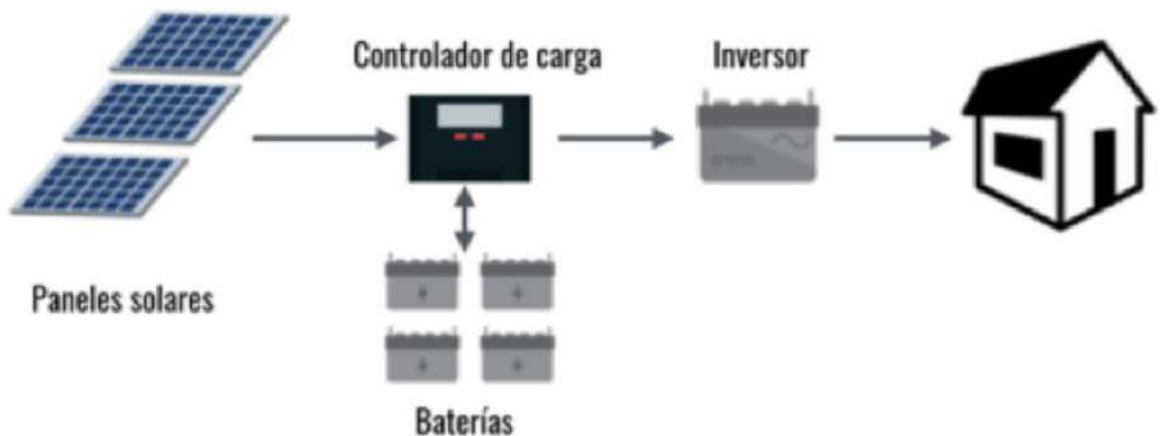


Figura 1.5. Configuración de un Sistema de Generación Fotovoltaica Autónomo con inversor [15].

1.3.2.2 Sistemas On Grid (Con conexión a la Red)

Un sistema fotovoltaico con conexión a la red es un sistema de generación que produce electricidad en corriente continua que es transformada por medio de uno o varios inversores en corriente alterna que es inyectada a la red eléctrica [13]. Estos sistemas no cuentan con capacidad de almacenamiento y toda la energía generada es inyectada de forma instantánea a la red, si la energía producida por el

El sistema de generación fotovoltaica es superior al consumo de la instalación a la que se encuentra sirviendo, esta se derivará a la red de distribución pública, caso contrario la carga tomará energía de la red de distribución.

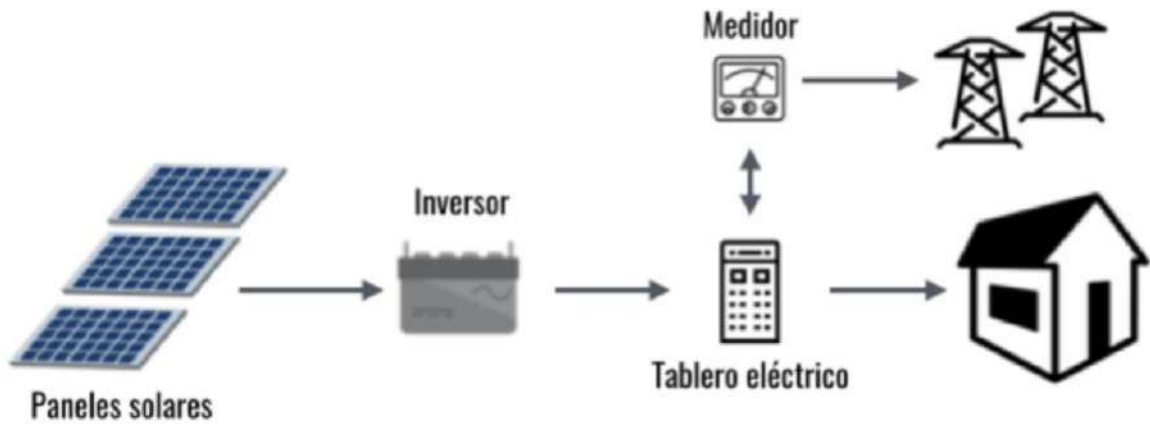


Figura 1.6. Configuración de un Sistema de Generación Fotovoltaica Conectado a la Red [15].

1.3.2.3 Sistemas Híbridos

Los sistemas híbridos son sistemas de generación de energía eléctrica que cuentan con una fuente adicional de energía diferente, esto conlleva a que estos sistemas tengan que implementar un inversor de potencia híbrido para lograr integrar todas las energías, es decir, la energía generada por los paneles fotovoltaicos, la energía que se encuentra almacenada en las baterías y la energía generada por la fuente adicional. Ejemplos de Fuentes de energía externas son: un generador de energía eólico o un generador a diésel.

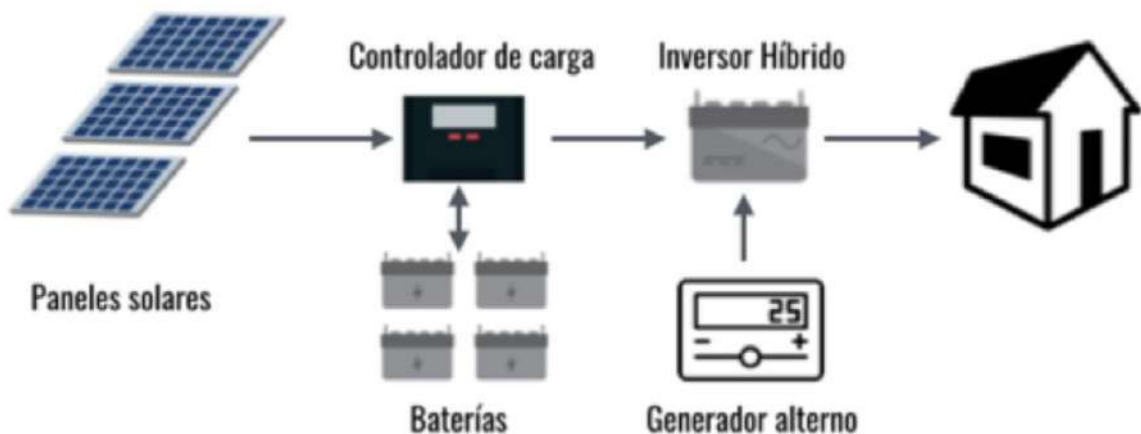


Figura 1.7. Configuración de un Sistema de Generación Fotovoltaica Híbrido con Baterías [15].

1.3.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO

Dentro de los componentes de un sistema de generación fotovoltaico de energía eléctrica existen diferentes elementos y partes que varían de acuerdo con el tipo de sistema, a continuación, se detallan cada uno de los componentes, partes y elementos que conforman los diferentes tipos de sistemas de generación eléctrica fotovoltaica.

1.3.3.1 Paneles Solares

El panel solar o módulo fotovoltaico es un conjunto de celdas o células fotovoltaicas las cuales convierten la luz del sol en electricidad, estas celdas fotovoltaicas generalmente están fabricadas de silicio o arseniuro de galio, siendo este último más eficiente que el silicio pero más costoso [16]. Ya que las celdas fotovoltaicas de silicio son las más comunes y utilizadas por su precio en el mercado, a continuación, se las clasificará por su estructura:

- **Células de Silicio monocristalino:** Están constituidas por un único cristal de dimensiones relativamente grandes, y es dividido en láminas finas. Las células de silicio monocristalino se caracterizan por tener un color azul uniforme y proporcionar un rendimiento superior bajo determinadas condiciones.
- **Células de Silicio policristalino:** Están constituidas por varios cristales, tienen un color azul no uniforme y tienen menor rendimiento que las células de silicio monocristalino.
- **Células de Silicio amorfo:** No están constituidas por cristales y aunque son más baratas son las que poseen menor rendimiento [17].

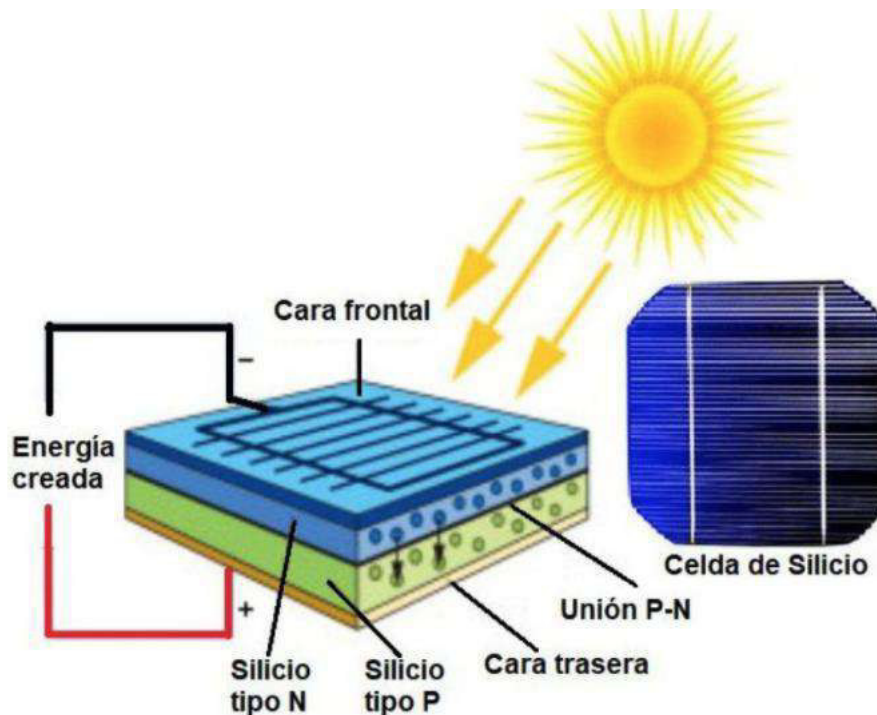


Figura 1.8. Esquema de una célula fotovoltaica [18]

El esquema presentado en la Figura 1.8 muestra los componentes de una célula fotovoltaica dispuestos de tal manera que pueden captar y suministrar energía, sin embargo, es importante mencionar que una sola célula no llegará a generar una gran cantidad de energía por lo que se necesita, según la carga a alimentar, un número determinado de células fotovoltaicas para lograr la cantidad de energía suficiente. Por lo tanto, a continuación, se detallarán las configuraciones más comunes de celdas fotovoltaicas:

- *Paneles solares de 36 células:* Suministra una tensión de salida de 12 V y es recomendable para pequeñas instalaciones sin conexión a la red.
- *Paneles solares de 60 células:* Suministra una tensión de salida de 24V.
- *Paneles solares de 72 células:* Suministran una tensión de salida superior a 24V y son recomendados para instalaciones grandes que cuenten con conexión a la red [16].

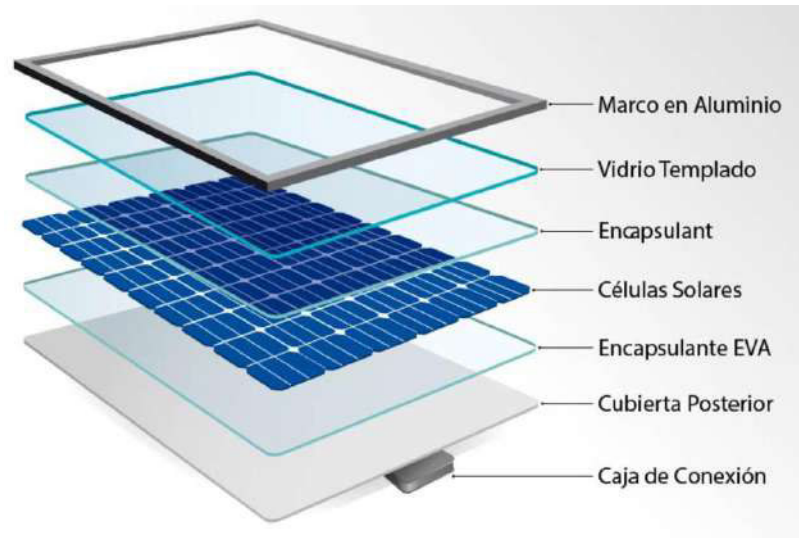


Figura 1.9. Partes de un panel solar [19].

1.3.3.2 Regulador de Carga

Las instalaciones fotovoltaicas autónomas requieren de un sistema de baterías necesarias para almacenar la energía excedente y utilizarla cuando los paneles no generen la energía requerida por la instalación. La carga y descarga de estas baterías es un proceso que lo controla un dispositivo llamado regulador de carga, este dispositivo es indispensable para salvaguardar la vida útil de las baterías y de esta manera obtener un mejor funcionamiento del sistema fotovoltaico. El regulador de carga a la vez de garantizar una protección apta para las baterías permite aprovechar al máximo la energía proporcionada por el generador fotovoltaico. Cuando existe alguna sobrecarga, el regulador de carga interrumpe la conexión con el generador fotovoltaico para evitar una sobrecarga en las baterías. Por otro lado, si la carga disminuye por debajo de un cierto porcentaje (profundidad de descarga), ocasiona una interrupción de la conexión con la red de consumo y de esta manera se evita que se descargue por debajo del valor de profundidad de descarga marcado en el diseño de la instalación.



Figura 1.10. Regulador de carga [20].

1.3.3.3 Inversor

La función del inversor en los sistemas de generación de energía eléctrica fotovoltaica es convertir la corriente continua DC suministrada por la instalación fotovoltaica en corriente alterna AC, para que la energía pueda ser aprovechada por la red eléctrica o por los receptores habituales de algún sistema autónomo. En el caso de instalaciones autónomas, los inversores pueden ir conectados a la salida del regulador de carga o en los bornes del sistema de almacenamiento o baterías, a diferencia de las instalaciones conectadas a la red, en las que el inversor va conectado directamente a los paneles solares.

Los inversores de red cuentan con salida monofásica o trifásica dependiendo de la red a la que se conecten y cuentan con un seguidor del punto máximo de potencia (MPP) para maximizar la potencia de salida, independientemente de la carga o sistema al que se encuentre conectado el generador.

Las principales características con las que cuenta un inversor son:

- *Eficiencia o rendimiento*: Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor, esta eficiencia debe ser mayor al 90% a plena carga.
- *Tensión nominal (V)*: Tensión que se aplica a los bornes de entrada del inversor.
- *Potencia activa (W)*: Potencia real que proporciona el inversor tomando en cuenta el desfase que existe entre la tensión y la corriente.

- *Capacidad de sobrecarga*: Capacidad con la que cuenta el inversor para proporcionar durante un determinado tiempo una potencia superior a la nominal. Esta capacidad suele expresarse como un porcentaje de la potencia nominal.
- *Factor de potencia*: Resulta de dividir la potencia activa con la potencia aparente a la salida del inversor.
- *Rizado de corriente*: Es una pequeña variación que ocurre sobre el valor de onda de la corriente al invertir una señal.
- *Armónicos*: Son frecuencias de onda múltiplo de la frecuencia fundamental. Es importante que la onda de salida del inversor no tenga o tenga los mínimos contenidos armónicos.
- *Distorsión armónica*: Es importante que el inversor entregue esta característica, ya que con ello se podrá observar el porcentaje total del contenido armónico presente en la onda de salida de voltaje del inversor, también es conocido como THD (Total Harmonic Distortion). Para que el rendimiento del inversor sea bueno es importante el THD sea lo más bajo posible [21].

Tipos de inversores:

Inversores String (o en cadena): Cuando existe una conexión en serie entre cada panel y el conjunto de cada conexión en serie entre determinados paneles forman ramales existe un único inversor solar conectado a cada uno de los ramales para convertir la corriente continua DC generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna AC. Este tipo de inversores convertirá tanta corriente dependiendo de cada panel fotovoltaico, es decir, si un panel del ramal se encuentra en sombra por algún objeto o estructura que genere una sombra y que no permita captar la luz solar ya sea en alguna hora en específico o de manera estacionaria, entonces la potencia total de ese ramal se verá afectada [22].



Figura 1.11. Inversor String. [23]

Microinversores: Los microinversores se caracterizan porque son instalados individualmente en cada panel fotovoltaico, es decir, convierten la corriente continua DC generada por el panel fotovoltaico en corriente alterna AC de manera independiente. Generalmente este tipo de inversores se encuentran anclados al panel fotovoltaico o a su vez instalados cerca del mismo. En los microinversores se elimina el impacto negativo que producen las sombras sobre los paneles solares, ya fueran estas totales o parciales [22].



Figura 1.3.12. Microinversor solar. [24]

Optimizadores de potencia: Son dispositivos que se encuentran en la parte trasera de cada panel solar, al igual que los microinversores estos permiten operar independientemente a cada panel solar del resto de módulos de su fila. Existe una diferencia con los microinversores, la cual es que en la conversión de corriente continua se obtiene también corriente continua, pero con el punto de

funcionamiento modificado de la curva I-V (Corriente-Voltaje) de los paneles que se ven afectados por alguna sombra. Una característica importante que hace que este equipo sea una combinación de lo mejor de los dos inversores mencionadas anteriormente es que unifica las corrientes del ramal que se encuentra conectado al inversor string, esto lo puede hacer ya que toma en cuenta el punto máximo de potencia (MPP) con un voltaje fijo en cada conexión [22].



Figura 1.13. Optimizador de potencia solar [25].

1.3.3.4 Sistema de Protección y Desconexión

- *Fusibles:* Los fusibles son colocados en serie con la instalación, en los conductores de fase, para corriente alterna; o en el positivo, para corriente directa. Protege la instalación contra corrientes excesivas abriendo el circuito.
- *Interruptor termomagnético:* Protege a la instalación contra sobrecorrientes, al ser un dispositivo de protección eléctrica tiene la capacidad de cortar la corriente, cuando esta sobrepasa valores determinados en la protección. El interruptor termomagnético se debe conectar en serie con la instalación.
- *Elementos de protección para contacto directo:* Estos elementos son aquellos que están relacionados con el aislamiento de todas las posibles fuentes de

contacto existentes para una persona en la instalación, desde los conductores hasta posibles medios de transmisión de la corriente eléctrica.

- *Elementos de protección para contacto indirecto: El contacto indirecto ocurre cuando una persona entra en contacto con partes metálicas accesibles, que no deberían estar bajo tensión, pero lo están por algún fallo de aislamiento. Para estas situaciones la mejor protección es el interruptor diferencial.*
- *Interruptor diferencial: Este dispositivo trabaja en conjunto con la puesta a tierra de los enchufes y masas metálicas de todo aparato eléctrico. La función de este interruptor es desconectar el circuito cuando detecte una pequeña corriente de fuga, sin embargo, este tipo de protección es complementaria y no se debería sustituir por alguna de las protecciones mencionadas anteriormente.*
- *Descargador de tensiones transitorias: Protege al sistema del exceso de voltaje que puede existir, derivando él mismo a tierra. Esta protección se conecta en paralelo a la línea eléctrica, es decir a los conductores de la entrada y la toma a tierra.*
- *Pararrayos: Protege a la instalación contra descargas atmosféricas, cuya función es atraer los rayos y derivarlos a tierra.*
- *Descargador de sobretensiones permanentes: Protege al sistema contra sobretensiones prolongadas, desconectando el circuito por medio de un interruptor automático asociado o diferencial asociado.*
- *Interruptor por disparo por baja tensión: El interruptor asociado se acciona cuando detecta una tensión menor la tensión de referencia entre las dos líneas de referencia [26].*

1.3.3.5 Medidor de Energía Bidireccional

Este dispositivo tiene la capacidad de diferenciar entre la energía que la red pública nos suministra y la energía que entrega el sistema de generación fotovoltaico cuando esta no es consumida totalmente por el usuario. El medidor se encarga de

calcular la energía producida por nuestro sistema de generación y restarla al consumo del servicio de electricidad [27].

1.3.3.6 Transformador de Salida

Los transformadores para aplicaciones en sistemas de generación fotovoltaica generalmente están diseñados con una pantalla electrostática entre los devanados de alta y baja tensión, lo que permite filtrar transitorios de sobretensiones que suelen presentarse del lado de alta tensión, evitando que se transfieran al lado de baja tensión, y de esta manera se evitará un daño a los circuitos electrónicos del inversor fotovoltaico.

A diferencia de los transformadores de distribución, los transformadores fotovoltaicos trabajan bajo un perfil de carga muy específico y sólo durante una fracción del día, por lo que estos transformadores son dimensionados de acuerdo con el perfil de carga de la instalación y con sus condiciones climáticas durante el año

1.4 MARCO NORMATIVO LEGAL Y REGULATORIO EN RELACIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL ECUADOR

La abundancia de energías renovables en nuestro país constituirá en un futuro próximo el motor que impulsará el cambio de la matriz productiva en Ecuador, por ello, se han elaborado varios artículos, normativas y regulaciones que promueven la generación eléctrica a partir de las energías renovables. A continuación, se detallan los artículos más importantes referentes a las energías renovables no convencionales en el Ecuador.

1.4.1 Artículo 15 de la Constitución de la República

“El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua” [31].

1.4.2 Artículo 26 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

“El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía” [31].

1.4.3 Artículo 74 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

“La eficiencia energética tendrá como objetivo general la obtención de un mismo servicio o producto con el menor consumo de energía” [32].

1.4.4 Artículo 75 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

“Establecimiento de políticas de eficiencia energética. - Las políticas y normas que se adopten por parte del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, para el cumplimiento de los objetivos establecidos en esta materia, procurarán una mayor eficiencia en el aprovechamiento de las fuentes de energía y en el uso de la energía eléctrica por parte de los consumidores o usuarios finales. Dichas políticas deberán estar en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo” [32].

1.4.5 Artículo 76 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

“Mecanismo de promoción a la eficiencia energética. - El Estado a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, promoverá la eficiencia energética mediante incentivos o castigos, que se definirán en el reglamento general de esta ley, y las regulaciones correspondientes” [32].

1.4.6 Regulación Nro. ARCONEL – 003/18

La Regulación denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” se aplicará a las empresas distribuidoras y usuarios regulados, que decidan, previo al cumplimiento de requisitos, instalar un sistema de microgeneración fotovoltaica, tomando en cuenta una capacidad

nominal instalada de hasta 100kW en medio y/o bajo voltaje, que operen en sincronismo con la red, cuya producción sea autoconsumida en sus propias instalaciones y aporten eventuales excedentes a la red de distribución, en caso de que existan [31].

Esta regulación determina:

- Las condiciones técnicas y comerciales para la instalación de sistemas fotovoltaicos hasta 100kW de capacidad nominal instalada;
- Los requisitos y procedimiento para la conexión a las redes de la empresa distribuidora y la autorización de la instalación y operación de los sistemas de microgeneración fotovoltaica;
- Las condiciones para la medición;
- La operación en sincronismo con la red de distribución; y;
- El tratamiento comercial de la energía producida, de la energía consumida y eventuales excedentes de generación entregados al sistema de distribución [31].

1.4.7 Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones

Se verán beneficiados de no cancelar la totalidad del impuesto a la renta por un periodo de cinco años los sectores que contribuyan en beneficio del medio ambiente y de la matriz energética, siempre y cuando las inversiones productivas mencionadas no se las realice dentro de las jurisdicciones urbanas del cantón Quito o Guayaquil, en los siguientes rubros [33]:

- Capacitación técnica, dirigida a investigación, desarrollo e innovación tecnológica. (Hasta el 1% del gasto de sueldos y salarios al año).
- Gastos en mejora de la productividad de la empresa. (Hasta el 1% de las ventas).
- Gastos de promoción internacional de la empresa y sus productos. (Hasta el 50% de los gastos de promoción y publicidad).

Si en el proceso o producción de las nuevas inversiones se utiliza maquinaria o equipos para la generación de energía limpia o a su vez para la implementación de

sistemas de generación de energías renovables se aplicará una reducción adicional del 100% de la depreciación y amortización correspondiente al cálculo del valor total del impuesto a la renta [31].

1.4.8 Mecanismos de Fomento Vigentes para el Desarrollo de Energías No Renovables Convencionales

Medición Neta (Net metering)

Net metering o medición neta es un mecanismo de fomento fundamental para el desarrollo de energías no convencionales sobre el que se basa toda la industria solar residencial. La medición neta utiliza la red eléctrica para almacenar la energía producida por su sistema de paneles solares para su uso posterior.

Su funcionamiento es sencillo, al instalar paneles solares, estos producen una cierta cantidad de energía, que en cualquier momento del día puede ser mayor a lo que se está consumiendo, esta energía sobrante se envía de regreso a la red, haciendo funcionar su medidor eléctrico al revés. Por otro lado, cuando se usa más energía de la que producen los paneles solares, ya sea en días nublados o en la noche, el medidor eléctrico funcionará hacia delante tomando la energía de la red eléctrica. Al final del mes o año, el valor de la facturación será el neto de la energía que se inyectó a la red eléctrica con la energía que se consumió de la red eléctrica [34]. En el siguiente gráfico se puede observar las posibles situaciones de usar Net Metering.

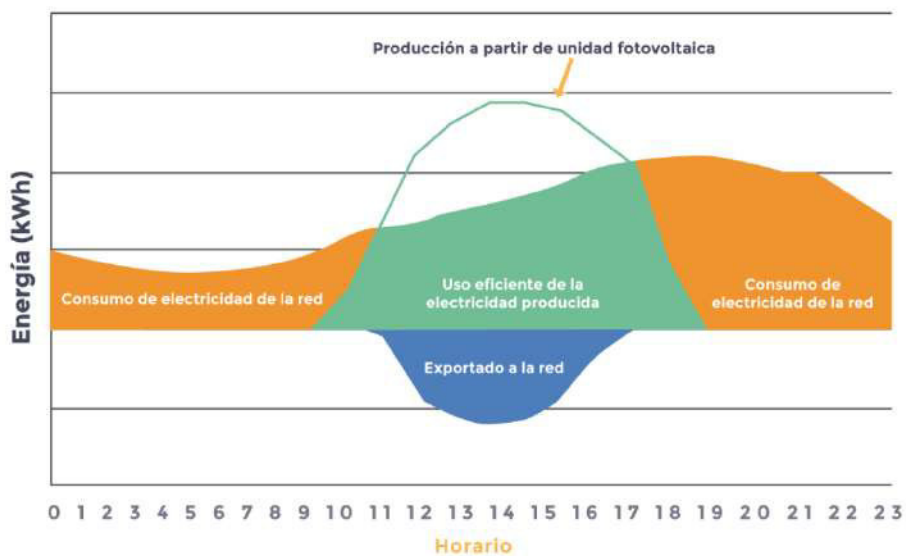


Figura 1.14. Curva típica de consumo eléctrico [35].

Al observar la Figura 1.14, el consumo de energía representado por el color naranja es mínimo en las primeras horas del día hasta aproximadamente las 11 am, a partir de esa hora el consumo de energía se incrementa hasta llegar a su pico alrededor de las 6 pm.

Mientras tanto, la producción de energía por los paneles solares representada por la línea verde es mayor durante el día, llegando a su pico a las 12 pm. Como se había mencionado anteriormente, en el momento en que la producción de energía mediante los paneles solares es mayor a la energía consumida, el medidor empieza a contabilizar la inyección de energía hacia la red eléctrica, este proceso está representado por el área azul.

Por otro lado, el área verde no está contabilizada como consumo de energía por el medidor ya que en ese periodo de tiempo el consumidor está tomando la energía eléctrica producida por los paneles solares [36].

Facturación Neta (Net Billing)

Net Billing o facturación neta es otro de los mecanismos de fomento fundamentales para el desarrollo de las energías no convencionales. Con la facturación neta tenemos una opción más para compensar la energía que eventualmente podría entregar un sistema fotovoltaico, esto es a través de un reconocimiento económico

por la energía que es entregada a la red, mediante balance neto mensual de la energía generada y consumida [37].

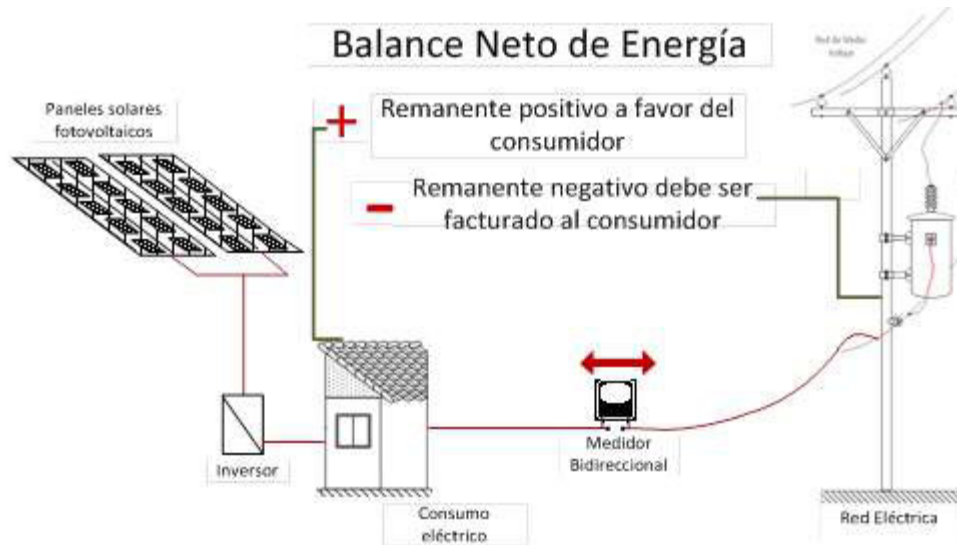


Figura 1.15. Balance neto de energía [31]

Mecanismos ofertados por instituciones bancarias

Existen algunos mecanismos de fomento ofertados por instituciones bancarias para proyectos que involucren el desarrollo de energías renovables en el país como los siguientes:

- Si una entidad desea invertir en un proyecto relacionado con el desarrollo de energías renovables y que a su vez este proyecto cuente con una rentabilidad después de ser ejecutado, el BIESS aporta a la entidad con hasta 60% del costo total del proyecto, y el beneficiario tendría que aportar con el 40% restante para la construcción del proyecto.
- El banco ProCredit brinda un crédito denominado EcoCredit. El EcoCredit es un crédito creado específicamente para aliviar de alguna manera el impacto ambiental producido por las actividades industriales. El objetivo de este crédito es incentivar a los clientes a invertir en soluciones para mejorar la eficiencia energética de los procesos en sus industrias, promoviendo el uso sostenible de los recursos naturales. El EcoCredit será destinado para fuentes de energía renovable como la solar, eólica, hidráulica, geotérmica o biomasa.

- Si una persona o entidad desea invertir en equipos que cuenten con una alta eficiencia energética para de esta manera ahorrar la energía eléctrica que consume y a su vez contribuir con el medio ambiente; existe un incentivo que el Banco Bolivariano ofrece para su inversión.
- El Banco Produbanco destina créditos a entidades o empresas para que estas puedan financiar la elaboración de proyectos en beneficio del medio ambiente en diversos sectores productivos del país [38].

2. RELEVAMIENTO DE INFORMACIÓN Y DISEÑO

2.1 ESTIMACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE

Para implementar y desarrollar tecnologías solares, es necesario conocer con cierta precisión el recurso solar de dónde se va a llevar a cabo la instalación de dicha tecnología. En Ecuador no existen muchas estaciones meteorológicas que midan la radiación solar, por lo tanto, es conveniente usar estimaciones satelitales.

2.1.1 ESTIMACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE SEGÚN SOLARGIS

Irradiación solar horizontal

El mapa que se presenta en la siguiente figura proporciona un resumen de la energía solar estimada disponible para generación eléctrica y otras aplicaciones energéticas en el territorio nacional. Los valores indicados en la parte inferior del mapa representan el promedio total de la irradiación global horizontal (GHI), calculado para un periodo de 20 años. El valor promedio total estimado de la irradiación global horizontal para Quito está entre 5.4 y 6.2 [kWh/m²/día].

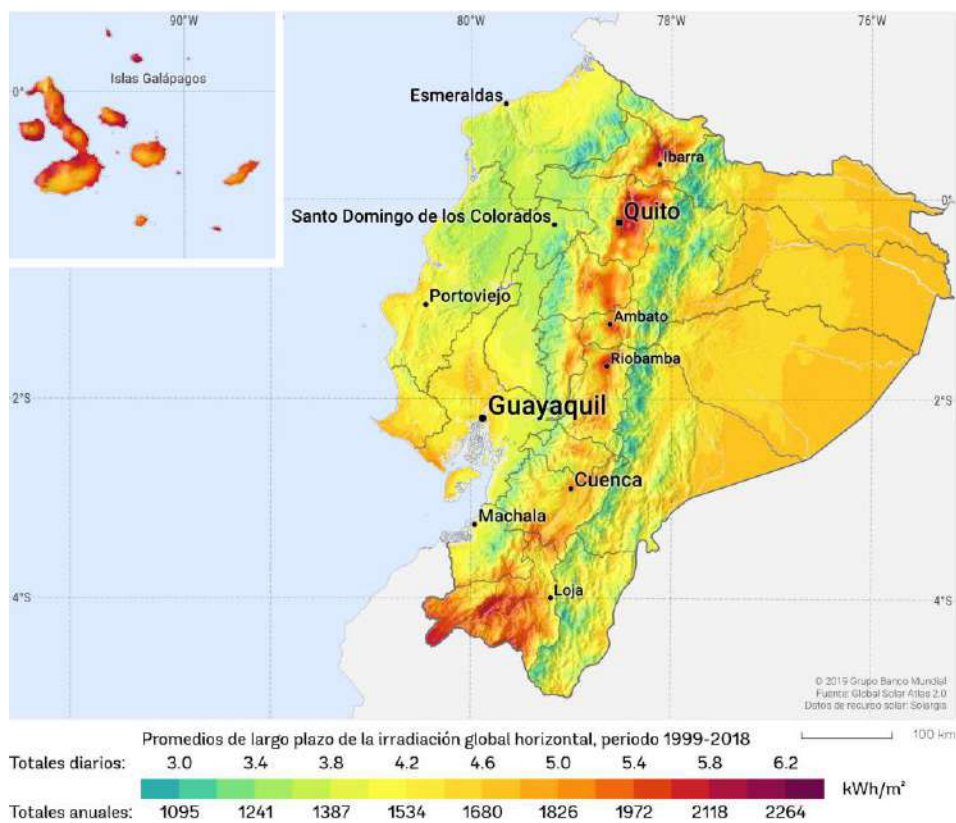


Figura 2.1. Mapa de irradiación solar horizontal [39]

El GHI es el parámetro de mayor importancia en el cálculo de la producción de energía y evaluación del rendimiento para tecnologías fotovoltaicas de placas planas.

Irradiación solar directa normal en Ecuador

El mapa que se presenta en la Figura 2.2 es un resumen de la energía solar estimada disponible para generación eléctrica y otras aplicaciones energéticas, sin embargo, este mapa representa el promedio del total diario/anual de la irradiación directa normal (DNI), calculado para un periodo de los últimos 20 años.

El DNI es el parámetro de mayor importancia en el cálculo de la producción de energía y evaluación del rendimiento para tecnologías de generación solar de concentración (CSP) y fotovoltaicas de concentración (CPV), es importante destacar que el DNI también es importante para el cálculo de la irradiación global recibida, por módulos fotovoltaicos inclinados y con seguidores solares.

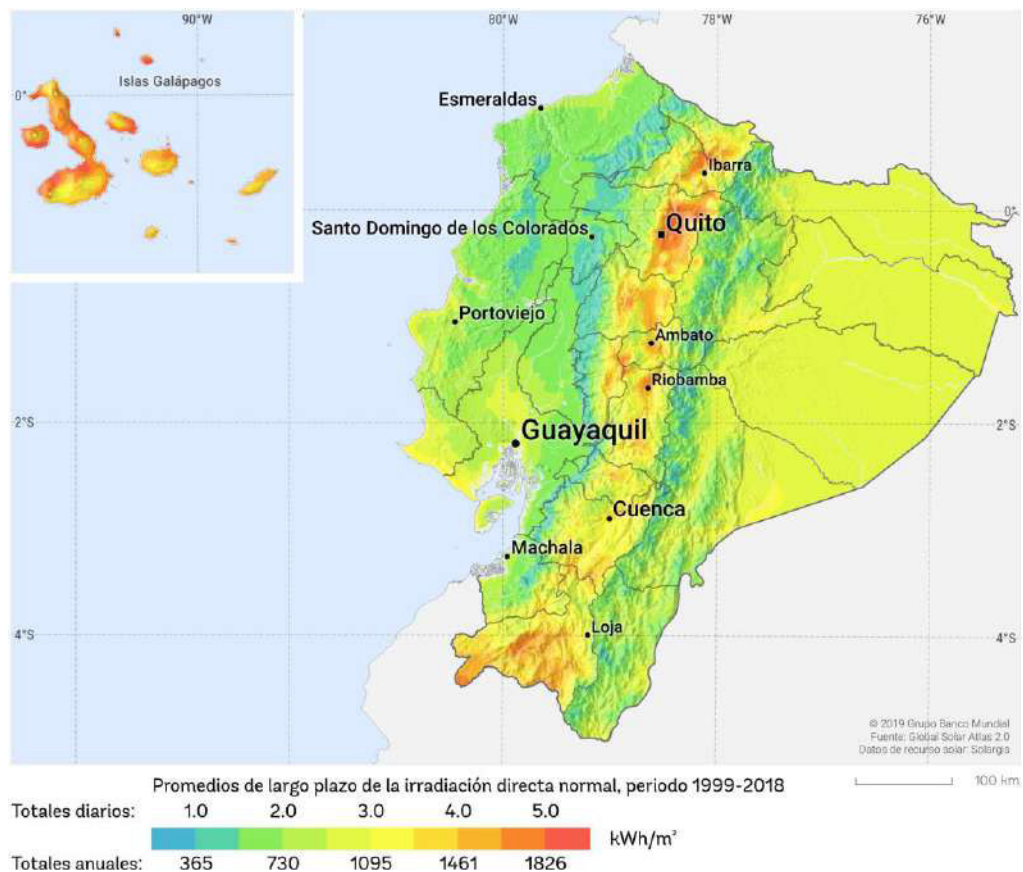


Figura 2.2. Mapa de irradiación solar directa normal [39]

Potencial eléctrico fotovoltaico en Ecuador

El mapa de recurso solar que se muestra en la Figura 2.3 proporciona un resumen del potencial eléctrico solar para sistemas de generación fotovoltaicos, es decir, representa el promedio del total diario/anual de la producción eléctrica de un sistema de generación fotovoltaico de 1kW-pico conectado a la red, el cual se ha calculado para un periodo de 20 años [39].

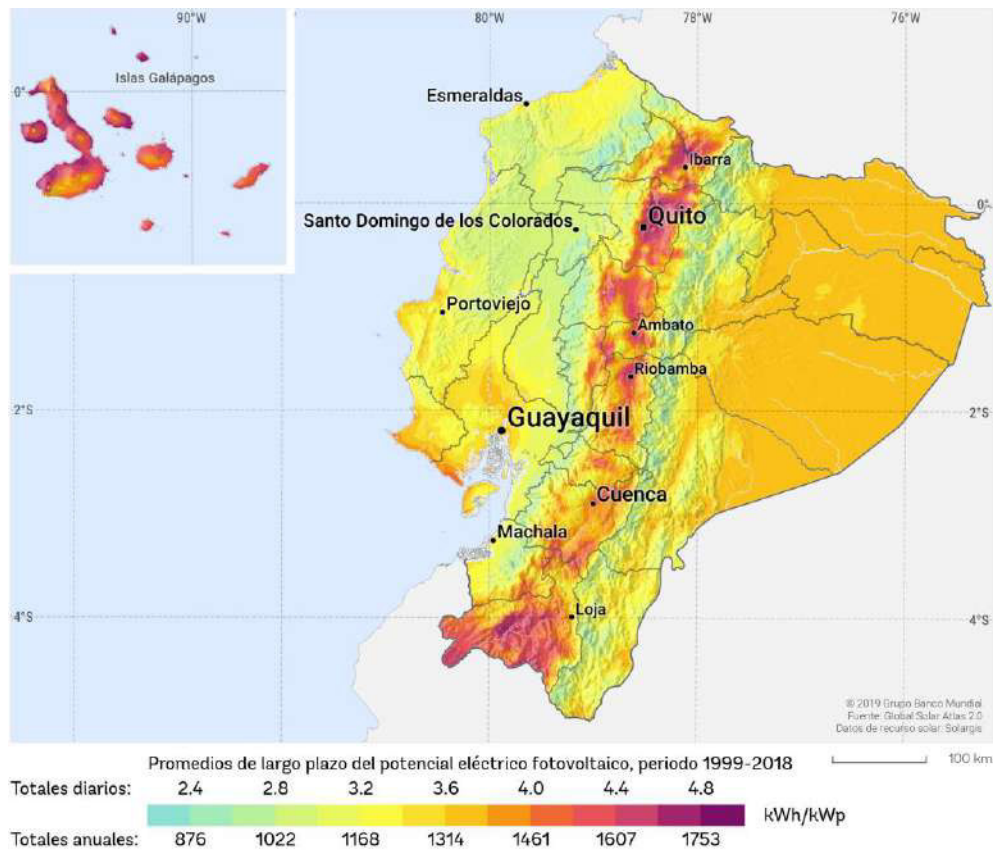


Figura 2.3. Mapa de potencial eléctrico fotovoltaico [39]

2.1.1 Estimación del recurso solar disponible según NREL

El National Renewable Energy Laboratory (NREL) con su base de datos nacional de radiación solar (NSRDB) proporciona datos y herramientas de recursos solares como ayuda para que los diseñadores de sistemas de energía, analistas de energía renovable, arquitectos e ingenieros de edificios y otros puedan acelerar la integración de energías solares en la red [40].

Gracias al visor de NSRDB se ha podido obtener una serie de valores promedio mensuales de irradiancia horizontal global (GHI) para el lugar de ubicación del Club Castillo de Amaguaña, situada en una latitud y longitud de -0.386965, -78.513505.

Tabla 2.1. Irradiancia Global Horizontal Según Nrel [41].

Mes	GHI [kW/m²/día]
Enero	5,0855
Febrero	4,5496
Marzo	4,8275
Abril	4,6877
Mayo	4,7629
Junio	5,0121
Julio	5,4404
Agosto	5,3548
Septiembre	5,3758
Octubre	5,2468
Noviembre	5,1543
Diciembre	5,150

2.1.2 Estimación del recurso solar disponible según NASA

La Nasa proporciona conjuntos de datos solares y meteorológicos producto de su investigación para apoyar el desarrollo de sistemas de energía renovable, la eficiencia energética de los edificios y las necesidades agrícolas.

La Nasa, así como NREL también tiene una aplicación de mapeo web con capacidad de respuesta que proporciona un conjunto de datos llamada visor de acceso de datos, con la cual se ha obtenido un promedio mensual de valores de irradiancia horizontal global para el sector donde se encuentra el Club Castillo de Amaguaña [42].

Tabla 2.2. Irradiancia Global Horizontal Según La NASA [43].

Mes	GHI [kW/m²/día]
Enero	4,10
Febrero	4,13
Marzo	4,52
Abril	4,30
Mayo	4,09
Junio	3,99
Julio	4,23
Agosto	4,45
Septiembre	4,25
Octubre	4,19
Noviembre	4,27
Diciembre	3,95

2.1.3 Estimación del recurso solar disponible según INAMHI

El Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) es el encargado de suministrar información sobre el tiempo, el clima y los recursos hídricos del país. A partir de esta información se ha obtenido datos de Heliofanía que representan las Horas Solar Pico (HSP) en un mes determinado a una intensidad de 1[kWh/m²]. Con el fin de comparar los datos de irradiancia horizontal global obtenidos de NREL [41] y de NASA [43] es necesario determinar la irradiancia horizontal global del INAMHI partiendo de los valores de Horas Solar Pico y de intensidad de la luz solar en condiciones estándar de medida [44].

Tabla 2.3. Valores de Heliofanía según INAMHI [44]

Mes	Heliofanía [horas]
Enero	189,5
Febrero	80,6
Marzo	122,9
Abril	128,9

Mayo	114,2
Junio	183,7
Julio	206,0
Agosto	187,1
Septiembre	151,6
Octubre	147,3
Noviembre	142,2
Diciembre	158,5

$$GHI(Inamhi) = HSP \cdot Potencia \quad (2.1)$$

Donde:

- GHI: Irradiancia Horizontal Global [kW/m²/día]
- HSP: Horas Solar Pico [h/día]
- Potencia: 1 [kWh/m²] en condiciones estandar de medida

$$HSP = \frac{\text{Heliofanía [horas]}}{\text{Número de días del mes}} \quad (2.2)$$

Para obtener las Horas Solar Pico se tiene que dividir la cantidad de horas de sol que se obtuvieron durante un mes para el número de días del mismo mes como se expresa en la ecuación (2.2). De esta manera se puede obtener la Irradiancia Horizontal Global partiendo de los datos de Heliofanía proporcionados por el Instituto Nacional de Meteorología.

Tabla 2.4. Irradiancia Global Horizontal según INAMHI [44].

Mes	GHI [kW/m ² /día]
Enero	6,1129
Febrero	2,8757
Marzo	3,9645
Abril	4,2966
Mayo	3,68387
Junio	6,1233

Julio	6,6451
Agosto	6,0354
Septiembre	5,0533
Octubre	4,7516
Noviembre	4,74
Diciembre	5,1129

Para determinar qué datos de GHI escoger para el estudio, se ha calculado el error en los datos obtenidos de NREL y NASA con respecto a las mediciones del INAMHI, ya que estas mediciones son datos reales medidos desde una estación que se encuentra cerca del Club. En base a los resultados de los errores respectivos, que se muestran en la Tabla 2.5, se ha llegado a la conclusión que los datos que muestran menor error con respecto de los datos del INAMHI son los de NREL, por lo tanto, se han escogido dichos datos para el desarrollo del estudio.

Tabla 2.5. Error calculado para las distintas fuentes de información

ERROR %		
MES	NREL	NASA
Enero	16,8070	32,9287
Febrero	58,2084	43,6172
Marzo	21,7681	14,0118
Abril	9,1025	0,0791
Mayo	29,2668	10,9342
Junio	18,1470	34,8390
Julio	18,1291	36,3440
Agosto	11,2768	26,2683
Septiembre	6,3819	15,8965
Octubre	10,4217	11,8191
Noviembre	8,7405	9,9156
Diciembre	0,7256	22,7444
Promedio	17,29	21,61

2.2 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

2.2.1 Levantamiento de carga

El Club Castillo de Amaguaña cuenta con tres etapas, cada una de ellas con equipos y cargas diferentes, por lo tanto, se ha hecho un listado de todos los equipos eléctricos disponibles en cada una de las instalaciones de las distintas etapas.

Tabla 2.6 Listado de equipos eléctricos correspondientes a la Etapa 1 del Club Castillo de Amaguaña

ETAPA 1			
Sección: Pista de Hielo			
Equipo	Cantidad	Pn (kW)	CI (kW)
Motor compresor	2	29,84	59,68
Bomba de Glicol	1	5,6	5,6
Motor condensador	1	3,73	3,73
Bomba condensador	1	0,746	0,746
Bomba de agua enfriador	1	2,24	2,24
Computadores	4	0,2	0,8
Laptop	6	0,12	0,72
Lamparas (36W)	47	0,036	1,69
Lamparas (400W)	3	0,4	1,2
Focos (9W)	34	0,009	0,306
Tomacorrientes	5	0,15	0,75
Sección: Piscinas			
Bomba piscina de niños	1	2,98	2,98
Bomba resbaladera	1	0,37	0,37
Motor caldero	1	0,37	0,37
Bomba caldero	1	0,746	0,746
Bomba Hidroneumatica	1	2,24	2,24
Bomba piscina grande	1	2,98	2,98
Bomba chorros	1	3,73	3,73
Bomba pileta	1	0,746	0,746
Lamparas (18W)	15	0,018	0,27
Sección: Sauna			
Motor caldero	1	0,37	0,37
Bomba de agua caldero	1	3,73	3,73

Bomba hidro caballeros	1	2,98	2,98
Bomba de filtrado	2	0,745	1,49
Bomba polar	2	0,745	1,49
Blower hidro	1	1,49	1,49
Blower calefactor	2	1,49	2,98
Bomba hidro damas	1	2,24	2,24
Blower hidro	1	0,746	0,746
Lamparas (18W)	60	0,018	1,08
Tomacorrientes	4	0,15	0,6
Sección: Toboganes			
Bomba de filtrado	1	11,19	11,19
Bomba tobogán recto	1	8,95	8,95
Bomba tobogán curvo	1	13,42	13,42
Bomba chorros	1	3,73	3,73
Blower caldero	1	3,73	3,73
Bomba diesel	1	0,746	0,746
Bomba caldero	1	3,73	3,73
Bomba sisterna	1	3,73	3,73
Bomba de calor	4	3,73	14,92
Calentador de agua	1	0,2	0,2
Lamparas (18W)	105	0,018	1,89
Focos (9W)	30	0,009	0,27
TOTAL			177,596

Tabla 2.7 Listado de equipos eléctricos correspondientes a la Etapa 2 del Club Castillo de Amaguaña

ETAPA 2			
Sección: Piscina semiolímpica y exteriores			
Equipo	Cantidad	Pn (kW)	CI (kW)
Bomba de calor	4	3,73	14,92
Bomba de calor	1	2,24	2,24
Bomba de circulacion piscina exterior	1	5,22	5,22
Bomba de circulacion piscina semiolímpica	1	8,95	8,95
Bomba abastecimiento de agua	1	3,73	3,73
Bomba de resbaladeras	1	2,24	2,24
Bomba chorros	1	3,73	3,73
Motor de calderos	2	0,373	0,746
Bomba caldero duchas	1	1,49	1,49
Motor caldero	1	0,373	0,373

Lamparas (400W)	4	0,4	1,6
Lamparas (36W)	50	0,036	1,8
Tomacorrientes	13	0,15	1,95
Sección: Voley			
Bomba duchas	1	1,49	1,49
Bomba circulación	1	0,373	0,373
Bomba de riego	1	3,73	3,73
Lamparas (36W)	18	0,036	0,648
Tomacorrientes	5	0,15	0,75
Sección: Tennis			
Bomba de duchas	1	1,49	1,49
Bomba circulación	1	0,373	0,373
Bomba de riego	1	3,73	3,73
Lamparas (400W)	24	0,4	9,6
Lamparas (36W)	12	0,036	0,432
Tomacorrientes	15	0,15	2,25
Sección: Indor fútbol			
Bomba de duchas	1	1,49	1,49
Bomba circulación	1	0,373	0,373
Bomba de riego	1	3,73	3,73
Lamparas (36W)	26	0,036	0,936
Tomacorrientes	10	0,15	1,5
Sección: Salón Imperial			
Lamparas (36W)	12	0,036	0,432
Lamparas (18W)	60	0,018	1,08
Tomacorrientes	12	0,15	1,8
Sección: Exterior			
Lamparas (200W)	100	0,2	20
Lamparas (75W)	20	0,075	1,5
TOTAL			106,696

Tabla 2.8 Listado de equipos eléctricos correspondientes a la Etapa 3 del Club Castillo de Amaguaña

ETAPA 3			
Sección: Piscina			
Equipo	Cantidad	Pn (kW)	CI (kW)
Bomba Abastecimeinto de agua	1	2,24	2,24
Bomba sisterna fria	1	1,49	1,49
Bomba sisterna caliente	1	1,49	1,49
Bomba hidromasaje	3	0,747	2,24
Bomba filtración sisterna	1	0,746	0,746

Bomba piscina	1	2,98	2,98
Bomba chorros	1	1,49	1,49
Bomba de resbaladeras	1	0,746	0,746
Bomba piscina redonda	1	1,49	1,49
Bomba hidromasaje	1	2,24	2,24
Bomba polar	1	1,49	1,49
Bomba canal frio	1	0,746	0,746
Bomba canal caliente	1	0,746	0,746
Motor caldero	1	1,49	1,49
Bomba caldero	1	2,24	2,24
Lamparas (18W)	25	0,018	0,45
Tomacorrientes	6	0,15	0,9
Sección: Cabañas			
Bomba de tanque	1	0,373	0,373
Lamparas (18W)	30	0,018	0,54
Tomacorrientes	9	0,15	1,35
Sección: Racket			
Lamparas (400W)	30	0,4	12
Tomacorrientes	13	0,15	1,95
Sección: Exterior			
Lamparas (400W)	20	0,4	8
TOTAL			49,427

2.2.2 Determinación de la Demanda Máxima Unitaria (DMU)

Para determinar la demanda máxima unitaria (DMU) es necesario determinar la Carga Instalada Representativa (CIR), el CIR corresponde al producto de la Carga Instalada (CI) por el factor denominado "Factor de Frecuencia de Uso (FFU)". El Factor de Frecuencia de Uso expresado en porcentaje, determina la frecuencia con la que se considera que un número de usuarios disponen de un determinado equipo dentro de un grupo de consumidores; los equipos que dispondrán la mayor parte de los usuarios tomarán un factor con una magnitud superior con respecto a los equipos cuya utilización sea limitada [45].

La Demanda Máxima Unitaria (DMU) corresponde al producto de la Carga Instalada Representativa por el factor denominado "Factor de Simultaneidad (FS)". El Factor de Simultaneidad expresado en porcentaje, representa la incidencia de un determinado equipo sobre la demanda máxima coincidente que ocurre en el periodo de demanda pico.

En la Tabla 2.9, Tabla 2.10 y Tabla 2.11 se presenta la demanda máxima unitaria para cada una de las etapas y secciones del Club Castillo de Amaguaña, utilizando los valores asumidos tanto para el Factor de Frecuencia de Uso (FFU) como para el Factor de Simultaneidad (FS) para todas las cargas existentes en el caso de estudio.

Tabla 2.9 Demanda Máxima Unitaria (DMU) correspondiente a la Etapa 1 del Club Castillo de Amaguaña

ETAPA 1							
Sección: Pista de Hielo							
Equipo	Cantidad	Pn (kW)	CI (kW)	FFU (%)	CIR (kW)	FS (%)	DMU (kW)
Motor compresor	2	29,84	59,68	80%	47,74	60%	28,6464
Bomba de Glicol	1	5,6	5,6	80%	4,48	70%	3,136
Motor condensador	1	3,73	3,73	80%	2,984	70%	2,0888
Bomba condensador	1	0,746	0,746	80%	0,597	70%	0,41776
Bomba de agua enfriador	1	2,24	2,24	80%	1,792	70%	1,2544
Computadores	4	0,2	0,8	70%	0,56	60%	0,336
Laptop	6	0,12	0,72	70%	0,504	60%	0,3024
Lamparas (36W)	47	0,036	1,69	100%	1,69	80%	1,352
Lamparas (400W)	3	0,4	1,2	70%	0,84	40%	0,336
Focos (9W)	34	0,009	0,306	100%	0,306	80%	0,2448
Tomacorrientes	5	0,15	0,75	50%	0,375	10%	0,0375
Sección: Piscinas							
Bomba piscina de niños	1	2,98	2,98	80%	2,384	70%	1,6688
Bomba resbaladera	1	0,37	0,37	50%	0,185	40%	0,074
Motor caldero	1	0,37	0,37	80%	0,296	70%	0,2072
Bomba caldero	1	0,746	0,746	80%	0,597	70%	0,41776
Bomba Hidroneumatica	1	2,24	2,24	80%	1,792	70%	1,2544
Bomba piscina grande	1	2,98	2,98	80%	2,384	70%	1,6688
Bomba chorros	1	3,73	3,73	50%	1,865	40%	0,746
Bomba pileta	1	0,746	0,746	50%	0,373	40%	0,1492
Lamparas (18W)	15	0,018	0,27	100%	0,27	80%	0,216
Sección: Sauna							
Motor caldero	1	0,37	0,37	80%	0,296	70%	0,2072
Bomba de agua caldero	1	3,73	3,73	80%	2,984	70%	2,0888
Bomba hidro caballeros	1	2,98	2,98	50%	1,49	40%	0,596
Bomba de filtrado	2	0,745	1,49	80%	1,192	70%	0,8344
Bomba polar	2	0,745	1,49	70%	1,043	50%	0,5215
Blower hidro	1	1,49	1,49	70%	1,043	50%	0,5215

Blower calefactor	2	1,49	2,98	70%	2,086	50%	1,043
Bomba hidro damas	1	2,24	2,24	50%	1,12	30%	0,336
Blower hidro	1	0,746	0,746	50%	0,373	30%	0,1119
Lamparas (18W)	60	0,018	1,08	100%	1,08	80%	0,864
Tomacorrientes	4	0,15	0,6	50%	0,3	10%	0,03
Sección: Toboganes							
Bomba de filtrado	1	11,19	11,19	80%	8,952	70%	6,2664
Bomba tobogán recto	1	8,95	8,95	50%	4,475	30%	1,3425
Bomba tobogán curvo	1	13,42	13,42	50%	6,71	30%	2,013
Bomba chorros	1	3,73	3,73	50%	1,865	40%	0,746
Blower caldero	1	3,73	3,73	70%	2,611	30%	0,7833
Bomba diesel	1	0,746	0,746	80%	0,597	30%	0,17904
Bomba caldero	1	3,73	3,73	80%	2,984	70%	2,0888
Bomba sisterna	1	3,73	3,73	80%	2,984	70%	2,0888
Bomba de calor	4	3,73	14,92	80%	11,94	70%	8,3552
Calentador de agua	1	0,2	0,2	80%	0,16	70%	0,112
Lamparas (18W)	105	0,018	1,89	100%	1,89	80%	1,512
Focos (9W)	30	0,009	0,27	100%	0,27	80%	0,216
TOTAL			177,596		130,458		77,412

Tabla 2.10 Demanda Máxima Unitaria (DMU) correspondiente a la Etapa 2 del Club Castillo de Amaguaña

ETAPA 2							
Sección: Piscina semiolímpica y exteriores							
Equipo	Cantidad	Pn (kW)	CI (kW)	FFU (%)	CIR (kW)	FS (%)	DMU (kW)
Bomba de calor	4	3,73	14,92	80%	11,936	70%	8,3552
Bomba de calor	1	2,24	2,24	80%	1,792	70%	1,2544
Bomba de circulacion piscina exterior	1	5,22	5,22	80%	4,176	70%	2,9232
Bomba de circulacion piscina semiolímpica	1	8,95	8,95	80%	7,16	70%	5,012
Bomba abastecimiento de agua	1	3,73	3,73	80%	2,984	70%	2,0888
Bomba de resbaladeras	1	2,24	2,24	50%	1,12	40%	0,448
Bomba chorros	1	3,73	3,73	50%	1,865	40%	0,746
Motor de calderos	2	0,373	0,746	80%	0,5968	70%	0,41776
Bomba caldero duchas	1	1,49	1,49	70%	1,043	60%	0,6258
Motor caldero	1	0,373	0,373	80%	0,2984	70%	0,20888
Lamparas (400W)	4	0,4	1,6	70%	1,12	40%	0,448
Lamparas (36W)	50	0,036	1,8	100%	1,8	80%	1,44
Tomacorrientes	13	0,15	1,95	50%	0,975	10%	0,0975
Sección: Voley							
Bomba duchas	1	1,49	1,49	70%	1,043	60%	0,6258
Bomba circulación	1	0,373	0,373	70%	0,2611	60%	0,15666

Bomba de riego	1	3,73	3,73	70%	2,611	60%	1,5666
Lamparas (36W)	18	0,036	0,648	100%	0,648	80%	0,5184
Tomacorrientes	5	0,15	0,75	50%	0,375	10%	0,0375
Sección: Tennis							
Bomba de duchas	1	1,49	1,49	70%	1,043	60%	0,6258
Bomba circulación	1	0,373	0,373	70%	0,2611	60%	0,15666
Bomba de riego	1	3,73	3,73	70%	2,611	60%	1,5666
Lamparas (400W)	24	0,4	9,6	70%	6,72	40%	2,688
Lamparas (36W)	12	0,036	0,432	100%	0,432	80%	0,3456
Tomacorrientes	15	0,15	2,25	50%	1,125	10%	0,1125
Sección: Indor fútbol							
Bomba de duchas	1	1,49	1,49	70%	1,043	60%	0,6258
Bomba circulación	1	0,373	0,373	70%	0,2611	60%	0,15666
Bomba de riego	1	3,73	3,73	70%	2,611	60%	1,5666
Lamparas (36W)	26	0,036	0,936	100%	0,936	80%	0,7488
Tomacorrientes	10	0,15	1,5	50%	0,75	10%	0,075
Sección: Salón Imperial							
Lamparas (36W)	12	0,036	0,432	80%	0,3456	70%	0,24192
Lamparas (18W)	60	0,018	1,08	80%	0,864	70%	0,6048
Tomacorrientes	12	0,15	1,8	50%	0,9	20%	0,18
Sección: Exterior							
Lamparas (200W)	100	0,2	20	70%	14	50%	7
Lamparas (75W)	20	0,075	1,5	70%	1,05	50%	0,525
TOTAL			106,696		76,757		44,190

Tabla 2.11 Demanda Máxima Unitaria (DMU) correspondiente a la Etapa 3 del Club Castillo de Amaguaña

ETAPA 3							
Sección: Piscina							
Equipo	Cantidad	Pn (kW)	CI (kW)	FFU (%)	CIR (kW)	FS (%)	DMU (kW)
Bomba Abastecimiento de agua	1	2,24	2,24	80%	1,792	70%	1,2544
Bomba sisterna fría	1	1,49	1,49	80%	1,192	70%	0,8344
Bomba sisterna caliente	1	1,49	1,49	80%	1,192	70%	0,8344
Bomba hidromasaje	3	0,747	2,24	50%	1,12	30%	0,336
Bomba filtración sisterna	1	0,746	0,746	80%	0,5968	70%	0,41776
Bomba piscina	1	2,98	2,98	80%	2,384	70%	1,6688
Bomba chorros	1	1,49	1,49	50%	0,745	40%	0,298
Bomba de resbaladeras	1	0,746	0,746	50%	0,373	40%	0,1492
Bomba piscina redonda	1	1,49	1,49	80%	1,192	70%	0,8344
Bomba hidromasaje	1	2,24	2,24	50%	1,12	30%	0,336
Bomba polar	1	1,49	1,49	80%	1,192	70%	0,8344
Bomba canal frío	1	0,746	0,746	80%	0,5968	70%	0,41776

Bomba canal caliente	1	0,746	0,746	80%	0,5968	70%	0,41776
Motor caldero	1	1,49	1,49	80%	1,192	70%	0,8344
Bomba caldero	1	2,24	2,24	80%	1,792	70%	1,2544
Lamparas (18W)	25	0,018	0,45	100%	0,45	80%	0,36
Tomacorrientes	6	0,15	0,9	50%	0,45	10%	0,045
Sección: Cabañas							
Bomba de tanque	1	0,373	0,373	70%	0,2611	60%	0,15666
Lamparas (18W)	30	0,018	0,54	100%	0,54	80%	0,432
Tomacorrientes	9	0,15	1,35	50%	0,675	40%	0,27
Sección: Racket							
Lamparas (400W)	30	0,4	12	70%	8,4	40%	3,36
Tomacorrientes	13	0,15	1,95	50%	0,975	20%	0,195
Sección: Exterior							
Lamparas (400W)	20	0,4	8	70%	5,6	40%	2,24
TOTAL			49,427		34,4275		17,78

Una vez obtenidas las demandas máximas unitarias para cada una de las etapas, se calcula el factor de demanda (FDM), el FDM corresponde al cociente entre la DMU y el CIR, el valor resultante recomendado por la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) es de 0.6, la Etapa I, la Etapa II y la Etapa III tienen valores de FDM de 0.592, 0.575 y 0.516 respectivamente, por lo tanto, esto indica que el estudio de carga realizado se encuentra dentro de los parámetros recomendados.

2.3 ESTIMACIÓN DE CONSUMO

Los datos de consumo se han obtenido a partir de las planillas de luz emitidas por la EEQ y proporcionadas por el Club. En el ANEXO A se muestra un ejemplo de la planilla de luz mensual emitida por la EEQ para las Etapas 1, 2 y 3.

Se ha recopilado la información de consumo durante un año calendario y se ha tomado como dato de consumo de energía eléctrica el intervalo de tiempo desde las 8am hasta las 6pm para todos los meses del año y para cada una de las etapas que conforman el Club.

A continuación, en las Tablas 2.12, 2.13 y 2.14 se evidenciarán los valores estimados de consumo de energía anuales, mensuales y diarios para la Etapa 1, Etapa 2 y Etapa 3 respectivamente.

Tabla 2.12 Consumo eléctrico estimado correspondiente a la Etapa 1 del Club Castillo de Amaguaña

Mes	Consumo [kWh]	Días/mes	Consumo diario [kWh/día]
Enero	22849,27	31	737,073226
Febrero	21322,88	28	761,531429
Marzo	20759,5	31	669,66129
Abril	18882,79	30	629,426333
Mayo	24912,77	31	803,637742
Junio	24840,85	30	828,028333
Julio	25370,81	31	818,413226
Agosto	26535,83	31	855,994516
Septiembre	27193,56	30	906,452
Octubre	24135,16	31	778,553548
Noviembre	25915,45	30	863,848333
Diciembre	26275,41	31	847,593871
PROMEDIO	24082,86		791,6845

Tabla 2.13 Consumo eléctrico estimado correspondiente a la Etapa 2 del Club Castillo de Amaguaña

Mes	Consumo [kWh]	Días/mes	Consumo diario [kWh/día]
Enero	14401,74	31	464,5723
Febrero	13062,75	28	466,5268
Marzo	11816,3	31	381,1710
Abril	12715,41	30	423,8470
Mayo	11854,83	31	382,4139
Junio	13750,33	30	458,3443
Julio	13891,56	31	448,1148
Agosto	14978,3	31	483,1710
Septiembre	15183,09	30	506,1030
Octubre	13383,5	31	431,7258
Noviembre	13169,63	30	438,9877
Diciembre	14318,88	31	461,8994
PROMEDIO	13543,86		445,5731

Tabla 2.14 Consumo eléctrico estimado correspondiente a la Etapa 3 del Club Castillo de Amaguaña

Mes	Consumo [kWh]	Días/mes	Consumo diario [kWh/día]
Enero	4732,95	31	152,6758
Febrero	4560,36	28	162,8700
Marzo	4382,48	31	141,3703
Abril	5557,32	30	185,2440
Mayo	4510,93	31	145,5139
Junio	5520,16	30	184,0053
Julio	5632,13	31	181,6816
Agosto	5340,45	31	172,2726
Septiembre	5873,94	30	195,7980
Octubre	4164,9	31	134,3516
Noviembre	4033,28	30	134,4427
Diciembre	5015,5	31	161,7903
PROMEDIO	4943,70		162,6680

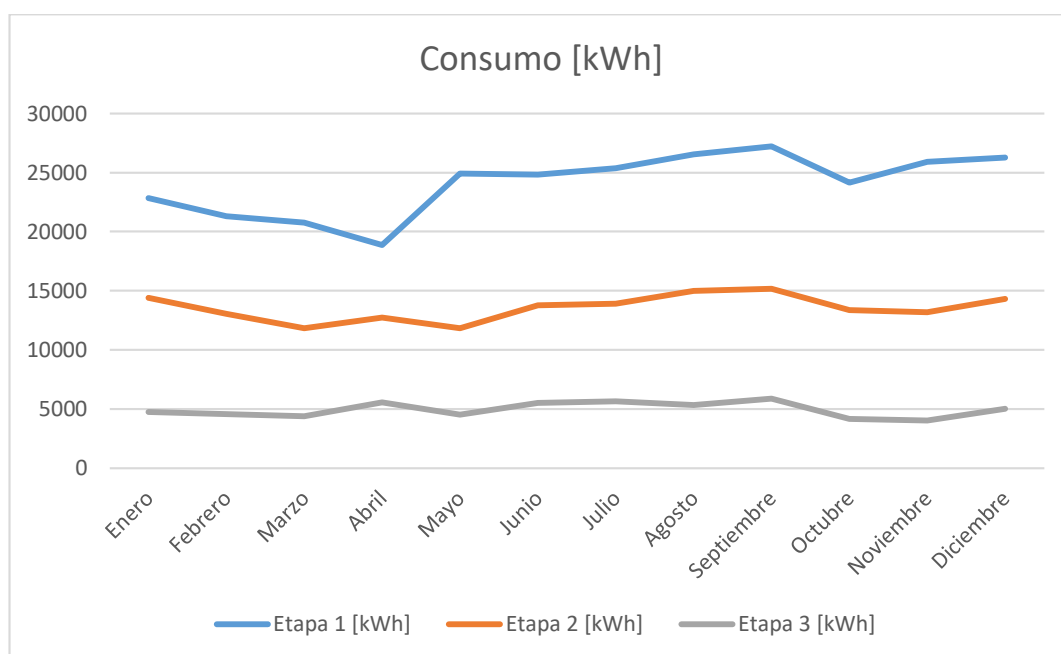


Figura 2.4. Historial de consumo eléctrico mensual del Club Castillo de Amaguaña

En los gráficos de la Figura 2.4 se puede observar que el mayor consumo eléctrico en el intervalo de 08h00 hasta 18h00 se encuentra en la Etapa 1. Esto se debe principalmente a que en esta etapa existen mayor cantidad de piscinas, hidromasajes y saunas, por consecuencia hay mayor cantidad de equipos eléctricos necesarios para su correcto funcionamiento y mantenimiento. También esta etapa

cuenta con una pista de hielo, lo que conlleva un considerable consumo de energía eléctrica gracias a su sistema de operación y mantenimiento.

2.4 DIMENSIONAMIENTO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Para dimensionar una central fotovoltaica son muchos los aspectos y criterios que se deben considerar, teniendo en cuenta el consumo de energía en las instalaciones, la ubicación de la misma y la irradiancia estimada en dicha ubicación.

2.4.1 Orientación e inclinación del panel fotovoltaico

Es importante considerar que la posición de los paneles solares debe ser tal que, estos reciban la mayor cantidad de radiación solar, para ello se debe tomar en cuenta el ángulo azimut (α), el ángulo de inclinación (β) y las coordenadas solares.

Angulo Azimut (α): Su valor oscila entre 0° a 90° si es medido desde el sur hacia el oeste, y entre 0° a -90° si es medido desde el sur hacia el este y es el valor angular medido sobre el plano del horizonte astronómico y el plano vertical que contiene al sol.

Angulo de inclinación (β): Es el ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal [46].

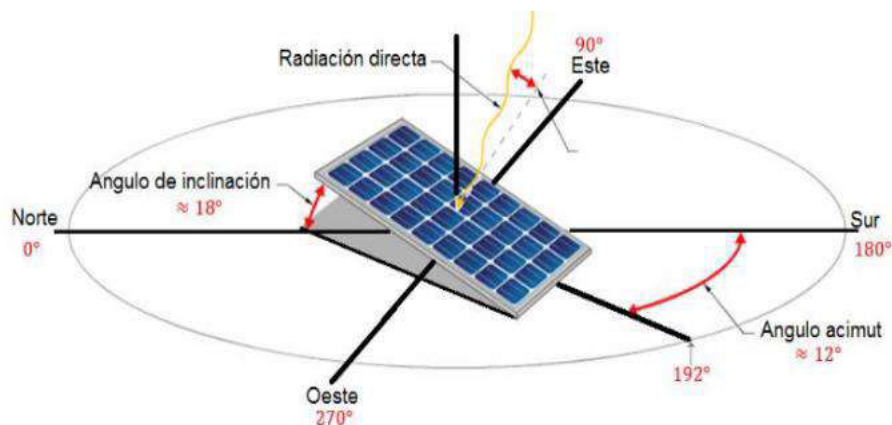


Figura 2.5. Orientación e inclinación esquemática de un panel solar [47].

Para determinar la orientación e inclinación óptima, es decir el ángulo azimut óptimo y el ángulo de inclinación óptimo se debe considerar que un generador fotovoltaico ubicado en el hemisferio norte se debe orientar de manera óptima hacia el sur y viceversa, mientras que la inclinación óptima, dependerá de la latitud del lugar en donde se posicionará, y se calcula a partir de la ecuación 2.3 [46].

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * \phi \quad (2.3)$$

Donde:

β_{opt} : Ángulo de inclinación óptima del generador fotovoltaico [°].

ϕ : Latitud [°] del lugar donde se colocará el sistema.

Las 3 etapas con las que cuenta el Club Castillo de Amaguaña se encuentran en diferente ubicación, por lo que cada una tendrá un diferente ángulo de inclinación óptimo para su generador fotovoltaico.

Tabla 2.15 Valores de orientación e inclinación de los generadores fotovoltaicos

Ángulo	Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3
α [°]	-15	-20	-20
β [°]	10	10	10
α_{opt} [°]	0	0	0
β_{opt} [°]	3,4352	3,4311	3,4303

Afortunadamente el Club Castillo de Amaguaña cuenta con algunos espacios libres cerca de las instalaciones de carga en cada una de las tres etapas, por lo que se ha hecho más fácil escoger los posibles sitios para que en futuro puedan ser una mini central de generación fotovoltaica. A continuación, se podrá apreciar las posibles áreas disponibles para la implementación e instalación de los paneles fotovoltaicos.



Figura 2.5. Área disponible en las instalaciones de la Etapa 1 del Club Castillo de Amaguaña.



Figura 2.6. Área disponible en las instalaciones de la Etapa 2 del Club Castillo de Amaguaña.



Figura 2.7. Área disponible en las instalaciones de la Etapa 3 del Club Castillo de Amaguaña.

2.4.2 Estimación de la irradiancia efectiva incidente

La irradiancia efectiva incidente en el plano del generador se calcula a partir de los valores de irradiancia horizontal global obtenidos desde la base de datos de NREL y descritos en la Tabla 2.1.

Para la irradiancia efectiva incidente se debe tener en cuenta la inclinación y orientación del panel fotovoltaico, así como también sus características físicas en cuanto a aprovechamiento de la luz incidente, esto se refiere a que las pérdidas por suciedad, transmitancia del vidrio y reflexión por incidencia deben ser incluidas para su cálculo.

Si se consideraría que la orientación e inclinación de los generadores fotovoltaicos tuviesen valores óptimos, la irradiancia incidente se calcularía a partir de la Ecuación 2.4 [46].

$$G_{efd}(\beta_{opt}) = \frac{G_d(0)}{(1-4,46*10^{-4}*\beta_{opt}-1,19*10^{-4}*\beta_{opt}^2)} [kWh/m^2/día] \quad (2.4)$$

Donde:

$G_{efd}(\beta_{opt})$: Irradiancia efectiva diaria en condiciones óptimas
[kWh/m²/día]

$G_d(0)$: Irradiancia global horizontal diaria [kWh/m²/día]

β_{opt} : Ángulo óptimo de inclinación [°]

A continuación, se podrá observar un ejemplo de cálculo para obtener la irradiancia efectiva diaria en condiciones óptimas tomando la irradiancia global horizontal diaria de la Etapa 1 del Club en el mes de septiembre:

$$G_{efd}(\beta_{opt}) = \frac{5,3758}{(1 - 4,46 * 10^{-4} * (3,4352) - 1,19 * 10^{-4} * (3,4352^2))}$$

$$G_{efd}(\beta_{opt}) = 5,3916 \text{ [kWh/m}^2\text{/día]}$$

Ya que los generadores fotovoltaicos no se instalarán en condiciones óptimas, es necesario realizar una corrección para las condiciones de orientación e inclinación calculadas anteriormente, para ello el cálculo de la irradiancia efectiva incidente diaria se realizará partiendo de la Ecuación 2.5 y Ecuación 2.6 [46].

$$G_{efd}(\alpha, \beta) = G_{efd}(\beta_{opt}) * [g_1 * (\beta - \beta_{opt})^2 + g_2 * (\beta - \beta_{opt}) + g_3] \quad (2.5)$$

$$g_i = g_{i1} * |\alpha|^2 + g_{i2} * |\alpha| + g_{i3} \quad (2.6)$$

Donde:

$G_{efd}(\alpha, \beta)$: Irradiancia efectiva incidente diaria sobre el plano generador
[kWh/m²/día]

$G_{efd}(\beta_{opt})$: Irradiancia efectiva incidente en condiciones óptimas
[kWh/m²/día]

β_{opt} : Ángulo óptimo de inclinación [°]

β : Ángulo de inclinación [°]

α : Ángulo azimut [°]

g_i : Coeficientes de diseño

g_{ii} : Sub coeficientes de diseño

Los sub coeficientes de diseño para resolver las ecuaciones 2.5 y 2.6 son los presentados en la Tabla 2.16 para el caso de un módulo con suciedad media [46].

Tabla 2.16 Valores de los coeficientes para el caso de un módulo fotovoltaico con suciedad media

g_{ii}	$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$
g_{1i}	$8x10^{-9}$	$3,8x10^{-7}$	$-1,218x10^{-4}$
g_{2i}	$-4,27x10^{-7}$	$8,2x10^{-6}$	$2,892x10^{-4}$
g_{3i}	$-2,5x10^{-5}$	$-1,034x10^{-4}$	0,9314

A continuación, se podrá observar un ejemplo de cálculo para obtener la irradiancia efectiva incidente diaria sobre el plano del generador fotovoltaico de la Etapa 1 del Club en el mes de Septiembre:

Luego de calcular los valores de irradiancia efectiva diaria el siguiente paso es calcular los coeficientes de diseño partiendo de los sub coeficientes de diseños cuyos valores se encuentran en la Tabla 2.16 y de los valores de orientación obtenidos anteriormente.

$$\begin{aligned}g_1 &= 8x10^{-9} * |-15|^2 + 3,8x10^{-7} * |-15| - 1,218x10^{-4} \\g_1 &= -1,143x10^{-4} \\g_2 &= -4,27x10^{-7} * |-15|^2 + 8,2x10^{-6} * |-15| + 2,892x10^{-4} \\g_2 &= 3,1612x10^{-4} \\g_3 &= -2,5x10^{-5} * |-15|^2 - 1,034x10^{-4} * |-15| + 0,9314 \\g_3 &= 0,9242\end{aligned}$$

Por último, a partir de los valores de los sub coeficientes de diseño se calcula la irradiancia efectiva incidente diaria sobre el plano generador por medio de la Ecuación 2.5.

$$G_{efd}(\alpha, \beta) = 5,3916 * [-1,143 \times 10^{-4} * (10 - 3,4352)^2 + 3,1612 \times 10^{-4} * (10 - 3,4352) + 0,9242]$$

$$G_{efd}(\alpha, \beta) = 4,9676 \text{ [kWh/m}^2\text{/día]}$$

A continuación, en las tablas 2.17, 2.18 y 2.19 se muestran los valores de la irradiancia efectiva diaria en condiciones óptimas, la irradiancia efectiva incidente diaria y la irradiancia efectiva incidente mensual sobre el plano generador de todos los meses del año y para cada una de las tres etapas que conforman el Club.

Tabla 2.17 Irradiancia efectiva incidente sobre el plano generador para la Etapa 1 del Club Castillo de Amaguaña.

Mes	GHI [kWh/m ² /día]	Gefd (opt) [kWh/m ² /día]	Gefd (α, β) [kWh/m ² /día]	Gefm (α, β) [kWh/m ² /mes]
Enero	5,0855	5,1005	4,6993	145,6789
Febrero	4,5496	4,5630	4,2041	117,7152
Marzo	4,8275	4,8417	4,4609	138,2883
Abril	4,6877	4,7015	4,3317	129,9519
Mayo	4,7629	4,7769	4,4012	136,4378
Junio	5,0121	5,0269	4,6315	138,9448
Julio	5,4404	5,4564	5,0273	155,8454
Agosto	5,3548	5,3706	4,9482	153,3933
Septiembre	5,3758	5,3916	4,9676	149,0273
Octubre	5,2468	5,2623	4,8484	150,2995
Noviembre	5,1543	5,1695	4,7629	142,8869
Diciembre	5,15	5,1652	4,7589	147,5266
PROMEDIO	5,0540	5,0688	4,6702	142,1663

Tabla 2.18 Irradiancia efectiva incidente sobre el plano generador para la Etapa 2 del Club Castillo de Amaguaña.

Mes	GHI [kWh/m ² /día]	Gefd (opt) [kWh/m ² /día]	Gefd (α, β) [kWh/m ² /día]	Gefm (α, β) [kWh/m ² /mes]
Enero	5,0855	5,1005	4,6993	145,6774
Febrero	4,5496	4,5630	4,2041	117,7140
Marzo	4,8275	4,8417	4,4609	138,2868
Abril	4,6877	4,7015	4,3317	129,9505
Mayo	4,7629	4,7769	4,4012	136,4363
Junio	5,0121	5,0268	4,6314	138,9434
Julio	5,4404	5,4564	5,0272	155,8438
Agosto	5,3548	5,3705	4,9481	153,3917
Septiembre	5,3758	5,3916	4,9675	149,0257

Octubre	5,2468	5,2622	4,8483	150,2980
Noviembre	5,1543	5,1695	4,7628	142,8854
Diciembre	5,15	5,1651	4,7589	147,5251
PROMEDIO	5,0540	5,0688	4,6701	142,1648

Tabla 2.19 Irradiancia efectiva incidente sobre el plano generador para la Etapa 3 del Club Castillo de Amaguaña.

Mes	GHI [kWh/m ² /día]	Gefd(opt) [kWh/m ² /día]	Gefd (α, β) [kWh/m ² /día]	Gefm (α, β) [kWh/m ² /mes]
Enero	5,0855	5,1004	4,6993	145,6771
Febrero	4,5496	4,5630	4,2041	117,7138
Marzo	4,8275	4,8417	4,4609	138,2866
Abril	4,6877	4,7015	4,3317	129,9502
Mayo	4,7629	4,7769	4,4012	136,4361
Junio	5,0121	5,0268	4,6314	138,9431
Julio	5,4404	5,4564	5,0272	155,8434
Agosto	5,3548	5,3705	4,9481	153,3914
Septiembre	5,3758	5,3916	4,9675	149,0254
Octubre	5,2468	5,2622	4,8483	150,2977
Noviembre	5,1543	5,1694	4,7628	142,8851
Diciembre	5,15	5,1651	4,7589	147,5248
PROMEDIO	5,0540	5,0688	4,6701	142,1646

2.4.3 Selección del panel fotovoltaico

Para poder elegir el adecuado panel fotovoltaico, es fundamental conocer las especificaciones técnicas, ya que estas permiten comprender de una mejor manera su calidad, durabilidad y rendimiento.

Los factores más importantes que influyen en la eficiencia de un panel fotovoltaico son:

- **Potencia del panel solar**

La potencia que se encontrará en la placa de los paneles solares especifica la cantidad de energía que pueden producir en condiciones nominales en la industria. Por ejemplo, en el mercado existen paneles con diferentes valores de potencia nominal pero los más comunes se encuentran en el rango de 200 a 400W, y mientras más alto sea este número mayor será su eficiencia en el momento de generar electricidad.

- **Tolerancia de potencia**

La tolerancia de potencia es un indicador fundamental para evaluar la potencia de salida de un panel fotovoltaico, ya que esta potencia puede llegar a ser diferente a la especificada en su placa de identificación. Este valor generalmente se expresa en porcentaje y equivale al rango de variación de la potencia. Por lo tanto, se espera que el valor de tolerancia de potencia sea lo más bajo posible, sus valores se encuentran en un rango normal de $\pm 5\%$.

- **Eficiencia de las celdas de solares**

Lo que nos muestra este factor es la capacidad que debe tener el panel fotovoltaico para convertir la radiación solar en electricidad. Actualmente los paneles más eficientes presentan una eficiencia de al menos 23%. Por lo tanto, mientras mayor sea el porcentaje de eficiencia el panel producirá más kilovatios/hora de energía por cada vatio de capacidad de potencia.

- **Coefficiente de temperatura**

Los paneles fotovoltaicos están diseñados para que se encuentren expuestos a la luz solar, sin embargo, una mayor temperatura en ellos puede reducir su eficiencia. Es por ello la importancia del coeficiente de temperatura, el cual determina la forma en que la capacidad de potencia disminuye a mayores temperaturas. Las pruebas necesarias para determinar el coeficiente de temperatura se las realiza a 25°C , por lo tanto, si el valor de temperatura obtenido se encuentra por encima de esa temperatura se presentará una disminución en la eficiencia del panel fotovoltaico.

- **Calidad**

La Organización Internacional de Normalización (ISO) ha creado estándares de garantía de calidad para la industria manufacturera conocidos como la serie ISO 9000. Por lo tanto, si los fabricantes de los paneles solares obtienen dicha certificación estarán cumpliendo con los estándares de garantía de calidad.

- **Durabilidad del panel solar**

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) con su estándar de confiabilidad IEC 61215 evalúa los paneles solares mediante la realización de

pruebas de estrés que simulan las décadas de desgaste exterior que pueden sufrir los paneles durante su vida útil. Dichas pruebas están diseñadas para identificar posibles problemas de fallas prematuras con los paneles solares, y los paneles que cumplan con este estándar tendrán más posibilidades de alargar su vida útil.

- **Garantía de materiales**

La garantía de materiales garantiza que los componentes de los paneles fotovoltaicos estarán exentos de fallas por defectos de fabricación, durabilidad y problemas ambientales. La garantía de sus celdas fotovoltaicas estará en un periodo de tiempo aproximado de entre diez a doce años, dependiendo se fabricante [48].

Partiendo de la información obtenida anteriormente, sobre los factores que influyen para la selección del panel fotovoltaico, se toma como referencia el módulo solar Jinko Solar Tiger Pro JKM405M-54HL4 con una capacidad de 405 W para usarse en las instalaciones del Club Castillo de Amaguaña.

En la Tabla 2.20 se muestran las principales características del panel a utilizarse y en el ANEXO B se detalla la ficha técnica que provee el fabricante.

Tabla 2.20 Especificaciones del módulo fotovoltaico Jinko Solar Tiger Pro JKM405M-54HL4. [49]

Parámetro	Valor
Potencia Máxima (Pmax)	405Wp
Voltaje Máximo (Vmp)	30.52V
Corriente Máxima (Imp)	13.27A
Tensión en circuito abierto (Voc)	37.06V
Corriente de cortocircuito (Isc)	13.78A
Eficiencia del módulo (%)	20.74%
Temperatura de operación (°C)	-40°C~+85°C
Tensión máxima del sistema	1000/1500VDC (IEC)
Valores máximos recomendados de los fusibles	25A
Tolerancia de potencia	0~+3%
Coeficiente de temperatura de PMAX	-0.35%/°C
Coeficiente de temperatura de VOC	-0.28%/°C

Coeficiente de temperatura de ISC	0.048%/°C
Temperatura operacional nominal de célula	45±2°C
Dimensiones	1722×1134×30mm

Para poder realizar un diseño mediante los valores especificados del módulo fotovoltaico es necesario hacer ciertas correcciones a los parámetros eléctricos partiendo de los coeficientes de temperatura, ya que los parámetros eléctricos que se pueden observar en la Tabla 2.20 son valores que están dados para un valor de temperatura nominal de la célula fotovoltaica (NOCT), y que para el caso de nuestro panel ese valor es de 45°C. Por lo tanto, se debe calcular la temperatura real que tomará nuestra célula a partir de la Ecuación 2.7, en donde el valor máximo de temperatura (T_{max}) que tomará la célula fotovoltaica será de 25°C, este valor es un valor promedio de la temperatura que puede tomar la célula fotovoltaica en el lugar de la instalación.

$$T_c = T_{max} + G_{ef} \frac{NOCT-20}{800} \quad (2.7)$$

Donde:

T_c : Temperatura real de la célula fotovoltaica [°C].

T_{max} : Temperatura máxima de la célula fotovoltaica [°C].

G_{ef} : Irradiancia efectiva incidente sobre el plano del generador [W/m²]

$NOCT$: Temperatura operacional nominal de la célula [°C]

Como ejemplo de cálculo se tomará el promedio de la Irradiancia efectiva incidente sobre el plano del generador en la Etapa 1 del Club, calculada anteriormente y anotada en la Tabla 2.17, dicho valor se ha transformado a [W/m²].

$$T_c = 25 + 194,5917 * \frac{45 - 20}{800}$$

$$T_c = 31,0809 \text{ [°C]}$$

Una vez obtenido el valor real de temperatura de la célula fotovoltaica se procede a calcular las correcciones de los parámetros eléctricos a partir de la Ecuación 2.8.

$$X(T_c) = X^* + (T_c - T_c^*) \frac{dX}{dT_c} \quad (2.8)$$

Donde:

$X(T_c)$: Valor del parámetro eléctrico a condiciones reales.

X^* : Valor del parámetro eléctrico a temperatura nominal de la célula fotovoltaica.

T_c : Temperatura real de la célula fotovoltaica [°C].

T_c^* : Temperatura máxima que tomará la célula fotovoltaica [°C].

$\frac{dX}{dT_c}$: Coeficiente de temperatura del parámetro eléctrico [1/°C]

A continuación, se presentará un ejemplo de cálculo para obtener los valores corregidos de potencia nominal (P_{max}), el valor de voltaje en el punto máximo de potencia (V_{mp}) y el valor de corriente en el punto máximo de potencia (I_{mp}):

Utilizando la Ecuación 2.8, se calcula el valor corregido para la Potencia Nominal (P_{max}) para la Etapa 1.

$$P_{max}(T_c) = 405 + (31,0809 - 25) * (-0,35)$$

$$P_{max}(T_c) = 402,8717 [W]$$

Utilizando la Ecuación 2.8, se calcula el valor corregido para el voltaje en el punto máximo de potencia (V_{mp}) para la Etapa 1.

$$V_{mp}(T_c) = 30,52 + (31,0809 - 25) * (-0,28)$$

$$V_{mp}(T_c) = 28,8173 [V]$$

Utilizando la Ecuación 2.8, se calcula el valor corregido para la corriente en el punto máximo de potencia (I_{mp}) para la Etapa 1.

$$I_{mp}(T_c) = 13,27 + (31,0809 - 25) * (0,048)$$

$$I_{mp}(T_c) = 13,5618 [A]$$

Tabla 2.20 Especificaciones del módulo fotovoltaico Jinko Solar Tiger Pro JKM405M-54HL4 corregidas por efecto de la temperatura para las etapas 1,2 y 3 del Club.

Parámetro	Valor corregido
Potencia Máxima (Pmax) [W]	402,8717
Voltaje Máximo (Vmp) [V]	28,8173
Corriente Máxima (Imp) [A]	13,5618
Tensión en circuito abierto (Voc) [V]	35,3573
Corriente de cortocircuito (Isc) [I]	14,0718

Al realizar los cálculos correspondientes para cada una de las etapas se obtuvieron los mismos valores corregidos, esto se debe a que los valores promedios de irradiancia efectiva incidentes tomados de las tablas 2.17, 2.18 y 2.19 para las etapas 1, 2 y 3 respectivamente, son aproximadamente iguales.

2.4.4 Sombra sobre los paneles fotovoltaicos

La sombra sobre los paneles fotovoltaicos ocasiona una menor eficiencia en ellos ya que se impide un correcto funcionamiento del efecto fotovoltaico, es por eso que es muy importante hacer cálculos y análisis de las sombras para que nuestros paneles fotovoltaicos no se sombreen por efecto del sol.

Durante el transcurso de un año existen momentos donde el sol logra que las sombras sean más prolongadas, uno de estos momentos es conocido como el solsticio de invierno (21 de diciembre), en donde el sol se inclina más hacia el sur prolongando las sombras aún más que en otras fechas. Por lo tanto, si se realiza el estudio para cuidar de las sombras a nuestro panel fotovoltaico durante el solsticio de invierno, en ninguna fecha del año los paneles fotovoltaicos serán sombreados [50].

Con el fin de evitar las sombras entre paneles fotovoltaicas se debe hacer el cálculo para encontrar la distancia mínima que debe haber entre ellos, para lo cual se usan las siguientes expresiones:

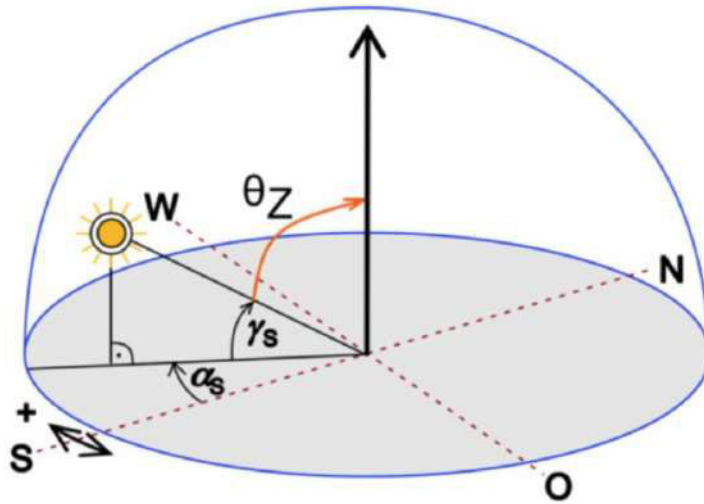


Figura 2.8. Representación del ángulo crítico en solsticio de invierno (γ_s) [50].

La primera expresión tiene que ver con el ángulo de latitud del lugar en el que se ubicarán los paneles fotovoltaicos y los grados que el sol se inclina respecto al ecuador en el solsticio de invierno (23.5°), como se puede observar en la Ecuación 2.9.

$$\theta_z = \text{Ángulo de latitud del lugar} + 23,5^\circ \quad (2.9)$$

Donde:

θ_z : Latitud [°]

Ángulo de latitud del lugar: -0.386965

Resolviendo la Ecuación 2.9 se tiene el ángulo de latitud en el lugar donde se ubicarán los paneles fotovoltaicos.

$$\theta_z = -0,386965 + 23,5$$

$$\theta_z = 23,1130^\circ$$

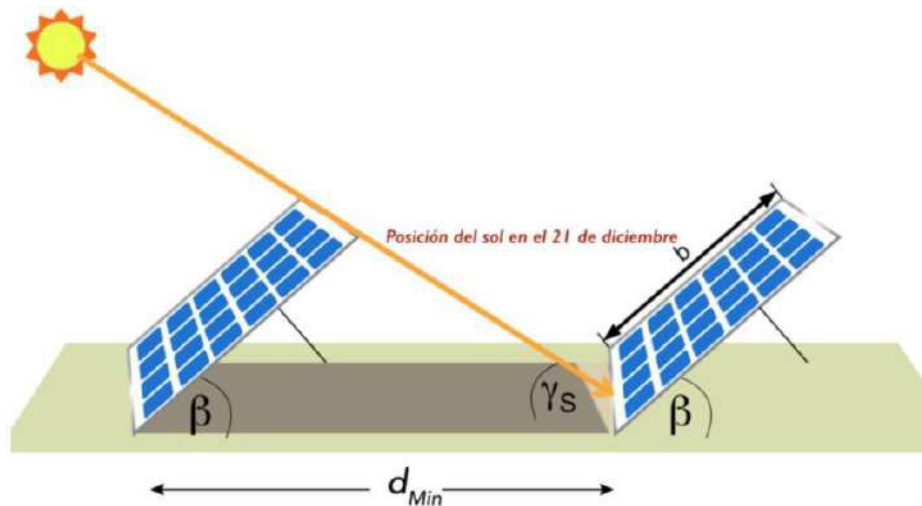


Figura 2.9. Distancia mínima de separación entre filas de los módulos fotovoltaicos [50].

Por último, para obtener la distancia mínima que debe existir entre filas de los paneles fotovoltaicos se debe resolver la Ecuación 2.10.

$$d_{min} = b * \frac{\sin(\gamma_s + \beta)}{\sin(\gamma_s)} \quad (2.10)$$

Donde:

d_{min} : Distancia mínima entre filas de los paneles fotovoltaicos [cm].

b : Longitud del módulo fotovoltaico [cm]

γ_s : Ángulo crítico en el solsticio de invierno [°].

β : Ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico [°].

El valor del ángulo crítico en el solsticio de invierno se calcula mediante la Ecuación 2.11.

$$\gamma_s = 90^\circ - \theta_z \quad (2.11)$$

Donde:

γ_s : Ángulo crítico en el solsticio de invierno [°].

θ_z : Latitud [°].

$$\gamma_s = 90^\circ - 23,1130^\circ$$

$$\gamma_s = 66,8869^\circ$$

Empleando la Ecuación 2.10 se obtendrá la distancia mínima que debe existir entre las filas de los paneles fotovoltaicos para las tres etapas del Club Castillo de Amaguaña.

$$d_{min} = 172,2 * \frac{\sin(66,8869^\circ + 10^\circ)}{\sin(66,8869^\circ)}$$

$$d_{min} = 182,3463[cm] \approx 1,8234[m]$$

2.4.5 Selección del inversor

El inversor que se ha considerado para satisfacer las necesidades de potencia en las tres etapas del Club Castillo de Amaguaña es el Fronius Primo 15.0-1 208-240 Lite 4,210,078,801, cuya selección se ha hecho entre varios inversores de la misma marca, pero con diferentes parámetros eléctricos. La ficha técnica del inversor seleccionado se encuentra en el ANEXO C y sus principales características se muestran a continuación en la Tabla 2.21 [51].

Tabla 2.21 Especificaciones del inversor fotovoltaico Fronius Primo 15.0-1 208-240 Lite 4,210,078,80. [51]

Parámetros de entrada	Valor
Potencia FV recomendada (kWp)	12.0 – 18.0 kW
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)	33.0 A / 18.0 A
CD total máxima	51 A
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 I _{max}) (MPPT 1/MPPT 2)	41.3 A / 22.5 A
Rango de voltaje operacional	80 V – 600 V
Voltaje de entrada máximo	600 V
Voltaje nominal de entrada	440 V
Rango de voltaje MPP	320 – 480 V
Número de MPPT	2
Parámetros de salida	Valor
Potencia máxima de salida (208)	13750 W
Potencia máxima de salida (240)	15000 W
Corriente continua máxima de salida (208)	66.1 A
Corriente continua máxima de salida (240)	62.5 A
Capacidad de interruptor de CA (208)	80 A
Capacidad de interruptor de CA (240)	40 A
Eficiencia máxima	96.7 %
Eficiencia CEC	96.5 %
Conexión a red (U _{ac,r})	208 / 240

Frecuencia (fr)	60 Hz
Distorsión armónica total	< 2.5 %
Factor de potencia (cos $\varphi_{ac,r}$) predeterminado	1

2.4.6 Rendimiento global del sistema (PR)

El coeficiente de rendimiento (PR) se expresa como porcentaje y es una medida de calidad de las centrales de generación fotovoltaica ya que describe la relación entre la producción de energía real y teórica de la central de generación. Es decir, el coeficiente de rendimiento indica la cantidad de energía que está realmente disponible para su exportación a la red eléctrica después de conocer las pérdidas de energía por operación y consumo de la central fotovoltaica. Por lo tanto, mientras el valor del coeficiente de rendimiento se acerque más al 100%, más eficiente será la central fotovoltaica [52].

Sabemos que en la práctica el coeficiente de rendimiento no puede alcanzar el 100%, ya que siempre existirán pérdidas inevitables de energía. El rendimiento global del sistema expresa la relación entre rendimiento real y el rendimiento nominal de la central fotovoltaica, y para ello influyen distintos factores que se describirán a continuación y se encuentran expresados en la Ecuación 2.12 [46][53].

Rendimiento del inversor: Para conocer el rendimiento del inversor generalmente tendremos que recurrir a las especificaciones técnicas del mismo, en este caso el rendimiento se encuentra en un 96.5%.

Rendimiento por temperatura del panel fotovoltaico: La temperatura de panel fotovoltaico influye en su potencia y efectividad directamente, por ejemplo, cuando el panel se encuentra a bajas temperaturas trabajará de una manera más eficiente que cuando el panel estará sometido a temperaturas más elevadas. Por lo tanto, para encontrar el coeficiente de rendimiento por temperatura del panel fotovoltaico es necesario trabajar en las Condiciones Estándar de Medida (CEM) [54], las cuales son:

- Irradiancia solar = 1000 [W/m²]
- Temperatura de la célula = 25 [°C]

- Distribución espectral = 1,5 [G]

A partir de la Ecuación 2.12 se determinará el rendimiento por temperatura del panel fotovoltaico y a partir de la Ecuación 2.7 se determinará la temperatura de la célula fotovoltaica en las condiciones estándar de medida, siendo el valor de la Irradiancia efectiva incidente sobre el plano generador de 1000 [W/m²].

$$n_{temperatura} = 1 - C_T * (T_c - 25) \quad (2.12)$$

Donde:

C_T : Coeficiente de temperatura de máxima potencia [1/°C]

T_c : Temperatura de la célula fotovoltaica en CEM [°C]

$$T_c = 25 + 1000 * \frac{45 - 20}{800}$$

$$T_c = 56,25 \text{ [°C]}$$

Por lo tanto, el rendimiento por temperatura será:

$$n_{temperatura} = 1 - 0,0035 * (56,25 - 25)$$

$$n_{temperatura} = 0,8906$$

Rendimiento por Efecto Joule en los cables: La eficiencia de los cables dependerá principalmente de la cantidad de energía que se pierde en ellos, y esta energía perdida debe estar en el rango de 1.5 a 3%, por lo que si tomamos 2% se asume un rendimiento del 98% [46].

Rendimiento por suciedad en los paneles: Este tipo de pérdidas variará su valor dependiendo de la lluvia, ya que el valor porcentual que toma después de haber llovido es 0% subiendo hasta un 8% cuando se encuentran muy sucios. Sin embargo, el valor por pérdidas por suciedad que se utilizará es el promedio de las dos anteriores, es decir, 4%. Obteniendo un rendimiento del 96% [53].

Rendimiento por dispersión de parámetros: El producto de la conexión de módulos fotovoltaicos ya sean de la misma marca o diferente provocará una

pérdida de potencia ya que los módulos no son homogéneos en cuanto a su potencia nominal al presentar diferentes características de voltaje y corriente, por lo que puede producirse una desviación al valor teórico. Estas pérdidas son representadas como la tolerancia del módulo fotovoltaico, y generalmente, su valor se puede encontrar en el catálogo del producto, que para el caso del módulo seleccionado es de 3%, por lo que se genera un rendimiento de 97% [46], [49].

Rendimiento por reflectancia angular y espectral: Las pérdidas por reflectancia angular y espectral se originan sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos, suelen despreciarse al medio día solar por un intervalo de 2 horas, con un cielo despejado o cuando se utiliza paneles con seguidores solares. Obteniendo un rendimiento por estas pérdidas son del 97% [55].

Una vez obtenido todos los rendimientos, se procede a calcular el rendimiento global del sistema (PR)

$$PR = \eta_{inv} * \eta_{tempe} * \eta_{cables} * \eta_{suciedad} * \eta_{tol} * \eta_{reflac} \quad (2.12)$$

$$PR = 0,965 * 0,8906 * 0,98 * 0,96 * 0,97 * 0,97$$

$$PR = 0,7607$$

2.4.7 Estimación de la potencia pico mínima del generador fotovoltaico

La potencia pico mínima se refiere a la mínima cantidad de energía que los paneles fotovoltaicos deberán generar para satisfacer la demanda eléctrica en base al rendimiento global del sistema, consumo eléctrico e irradiación solar efectiva incidente sobre el plano generador y se la obtiene mediante la Ecuación 2.13.

$$P_{pm} = \frac{G_{CEM} * E_d}{G_{efd}(\alpha, \beta) * PR} \quad (2.13)$$

Donde:

P_{pm} : Potencia pico mínima del generador fotovoltaico [kWp].

G_{CEM} : Irradiancia solar en condiciones estándar de medida (CEM) [kW/m²]

E_d : Valor promedio diario de consumo de energía [kWh/día]

$G_{efd}(\alpha, \beta)$: Irradiancia efectiva incidente diaria sobre el plano generador
[kWh/m²/día]

PR: Rendimiento global del sistema.

A continuación, a modo de ejemplo se calculará la potencia pico mínima para la Etapa 1 del Club, como ya es de conocimiento, esta etapa es la que presenta un mayor consumo energético diario, mensual y anual.

$$P_{pm} = \frac{1 \left[\frac{kW}{m^2} \right] * 791,6845 \left[\frac{kWh}{día} \right]}{4,6702 \left[\frac{m^2}{día} \right] * 0,7607}$$

$$P_{pm} = 222,8468 [kWp]$$

En las Tablas 2.22, 2.23 y 2.24 se muestra la potencia pico mínima mensual que se deberá generar para las etapas 1, 2 y 3 respectivamente.

Tabla 2.22 Potencia pico mínima necesaria para la Etapa 1 del Club

Mes	E _d [kWh/día]	G _{efd} (α, β) [kWh/m ² /día]	PR	P _{pm} [kWp]
Enero	737,0732	4,6993	0,7607	206,1874
Febrero	761,5314	4,2041	0,7607	238,1221
Marzo	669,6613	4,4609	0,7607	197,3413
Abril	629,4263	4,3317	0,7607	191,0162
Mayo	803,6377	4,4012	0,7607	240,0347
Junio	828,0283	4,6315	0,7607	235,0231
Julio	818,4132	5,0273	0,7607	214,0065
Agosto	855,9945	4,9482	0,7607	227,4117
Septiembre	906,4520	4,9676	0,7607	239,8760
Octubre	778,5535	4,8484	0,7607	211,0956
Noviembre	863,8483	4,7629	0,7607	238,4256
Diciembre	847,5939	4,7589	0,7607	234,1347
PROMEDIO	791,6845	4,6702	0,7607	222,8468

Tabla 2.23 Potencia pico mínima necesaria para la Etapa 2 del Club

Mes	E _d [kWh/día]	G _{efd} (α, β) [kWh/m ² /día]	PR	P _{pm} [kWp]
-----	-----------------------------	--	----	--------------------------

Enero	464,5723	4,6993	0,7607	129,9599
Febrero	466,5268	4,2041	0,7607	145,8791
Marzo	381,1710	4,4609	0,7607	112,3278
Abril	423,8470	4,3317	0,7607	128,6290
Mayo	382,4139	4,4012	0,7607	114,2226
Junio	458,3443	4,6314	0,7607	130,0954
Julio	448,1148	5,0272	0,7607	117,1786
Agosto	483,1710	4,9481	0,7607	128,3652
Septiembre	506,1030	4,9675	0,7607	133,9324
Octubre	431,7258	4,8483	0,7607	117,0586
Noviembre	438,9877	4,7628	0,7607	121,1636
Diciembre	461,8994	4,7589	0,7607	127,5939
PROMEDIO	445,5731	4,6701	0,7607	125,4231

Tabla 2.24 Potencia pico mínima necesaria para la Etapa 3 del Club

Mes	E_d [kWh/día]	$G_{efd}(\alpha, \beta)$ [kWh/m ² /día]	PR	P_{pm} [kWp]
Enero	152,6758	4,6993	0,7607	42,7098
Febrero	162,8700	4,2041	0,7607	50,9282
Marzo	141,3703	4,4609	0,7607	41,6607
Abril	185,2440	4,3317	0,7607	56,2179
Mayo	145,5139	4,4012	0,7607	43,4634
Junio	184,0053	4,6314	0,7607	52,2277
Julio	181,6816	5,0272	0,7607	47,5084
Agosto	172,2726	4,9481	0,7607	45,7682
Septiembre	195,7980	4,9675	0,7607	51,8150
Octubre	134,3516	4,8483	0,7607	36,4283
Noviembre	134,4427	4,7628	0,7607	37,1072
Diciembre	161,7903	4,7589	0,7607	44,6926
PROMEDIO	162,6680	4,6701	0,7607	45,7891

2.4.8 Configuración del Generador Fotovoltaico

La configuración del generador fotovoltaico a implementarse en el Club Castillo de Amaguaña estará compuesta por paneles fotovoltaicos en serie y paralelo, sabiendo que los paneles fotovoltaicos dispuestos en serie determinaran el voltaje que entrega el generador fotovoltaico y los paneles fotovoltaicos dispuestos en paralelo determinaran la corriente que entrega el generador fotovoltaico.

Es importante resaltar que para el diseño del sistema de generación fotovoltaico no se incorporará un banco de baterías ni controladores de carga, ya que será un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red. Por lo tanto, se realizará el cálculo para conocer únicamente la cantidad de inversores y paneles fotovoltaicos necesarios para satisfacer la demanda eléctrica para cada una de las etapas del Club.

En base a la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC), los sistemas de generación fotovoltaico autónomos, así como también los sistemas de generación fotovoltaicos conectados a la red deben presentar un incremento del 10% de su energía necesaria que cubrirá la demanda de energía eléctrica [56]. De tal manera, los cálculos que vienen a continuación se los realizará con el incremento mencionado.

Cálculo del número total de inversores

Para calcular el número total de inversores es necesario conocer la potencia pico mínima del generador fotovoltaico que se inyectará a la red y la potencia en corriente alterna del inversor, y se calcula a partir de la Ecuación 2.14 [57].

$$N_{inv} = \frac{P_{pm}}{P_{AC,inv}} \quad (2.14)$$

Donde:

N_{inv} : Número total de inversores

P_{pm} : Potencia pico mínima del generador fotovoltaico [kW].

$P_{AC,inv}$: Potencia en corriente alterna del inversor [kW].

- Número total de inversores para la Etapa 1

$$N_{inv} = \frac{222,8468[\text{kW}] * 1,1}{15[\text{kW}]}$$

$$N_{inv} = 16,34 \approx 17$$

- Número total de inversores para la Etapa 2

$$N_{inv} = \frac{125,4231[kW] * 1,1}{15[kW]}$$

$$N_{inv} = 9,19 \approx 10$$

- Número total de inversores para la Etapa 3

$$N_{inv} = \frac{45,7891[kW] * 1,1}{15[kW]}$$

$$N_{inv} = 3,35 \approx 4$$

Cálculo del número mínimo de paneles fotovoltaicos

Para obtener el número mínimo de paneles fotovoltaicos necesarios para satisfacer la demanda energética se tiene que dividir la potencia pico del generador fotovoltaico obtenida anteriormente para la potencia máxima del panel fotovoltaico, cuyo valor fue obtenido a partir de la corrección de la hoja de datos del fabricante, y que se muestra en la Tabla 2.20.

$$N_{min, paneles} = \frac{P_{pm}}{P_{max}} \quad (2.15)$$

Donde:

$N_{min, paneles}$: Número mínimo de paneles fotovoltaicos.

P_{pm} : Potencia pico mínima del generador fotovoltaico [kWp]

P_{max} : Potencia máxima del panel fotovoltaico [kWp]

- Número mínimo de paneles fotovoltaicos para la Etapa 1

$$N_{min, paneles} = \frac{245,13[kWp]}{0,403[kWp]}$$

$$N_{min, paneles} = 608,26 \approx 609$$

- Número mínimo de paneles fotovoltaicos para la Etapa 2

$$N_{min, paneles} = \frac{137,96[kWp]}{0,403[kWp]}$$

$$N_{min, paneles} = 342,33 \approx 343$$

- Número mínimo de paneles fotovoltaicos para la Etapa 3

$$N_{min, paneles} = \frac{50,36[kWp]}{0,403[kWp]}$$

$$N_{min, paneles} = 124,96 \approx 125$$

Cálculo de paneles fotovoltaicos en serie

Para realizar la conexión de placas fotovoltaicas en serie es necesario saber qué esta conexión implica una suma de voltaje de todos y cada uno de los paneles mientras que los amperios de corriente eléctrica permanecerán constantes e iguales, sin dejar de lado que la suma de todos los voltajes no deberá superar el voltaje máximo para el cual el inversor de red esta diseñado porque se activarían las protecciones del inversor y tampoco deberá estar por debajo del voltaje mínimo de su diseño porque ocasionaría que el inversor se apague.

Por lo tanto, para obtener la cantidad de paneles en serie es necesario realizar los cálculos en base a los valores de voltaje máximo y mínimo para los cuales fue diseñado el inversor con respecto al voltaje nominal corregido de cada panel fotovoltaico. Estos valores lo podemos encontrar en las tablas 2.21 y 2.20 respectivamente.

A continuación, se realizará el cálculo para obtener el número mínimo de paneles en serie (Ecuación 2.16), el número máximo de paneles en serie (Ecuación 2.17) y el número total de paneles en serie (Ecuación 2.18) [57].

$$N_{min,serie} = \frac{V_{inv,min}}{V_{mpp}} \quad (2.16)$$

$$N_{max,serie} = \frac{V_{inv,max}}{V_{mpp}} \quad (2.17)$$

$$N_{total,serie} = \frac{V_{inv,min} + V_{inv,max}}{2} \quad (2.18)$$

Donde:

$N_{min,serie}$: Número mínimo de paneles en serie

$N_{max,serie}$: Número máximo de paneles en serie

$N_{total,serie}$: Número total de paneles en serie

$V_{inv,min}$: Voltaje mínimo DC en el MPPT del inversor [V].

$V_{inv,max}$: Voltaje máximo DC en el MPPT del inversor [V].

$$N_{min,serie} = \frac{320[V]}{28,81[V]}$$

$$N_{min,serie} = 11,11$$

$$N_{max,serie} = \frac{480[V]}{28,81[V]}$$

$$N_{max,serie} = 16,66$$

$$N_{total,serie} = \frac{11,11 + 16,66}{2}$$

$$N_{total,serie} = 13,88 \approx 14$$

Cálculo de ramales en paralelo de paneles fotovoltaicos

A diferencia de la conexión en serie de los paneles fotovoltaicos los amperios de corriente eléctrica de todos y cada uno de los paneles se suman y su voltaje permanece constante e igual. El número de ramales conectados en paralelo se determina mediante la Ecuación 2.19, lo que resulta dividir la potencia pico del generador fotovoltaico y la potencia pico de un ramal [57].

$$N_{ramales} = \frac{P_{max,gen}}{P_{max,ram}} \quad (2.19)$$

Donde:

$N_{ramales}$: Número de ramales conectados en paralelo.

$P_{max,gen}$: Potencia máxima o pico del generador fotovoltaico [kWp].

$P_{max,ram}$: Potencia máxima o pico de un ramal fotovoltaico [kWp].

Sin embargo, para poder hallar el número de ramales conectados en paralelo es necesario primero calcular la potencia máxima del generador y la potencia máxima

de cada ramal, las cuales se determinarán mediante las ecuaciones 2.20 y 2.21 respectivamente [57].

$$P_{max,gen} = \frac{P_{AC,inv}}{\eta_{inv} * \eta_{panel}} \quad (2.20)$$

Donde:

$P_{max,gen}$: Potencia máxima o pico del generador fotovoltaico [kWp].

$P_{AC,inv}$: Potencia máxima en corriente alterna de salida del inversor [kWp].

η_{inv} : Rendimiento del inversor.

η_{panel} : Rendimiento del panel fotovoltaico.

$$P_{max,gen} = \frac{15[kWp]}{0,965 * 0,914}$$

$$P_{max,gen} = 17 [kWp]$$

$$P_{max,ram} = N_{total,serie} * P_{max} \quad (2.21)$$

Donde:

$P_{max,ram}$: Potencia máxima del ramal [kWp]

$N_{total,serie}$: Número total de paneles en serie.

P_{max} : Potencia máxima del panel fotovoltaico [Wp]

$$P_{max,ram} = 14 * 402,87[Wp]$$

$$P_{max,ram} = 5,64[kWp]$$

Entonces, el número de ramales será:

$$N_{ramales} = \frac{17[kWp]}{5,64[kWp]}$$

$$N_{ramales} = 3,014 \approx 3$$

Una de las principales condiciones que se debe cumplir para el arreglo de paneles fotovoltaicos en paralelo es que la corriente de cortocircuito de los ramales no debe ser mayor a la corriente máxima de entrada del inversor. El valor de la corriente de cortocircuito de cada ramal fue obtenido a partir de la corrección de la hoja de datos

del fabricante, y se muestra en la Tabla 2.20, el valor de la corriente máxima de entrada del inversor es dato del fabricante y se muestra en el ANEXO C.

A partir de la Ecuación 2.22 se comprobará la condición mencionada.

$$(N_{ramales} * I_{sc,ramal}) < I_{DCmax,inv} \quad (2.22)$$

Donde:

$N_{ramales}$: Número de ramales conectados en paralelo.

$I_{sc,ramal}$: Corriente de cortocircuito de cada ramal [A].

$I_{DCmax,inv}$: Corriente máxima de entrada del inversor [A].

$$(3 * 14,07[A]) < 51[A]$$

$$42,21[A] < 51[A]$$

Una vez resuelta la Ecuación 2.22 se puede comprobar el cumplimiento de la condición, siendo menor el valor de la corriente de cortocircuito de cada ramal que el valor de la corriente máxima de entrada del inversor.

Número total de paneles fotovoltaicos

Para obtener el número total de paneles fotovoltaicos se multiplica el número de inversores por el número de paneles fotovoltaicos en serie y por el número de ramales en paralelo, como se indica en la Ecuación 2.23.

$$N_{TOTAL,paneles} = N_{inv} * N_{total,serie} * N_{ramales} \quad (2.23)$$

Donde:

$N_{TOTAL,paneles}$: Número total de paneles fotovoltaicos.

N_{inv} : Número de inversores.

$N_{total,serie}$: Número de paneles fotovoltaicos en serie.

$N_{ramales}$: Número de ramales en paralelo.

- Número total de paneles fotovoltaicos para la Etapa 1

$$N_{TOTAL,paneles} = 17 * 14 * 3$$

$$N_{TOTAL,paneles} = 714$$

- Número total de paneles fotovoltaicos para la Etapa 2

$$N_{TOTAL,paneles} = 10 * 14 * 3$$

$$N_{TOTAL,paneles} = 420$$

- Número total de paneles fotovoltaicos para la Etapa 3

$$N_{TOTAL,paneles} = 4 * 14 * 3$$

$$N_{TOTAL,paneles} = 168$$

Potencia total del generador fotovoltaico

La potencia total del generador fotovoltaico se obtiene del producto entre el número total de paneles fotovoltaicos y la potencia del panel fotovoltaico, como se muestra en la Ecuación 2.24; este último valor se muestra en la Tabla 2.20, donde se encuentran los valores corregidos de la hoja de datos del fabricante del panel.

$$P_{GEN} = N_{TOTAL,paneles} * P_{max}$$

Donde:

P_{GEN} : Potencia del generador fotovoltaico [kWp]

$N_{TOTAL,paneles}$: Número total de paneles fotovoltaicos.

P_{max} : Potencia máxima del panel fotovoltaico [kWp]

- Potencia del generador fotovoltaico para la Etapa 1

$$P_{GEN} = 714 * 0,402[kWp]$$

$$P_{GEN} = 287,03[kWp]$$

- Potencia del generador fotovoltaico para la Etapa 2

$$P_{GEN} = 420 * 0,402[kWp]$$

$$P_{GEN} = 168,84[kWp]$$

- Potencia del generador fotovoltaico para la Etapa 3

$$P_{GEN} = 168 * 0,402[kWp]$$

$$P_{GEN} = 67,54[kWp]$$

Resumen de los elementos del sistema fotovoltaico

En la Tabla 2.25 se muestra número total de paneles solares, inversores y la potencia del generador para cada una de las etapas del Club.

Tabla 2.25 Resumen de los elementos del sistema fotovoltaico

Etapa	Inversores	Paneles			Potencia del generador [kWp]
		Serie	Ramales	Total	
1	17	14	3	714	287,03
2	10	14	3	420	168,84
3	4	14	3	168	67,54

3. ANÁLISIS FINANCIERO

En este capítulo se analiza la factibilidad de realizar la implementación de un sistema de generación eléctrica en base a energía fotovoltaica para las tres etapas del Club Castillo de Amaguaña. A partir de los indicadores financieros se podrá valorar de mejor manera el ahorro producto de la disminución del consumo de energía eléctrica proveniente de la Empresa Eléctrica Quito. También se analizará el beneficio ambiental que conlleva disminuir el consumo de energía eléctrica al reducir los gases de efecto invernadero.

3.1 CONCEPTOS GENERALES

Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión cuyo objetivo es actualizar los ingresos y egresos de un proyecto o inversión para determinar cuánto se va a ganar o perder con una inversión. Para el efecto se consideran todos los flujos de caja traídos a valor presente a un valor determinado de interés. El VAN expresará una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos, es decir, en unidades monetarias (dólares, euros, pesos, etc.).

El valor actual neto se calcula mediante la Ecuación 3.1 [57].

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + \gamma)^t} - C \quad (3.1)$$

Donde:

V_t : Flujo de caja en el periodo t [USD]

n : Número de periodos [años]

γ : Tasa de actualización [%]

C : Valor inicial de la inversión [USD]

La tasa de actualización es el interés en porcentaje al cual los valores futuros se actualizan al valor actual del dinero, ya que éste varía con el paso del tiempo.

Para análisis del presente estudio, se toma la mínima tasa de interés del mercado obtenida de la base de datos del Banco Central del Ecuador, que indica un interés para una inversión a largo plazo de 4.98%, en base a este valor, la evaluación determinará si la inversión presenta al menos la misma rentabilidad que invertir la en un depósito a plazo fijo en cualquier entidad bancaria.

Es importante analizar el valor obtenido del VAN a partir de los siguientes puntos:

- Si el valor de VAN es mayor a cero, indicará que la realización del proyecto puede cubrir el costo de inversión inicial y como resultado generará ganancias económicas.
- Si el valor del VAN es igual a cero, indicará que la realización del proyecto solo recuperará la inversión inicial sin generar ganancia.
- Si el valor del VAN es menor a cero, indicará que la realización del proyecto no tendrá la capacidad de recuperar la inversión inicial ya que su tasa de interés irá disminuyendo al paso del tiempo [57].

Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es el interés con el cual el VAN es igual a cero, es decir, el proyecto solo recuperará la inversión inicial sin generar ganancias. La TIR indica la rentabilidad mínima que un inversionista le exigiría a un proyecto.

Según los valores de TIR obtenidos se puede decir que:

- Si el valor de la TIR es mayor a cero, el proyecto interesa al ser un proyecto rentable (genera ganancias).
- Si el valor de la TIR es igual a cero, el proyecto resulta indiferente, al solo recuperar lo invertido sin generar alguna ganancia.
- Si el valor de la TIR es menor a cero, el proyecto no interesa, ya que no es proyecto rentable (genera pérdidas) [57].

El valor de la TIR se lo puede obtener mediante la Ecuación 3.2, expresada a continuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t} - C = 0 \quad (3.2)$$

Donde:

V_t : Flujo de caja en el periodo t [USD]

n : Número de periodos [años]

VAN : Valor actual neto igual a 0.

C : Valor inicial de la inversión [USD]

3.2 FACTIBILIDAD DEL PROYECTO

Para verificar la factibilidad del proyecto es necesario analizar los costos de cada uno de los equipos y elementos que conforman el sistema de generación fotovoltaico, así como también su instalación y mantenimiento. Dichos costos son reales, obtenidos de cotizaciones y proformas de distintas empresas especializadas en la venta, instalación y mantenimiento de equipos para la generación eléctrica fotovoltaica.

El presente estudio fue diseñado para ser un sistema de generación fotovoltaico con conexión a la red, por lo tanto, se omiten los costos de banco de baterías.

3.2.1 Costos de Inversión

En las tablas 3.1, 3.2 y 3.3 se muestran los valores totales de inversión para cada una de las etapas; estos valores son la sumatoria del producto de todos los valores unitarios de cada componente, elemento y procedimiento con la cantidad requerida para su instalación. El costo total de inversión está expresado en dólares estadounidenses (USD).

Tabla 3.1 Costo de inversión del generador fotovoltaico de la Etapa 1 del Club Castillo de Amaguaña

Detalle	Cantidad	Valor [USD]	Subtotal [USD]
Paneles	714	248,36	177329,04
Inversores	17	4918,86	83620,62
Estructuras	714	22,5	16065
Protecciones	-	11171,43	11171,43
Cableado	-	10728,3	10728,3
Instalación	-	12600	12600
Mantenimiento	-	3115,14	3115,14
		TOTAL [USD]	314629,53

Tabla 3.2 Costo de inversión del generador fotovoltaico de la Etapa 2 del Club Castillo de Amaguaña

Detalle	Cantidad	Valor [USD]	Subtotal [USD]
Paneles	420	248,36	104311,2
Inversores	10	4918,86	49188,6
Estructuras	420	22,5	9450
Protecciones	-	6571,45	6571,45
Cableado	-	6310,76	2863,88
Instalación	-	7410	7410
Mantenimiento	-	1797,95	1797,95
		TOTAL [USD]	181593,08

Tabla 3.3 Costo de inversión del generador fotovoltaico de la Etapa 3 del Club Castillo de Amaguaña

Detalle	Cantidad	Valor [USD]	Subtotal [USD]
Paneles	168	248,36	41724,48
Inversores	4	4918,86	19675,44
Estructuras	168	22,5	3780
Protecciones	-	2628,57	2628,57
Cableado	-	2524,3	2524,3
Instalación	-	2964,7	2964,7
Mantenimiento	-	732,97	732,97
		TOTAL [USD]	74030,46

Sin embargo, para poder obtener inicialmente el valor total de la inversión es necesario recurrir a una entidad bancaria para solicitar un crédito por el valor total de inversión de cada etapa. Dicho esto, se han realizado simulaciones de créditos en distintas entidades bancarias siendo la mejor opción la del Banco Pichincha, los valores que se deberá pagar a la entidad bancaria si se decidiera acceder al crédito se muestran en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Datos de simulación de créditos obtenidos para cada una de las etapas Club Castillo de Amaguaña [60]

Etapa	Monto del crédito (USD)	Tasa de interés nominal (%)	Plazo (meses)	Valor total a pagar (USD)

1	314629,534	11,23	60	407563,8
2	181593,081	11,23	60	232078,2
3	74030,4649	11,23	60	94611

Los valores totales que el Club Castillo de Amaguaña deberá cancelar a la entidad bancaria durante un plazo máximo de 60 meses (5 años) serán tomados como los valores de inversión inicial para la posible implementación del sistema de generación fotovoltaico y se verán reflejados en las tablas 3.6, 3.7 y 3.8 para el cálculo del Valor Actual Neto.

3.2.2 Ahorro de energía eléctrica

Una vez obtenidos los costos de inversión inicial necesarios para la posible implementación del sistema de generación fotovoltaico, se analiza el ahorro estimado de energía que se obtendrá al poner en funcionamiento el proyecto. A partir de los datos de consumo diario y mensual promedio de las tres etapas del Club Castillo de Amaguaña, que se encuentran exhibidos en las tablas 2.12, 2.13 y 2.14; se podrá determinar la cantidad de energía que se dejará de consumir de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Quito.

Es importante mencionar que los datos de consumo de energía mensual para las tres etapas se obtuvieron a partir de las planillas de luz emitidas por la Empresa Eléctrica Quito en el intervalo de tiempo de 08H00 a 18h00.

Al obtener los datos estimados de ahorro de energía se debe calcular el ahorro monetario que se tendrá al implementarse el proyecto, sabiendo que el costo de energía eléctrica por parte de la Empresa Eléctrica Quito es de 9.5 cUSD/kWh, correspondiente a la tarifa de usuarios comerciales con demanda horaria de 08h00 a 22h00, según el pliego tarifario emitido por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

El Club Castillo de Amaguaña al pertenecer a la EEQ tiene que registrarse obligatoriamente al Net Metering si es que llegase a producir excedentes de energía. Estos excedentes serán contabilizados como créditos de energía de

manera favorable para el Club y serán tomados en cuenta en el registro de consumo de energía del siguiente mes y así en cada mes en los que existan excedentes.[59].

Tabla 3.5 Ahorro monetario y de energía eléctrica anual del Club Castillo de Amaguaña

Etapa	Ahorro de energía diario [kWh/día]	Número de días	Ahorro de energía anual [kWh/año]	Costo de energía [USD/kWh]	Ahorro monetario [USD/año]
1	791,68	365	288963,2	0,095	27451,50
2	445,53	365	162618,5	0,095	15448,75
3	162,66	365	59370,9	0,095	5640,24

3.2.3 Periodo de proyección

El periodo de proyección considerado para el presente caso de estudio puede basarse en los años de vida útil del generador fotovoltaico, es decir, el tiempo de vida útil de los paneles solares, que según el fabricante sería de 25 años. Sin embargo, el tiempo de proyección que se considerará es de 20 años, ya que este tiempo lo establece la Agencia de Regulación y Control de Electricidad en su regulación 003/18 [31].

3.2.4 Cálculo del VAN

Para el cálculo del Valor Actual Neto es necesario conocer los valores de: flujo de caja, periodo de tiempo, inversión inicial y tasa de actualización, los cuales ya se han calculado o ya se han tomado en base a referencias. Calcular el valor actual neto es el paso inicial para conocer la factibilidad del proyecto ya que el valor obtenido indicará si el proyecto de generación eléctrica fotovoltaica al menos presenta la misma rentabilidad que una inversión en un depósito a plazo fijo en cualquier entidad bancaria.

En los flujos de caja de las tablas 3.6, 3.7 y 3.8 se observa que en los primeros 5 años los valores son diferentes, esto se debe a que a partir del primer año, luego de que los sistemas de generación fotovoltaico estén construidos y operando se debe cancelar anualmente el crédito bancario que se realizó para la implementación de estos en cada etapa, sin embargo, los ingresos monetarios obtenidos producto

del ahorro en las facturas de consumo eléctrico son menores que los pagos del préstamo al banco que se deben efectuar durante los 5 primeros años, es por eso que los primeros cinco valores del flujo de caja son menores a cero, dando como resultado un valor del VAN significativamente negativo.

Tabla 3.6 Cálculo del VAN para la Etapa 1 del Club Castillo de Amaguaña

Periodo [Año]	Tasa de actualización [%]	Valor inicial de la inversión [USD]	Flujo de caja [USD]	VAN [USD]
0	4,98%	314629,53	-314629,53	
1	4,98%		-54061,26	-51496,72
2	4,98%		-54061,26	-49053,84
3	4,98%		-54061,26	-46726,84
4	4,98%		-54061,26	-44510,24
5	4,98%		-54061,26	-42398,78
6	4,98%		27451,50	20508,16
7	4,98%		27451,50	19535,30
8	4,98%		27451,50	18608,60
9	4,98%		27451,50	17725,85
10	4,98%		27451,50	16884,98
11	4,98%		27451,50	16083,99
12	4,98%		27451,50	15321,01
13	4,98%		27451,50	14594,22
14	4,98%		27451,50	13901,90
15	4,98%		27451,50	13242,43
16	4,98%		27451,50	12614,24
17	4,98%		27451,50	12015,85
18	4,98%		27451,50	11445,85
19	4,98%		27451,50	10902,88
20	4,98%		27451,50	10385,68
	TOTAL	314629,53	141466,26	-10415,50

$$VAN = \sum_{t=1}^5 \frac{-54061,26}{(1 + 0,0498)^t} + \sum_{t=6}^{20} \frac{27451,50}{(1 + 0,0498)^t} - 314629,53$$

$$VAN = -325045,06 [USD]$$

Tabla 3.7 Cálculo del VAN para la Etapa 2 del Club Castillo de Amaguaña

Periodo [Año]	Tasa de actualización [%]	Valor inicial de la inversión [USD]	Flujo de caja [USD]	VAN [USD]
0	4,98%	181593,08	-181593,08	
1	4,98%		-30966,89	-29497,89
2	4,98%		-30966,89	-28098,59
3	4,98%		-30966,89	-26765,66
4	4,98%		-30966,89	-25495,96
5	4,98%		-30966,89	-24286,49
6	4,98%		15448,75	11541,28
7	4,98%		15448,75	10993,79
8	4,98%		15448,75	10472,27
9	4,98%		15448,75	9975,49
10	4,98%		15448,75	9502,28
11	4,98%		15448,75	9051,51
12	4,98%		15448,75	8622,13
13	4,98%		15448,75	8213,12
14	4,98%		15448,75	7823,51
15	4,98%		15448,75	7452,38
16	4,98%		15448,75	7098,86
17	4,98%		15448,75	6762,10
18	4,98%		15448,75	6441,32
19	4,98%		15448,75	6135,76
20	4,98%		15448,75	5844,70
	TOTAL	181593,08	76896,84	-8214,08

$$VAN = \sum_{t=1}^5 \frac{-30966,89}{(1 + 0,0498)^t} + \sum_{t=6}^{20} \frac{15448,75}{(1 + 0,0498)^t} - 181593,08$$

$$VAN = -189807,16 [USD]$$

Tabla 3.8 Cálculo del VAN para la Etapa 3 del Club Castillo de Amaguaña

Periodo [Año]	Tasa de actualización [%]	Valor inicial de la inversión [USD]	Flujo de caja [USD]	VAN [USD]
0	4,98%	74030,46	-74030,46	
1	4,98%		-13281,96	-12651,90
2	4,98%		-13281,96	-12051,72
3	4,98%		-13281,96	-11480,02

4	4,98%		-13281,96	-10935,43
5	4,98%		-13281,96	-10416,68
6	4,98%		5640,24	4213,64
7	4,98%		5640,24	4013,76
8	4,98%		5640,24	3823,36
9	4,98%		5640,24	3641,98
10	4,98%		5640,24	3469,22
11	4,98%		5640,24	3304,65
12	4,98%		5640,24	3147,88
13	4,98%		5640,24	2998,55
14	4,98%		5640,24	2856,31
15	4,98%		5640,24	2720,81
16	4,98%		5640,24	2591,74
17	4,98%		5640,24	2468,80
18	4,98%		5640,24	2351,68
19	4,98%		5640,24	2240,13
20	4,98%		5640,24	2133,86
	TOTAL	74030,46	18193,73	-11559,36

$$VAN = \sum_{t=1}^5 \frac{-13281,96}{(1 + 0,0498)^t} + \sum_{t=6}^{20} \frac{5640,24}{(1 + 0,0498)^t} - 74030,46$$

$$VAN = -85589,82 [USD]$$

Como se mencionó anteriormente, un valor negativo del VAN indica que la realización del proyecto no tendrá la capacidad de recuperar la inversión inicial ya que su tasa de interés irá disminuyendo al paso del tiempo, por lo tanto, es un proyecto no viable. Por esta razón, resulta innecesario calcular la TIR para las etapas 1, 2 y 3 del Club Castillo de Amaguaña.

Por otro lado, también se ha considerado la opción de no recurrir a préstamos bancarios, obteniendo así el valor de las inversiones netamente de fondos del Club Castillo de Amaguaña. Con esta opción lo que se busca es no disminuir el flujo de caja anual para que de esta manera el valor del VAN pueda aumentar y con ello la probabilidad de que los proyectos sean viables. El cálculo del VAN para cada etapa se muestra en las tablas 3.9, 3.10 y 3.11.

Tabla 3.9 Cálculo del VAN para la Etapa 1 del Club Castillo de Amaguaña

Periodo [Año]	Tasa de actualización [%]	Valor inicial de la inversión [USD]	Flujo de caja [USD]	VAN [USD]
0	4,98%	314629,53	-314629,53	
1	4,98%		27451,50	26149,27
2	4,98%		27451,50	24908,81
3	4,98%		27451,50	23727,20
4	4,98%		27451,50	22601,64
5	4,98%		27451,50	21529,47
6	4,98%		27451,50	20508,16
7	4,98%		27451,50	19535,30
8	4,98%		27451,50	18608,60
9	4,98%		27451,50	17725,85
10	4,98%		27451,50	16884,98
11	4,98%		27451,50	16083,99
12	4,98%		27451,50	15321,01
13	4,98%		27451,50	14594,22
14	4,98%		27451,50	13901,90
15	4,98%		27451,50	13242,43
16	4,98%		27451,50	12614,24
17	4,98%		27451,50	12015,85
18	4,98%		27451,50	11445,85
19	4,98%		27451,50	10902,88
20	4,98%		27451,50	10385,68
	TOTAL	314629,53	549030,08	342687,31

$$VAN = \sum_{t=1}^{20} \frac{27451,50}{(1 + 0,0498)^t} - 314629,53$$

$$VAN = 28057,72 [USD]$$

Tabla 3.10 Cálculo del VAN para la Etapa 2 del Club Castillo de Amaguaña

Periodo [Año]	Tasa de actualización [%]	Valor inicial de la inversión [USD]	Flujo de caja [USD]	VAN [USD]
0	4,98%	181593,08	-181593,08	
1	4,98%		15448,75	14715,90
2	4,98%		15448,75	14017,81

3	4,98%		15448,75	13352,84
4	4,98%		15448,75	12719,42
5	4,98%		15448,75	12116,04
6	4,98%		15448,75	11541,28
7	4,98%		15448,75	10993,79
8	4,98%		15448,75	10472,27
9	4,98%		15448,75	9975,49
10	4,98%		15448,75	9502,28
11	4,98%		15448,75	9051,51
12	4,98%		15448,75	8622,13
13	4,98%		15448,75	8213,12
14	4,98%		15448,75	7823,51
15	4,98%		15448,75	7452,38
16	4,98%		15448,75	7098,86
17	4,98%		15448,75	6762,10
18	4,98%		15448,75	6441,32
19	4,98%		15448,75	6135,76
20	4,98%		15448,75	5844,70
	TOTAL	181593,08	308975,06	192852,51

$$VAN = \sum_{t=1}^{20} \frac{15448,75}{(1 + 0,0498)^t} - 181593,08$$

$$VAN = 11259,4 \text{ [USD]}$$

Tabla 3.11 Cálculo del VAN para la Etapa 3 del Club Castillo de Amaguaña

Periodo [Año]	Tasa de actualización [%]	Valor inicial de la inversión [USD]	Flujo de caja [USD]	VAN [USD]
0	4,98%	74030,46	-74030,46	
1	4,98%		5640,24	5372,68
2	4,98%		5640,24	5117,81
3	4,98%		5640,24	4875,03
4	4,98%		5640,24	4643,77
5	4,98%		5640,24	4423,48
6	4,98%		5640,24	4213,64
7	4,98%		5640,24	4013,76
8	4,98%		5640,24	3823,36
9	4,98%		5640,24	3641,98
10	4,98%		5640,24	3469,22

11	4,98%		5640,24	3304,65
12	4,98%		5640,24	3147,88
13	4,98%		5640,24	2998,55
14	4,98%		5640,24	2856,31
15	4,98%		5640,24	2720,81
16	4,98%		5640,24	2591,74
17	4,98%		5640,24	2468,80
18	4,98%		5640,24	2351,68
19	4,98%		5640,24	2240,13
20	4,98%		5640,24	2133,86
	TOTAL	74030,46	112804,71	70409,15

$$VAN = \sum_{t=1}^{20} \frac{5640,24}{(1 + 0,0498)^t} - 74030,46$$

$$VAN = -3621,25 [USD]$$

3.2.5 Cálculo del TIR

Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno no es necesario calcular valores adicionales ya que el VAN está estrechamente relacionado con el TIR, ya que el TIR es aquella tasa que logra que el VAN sea cero. Mediante la Ecuación 3.2 se calcula el TIR para las etapas 1 y 2, también se indica el número de años que le tomará a cada etapa recuperar la inversión inicial. Estos valores se muestran en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12 Cálculo del TIR para las etapas 1 y 2 del Club Castillo de Amaguaña

Etapas	VAN [USD]	TIR [%]	Tiempo de recuperación [años]
1	28057,72	6,01	18
2	11259,4	5,70	19

Al obtener como resultado valores del TIR mayores a cero, podemos decir que el proyecto es aceptable, ya que presenta una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida.

3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

De los valores en las Tablas 3.6, 3.7 y 3.8 se deduce que la implementación de un sistema de generación eléctrica en base a energía fotovoltaica no es factible realizarlo para ninguna de las Etapas, ya que los resultados obtenidos no son viables financieramente, es decir, no es posible recuperar la inversión inicial realizada en cada etapa por el hecho de que el valor de crédito a cancelar es muy elevado.

Sin embargo, de los valores de las Tablas 3.9, 3.10, 3.11 y 3.12 en donde el Club Castillo de Amaguaña asume propiamente la inversión inicial se deduce que la implementación de un sistema de generación eléctrica en base a energía fotovoltaica es factible realizarlo para las Etapas 1 y 2 únicamente, ya que los resultados obtenidos para la Etapa 3 no son viables financieramente.

Los valores encontrados de TIR son las tasas de interés máximas a la que el Club se puede endeudar para no perder dinero con la inversión para un sistema de generación fotovoltaica para las etapas 1 y 2 del Club.

Lamentablemente la negativa viabilidad financiera del estudio realizado tiene su impacto ambiental ya que la implementación y funcionamiento del sistema de generación eléctrica fotovoltaica no solo tiene como objetivo reducir los costos de consumo eléctrico, también es muy importante al momento de reducir las emisiones de CO₂ provenientes de la generación convencional de energía eléctrica, de esta manera se está evitando la formación de gases de efecto invernadero. Para conocer la cantidad estimada de toneladas de CO₂ que posiblemente se evitarán al implementar el sistema de generación fotovoltaica se debe considerar un factor de emisión de CO₂ y este multiplicarlo por la energía que no se consumirá de la red eléctrica, como se indica en la Ecuación 3.3.

$$\text{Toneladas de CO}_2[\text{tCO}_2] = \text{Energía no consumida [MWh]} * \text{Factor de emisión de CO}_2\left[\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}}\right] \quad (3.3)$$

$$\text{Toneladas de CO}_2[\text{tCO}_2] = 37,62 [\text{MWh}] * 0,6628\left[\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}}\right]$$

$$\text{Toneladas de CO}_2[\text{tCO}_2] = 24,93 [\text{tCO}_2]$$

Los valores de energía no consumida anual son obtenidos a partir de las Tablas 2.12 y 2.13 y el factor de emisión de CO2 es obtenido de la información que proporciona el Ministerio de Energía y Minas.

4. SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO UTILIZANDO EL SOFTWARE SAM

El System Advisor Model (SAM) es un software gratuito cuyas principales funciones incluyen el modelado de diferentes tipos de energías renovables. Para nuestro caso de estudio se eligió en el software la simulación de un sistema de generación fotovoltaico tomando en cuenta el análisis financiero para la implementación de este.

A continuación, a modo de ejemplo se resumirá el proceso de ingreso de datos técnicos dentro del software en forma de capturas de pantalla para la etapa 1 del Club:

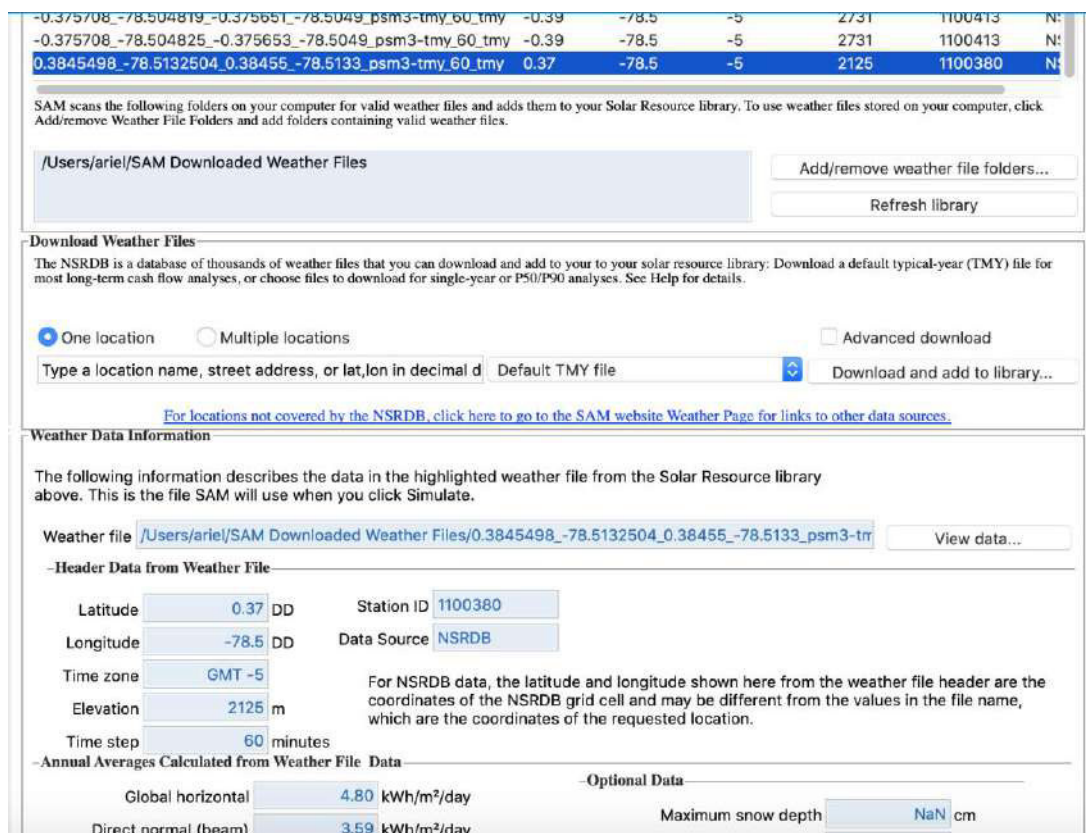


Figura 4.1. Captura de pantalla del ingreso de los datos de latitud y longitud de la Etapa 1 del Club Castillo de Amaguaña.

Como se puede observar en la captura de pantalla de la Figura 4.1 el software nos permite guardar nuestra localización después de haberla copiada de cualquier

mapa o sitio web y guardarla, una vez obtenida la localización el SAM se encarga automáticamente de colocar los datos geográficos y de irradiancia del lugar.

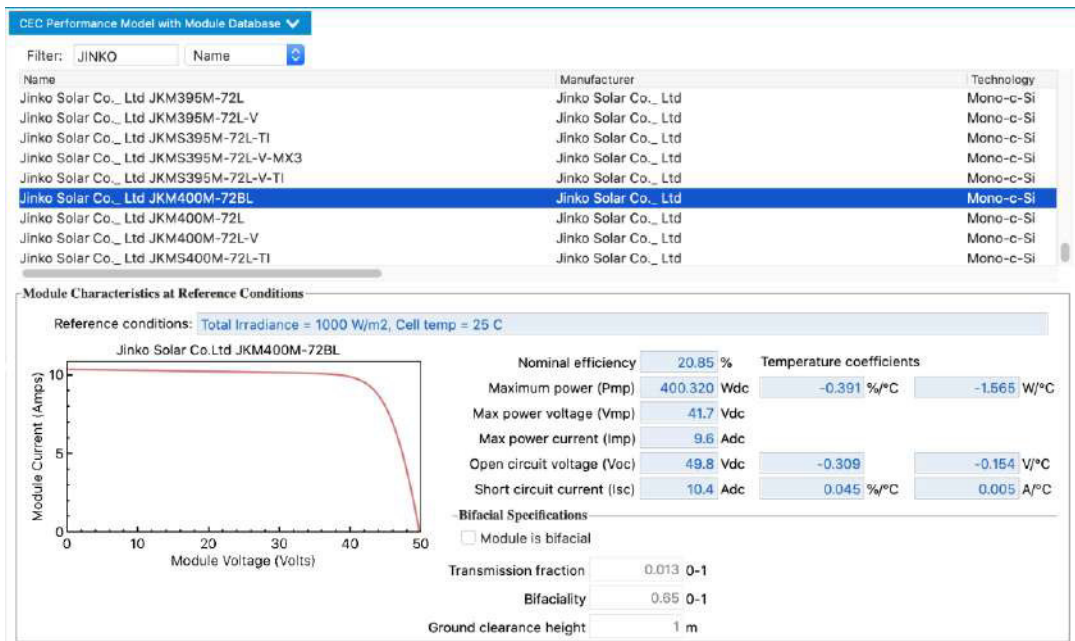


Figura 4.2. Captura de pantalla del ingreso de los datos del módulo fotovoltaico a instalarse dentro de la Etapa 1 del Club Castillo de Amaguaña.

El SAM en su archivo de datos tiene las diferentes marcas y tipos de módulos fotovoltaicos que se encuentran en el mercado, como se puede ver en la figura 4.2 se ha escogido el panel fotovoltaico Jinko Solar, sin embargo, el panel elegido dentro de los archivos de datos de SAM no es el mismo que se utilizó para el diseño de nuestro sistema de generación fotovoltaico pero sus características son similares. Se eligió el Jinko Solar JKM400M ya que en la base de datos de SAM aún no se encuentra disponible el panel elegido para nuestro diseño.

De igual manera, al elegir el módulo fotovoltaico, automáticamente se colocan los datos del mismo.

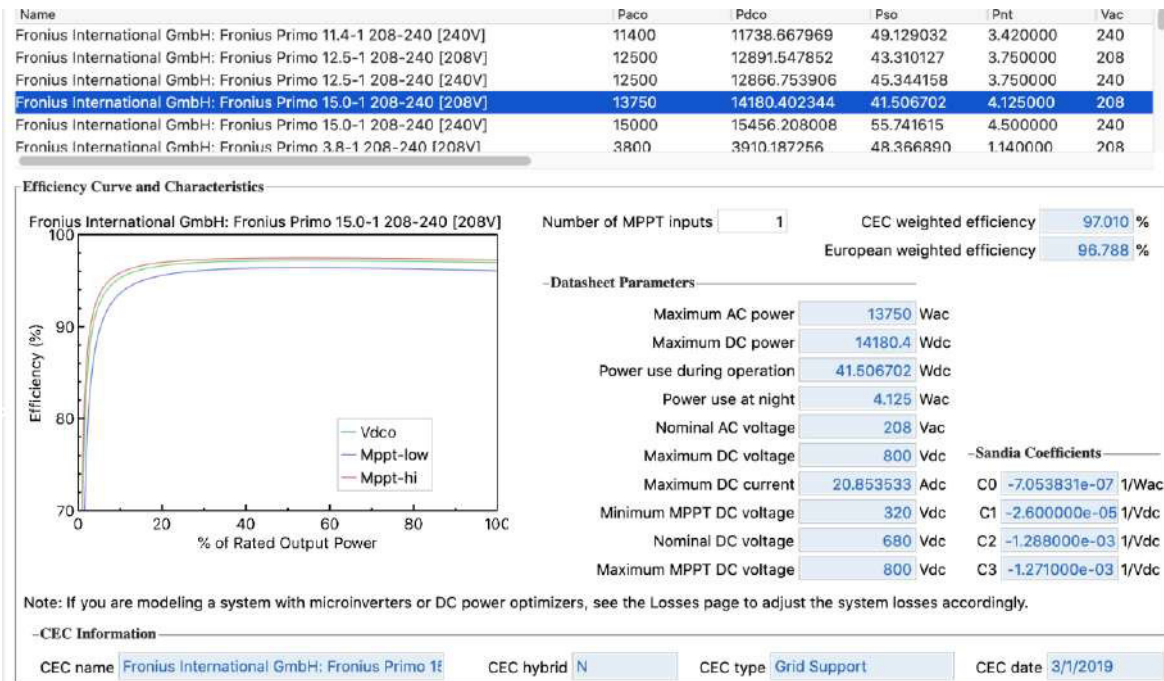


Figura 4.3. Captura de pantalla del ingreso de los datos del inversor fotovoltaico a instalarse dentro de la Etapa 1 del Club Castillo de Amaguaña.

Al igual que en los paneles fotovoltaicos, el SAM en su archivo de datos tiene las diferentes marcas y tipos de inversores fotovoltaicos que se encuentran en el mercado, por lo tanto, elegimos el mismo que se utilizó para el diseño de nuestro sistema de generación fotovoltaico.

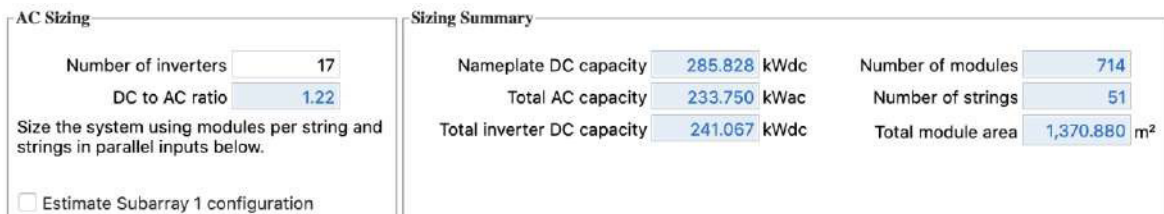



Figura 4.4. Captura de pantalla del ingreso de elementos del sistema fotovoltaico a instalarse dentro de la Etapa 1 del Club Castillo de Amaguaña.

-Electrical Configuration-	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	14			
Strings in parallel in subarray	51			
Number of modules in subarray	714			
String Voc at reference conditions (V)	697.2			
String Vmp at reference conditions (V)	583.8			

-Tracking & Orientation-



Azimuth
N = 0
W 270
E 90
S 180



Tilt
90° Vert.
Horiz. 0°

Fixed
 1 Axis
 2 Axis
 Azimuth Axis
 Seasonal Tilt

Tilt=latitude

Tilt (deg)
Azimuth (deg)
Ground coverage ratio (GCR)
Tracker rotation limit (deg)
Backtracking Enable
Terrain slope (deg)
Terrain azimuth (deg)

Figura 4.5. Captura de pantalla del ingreso de los datos orientación e inclinación del panel fotovoltaico a instalarse dentro de la Etapa 1 del Club Castillo de Amaguaña.

Los datos utilizados en el SAM para la orientación e inclinación del panel fotovoltaico son los mismos que se utilizaron para el diseño de nuestro sistema de generación fotovoltaico, esos datos se encuentran expresados en la tabla 2.15

PV Capital Costs						
Direct Capital Costs						
Module	714 units	0.4 kWdc/unit	285.8 kWdc	248.36	\$/Unit	\$ 177,329.04
Inverter	17 units	13.8 kWac/unit	233.8 kWac	4,918.86	\$/Unit	\$ 83,620.62
			\$	\$/Wdc	\$/m ²	
Balance of system equipment		37,964.73		0.00		\$ 37,964.73
Installation labor		12,600.00	+	0.00	+	\$ 12,600.00
Installer margin and overhead		3,115.14		0.00		\$ 3,115.14
					Subtotal	\$ 314,629.53
-Contingency-						
			Contingency	0 % of subtotal		\$ 0.00
						Total direct cost
						\$ 314,629.53

Figura 4.6. Captura de pantalla costo total de la instalación para la Etapa 1.

En la figura 4.6 podemos observar los costos de instalación de la simulación y se puede comparar con los que se obtuvieron en la tabla 3.1 y se puede observar que son los mismos valores, ya que se ingresaron los mismos costos de los elementos e instalación.

Monthly Load Summary

These monthly and annual values are calculated from the hourly or subhourly load profile and shown here for reference.

	Energy (kWh)	Peak (kW)
Jan	57,339.49	234.68
Feb	48,557.32	173.42
Mar	55,750.08	172.01
Apr	53,014.93	191.43
May	60,460.75	198.29
Jun	70,152.34	236.47
Jul	77,708.46	274.23
Aug	77,555.05	260.34
Sep	61,793.68	226.75
Oct	57,692.48	185.12
Nov	51,845.28	156.20
Dec	54,338.53	184.05
Annual	726,208.38	274.23

Figura 4.7. Captura de pantalla costo total de la instalación para la Etapa 1.

En la figura 4.7 se puede observar el resumen de carga mensual, la cual podemos comparar con los valores de la tabla 2.22, al comparar los valores se puede notar que existe cierta similitud entre ellos.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	402,283 kWh
Capacity factor (year 1)	16.1%
Energy yield (year 1)	1,407 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.81
Electricity bill without system (year 1)	\$104,614
Electricity bill with system (year 1)	\$73,159
Net savings with system (year 1)	\$31,455
Net present value	\$185,088
Simple payback period	7.9 years
Discounted payback period	17.0 years
Net capital cost	\$327,215
Equity	\$0
Debt	\$327,215

Figura 4.7. Captura de pantalla resumen de la instalación para la Etapa 1.

Al comparar la tabla de resumen de la Figura 4.7 con los resultados obtenidos sin el software SAM en la tabla 3.5, se tiene que la diferencia entre los ahorros monetarios es de 4003.50\$ siendo mayor el ahorro en la simulación mediante el software, sin embargo, la diferencia no es tan significativa ya que este ahorro es anual.

De igual manera se puede comparar el tiempo que tomará recuperar la inversión. Mediante el SAM el tiempo de recuperación será de 17 años mientras que el tiempo calculado en la tabla 3.12 para la Etapa 1 es de 18 años, como se puede observar no existe una gran diferencia en tiempo de recuperación de la inversión, por lo que se puede concluir que el diseño y análisis financiero realizado anteriormente se asemeja a la simulación utilizando el software SAM.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Gracias a que nuestro país se encuentra ubicado en línea ecuatorial, se puede aprovechar de mejor manera el recurso solar, no solo porque el valor de irradiación solar es relativamente alto sino también porque este valor no varía considerablemente de mes a mes. Los valores de irradiación obtenidos son el resultado de mediciones de distintas estaciones solares, las cuales arrojan valores similares por lo que el cálculo del promedio de irradiancia obtenido en el lugar de estudio no tuvo errores significativos.
- El Club Castillo de Amaguaña al ser un complejo social y deportivo cuenta con piscinas temperadas y una pista de patinaje en hielo en sus instalaciones, los equipos eléctricos encargados de su correcto funcionamiento están en operación las 24 horas del día durante todos los días de la semana, este es uno de los motivos principales que hacen que el Club tenga significativos gastos por el pago de las facturas de consumo eléctrico. En este escenario, la implementación de un sistema de generación fotovoltaico resulta una alternativa válida para disminuir los gastos de consumo eléctrico.
- Para el diseño del sistema de generación fotovoltaico se dimensiona los generadores de las etapas 1, 2 y 3 con una potencia de 287,03 [kWp], 168,84 [kWp] y 67,54 [kWp] respectivamente, logrando de esta manera abastecer con energía los equipos eléctricos durante un periodo de tiempo diario de 08H00 a 18H00.
- La implementación de un sistema de generación eléctrica en base a energía fotovoltaica no será factible realizarlo para ninguna de las Etapas del Club en el escenario de un crédito bancario para cubrir las

inversiones iniciales, ya que los resultados obtenidos no son viables financieramente y no permitirán recuperar la inversión en el periodo de tiempo 20 años establecido.

- La implementación de un sistema de generación eléctrica en base a energía fotovoltaica solo será factible realizarlo para las Etapas 1 y 2 del Club siempre y cuando las inversiones iniciales para estas etapas sean obtenidas directamente de fondos del Club, ya que con esta opción los resultados obtenidos son viables financieramente y permitirán recuperar la inversión en un periodo de tiempo aproximado de 18 años para la Etapa 1 y de 19 años para la Etapa 2. El estudio realizado concluyó que no es factible la implementación de un sistema de generación fotovoltaico para la Etapa 3 del Club con o sin un crédito bancario.
- El beneficio por la implementación de energías renovables dentro de las instalaciones del Club Castillo de Amaguaña no solo es económico, también ayudará al medio ambiente gracias a la reducción de emisiones de CO₂ que provocan la formación de gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global. La cantidad de CO₂ anual que se evitaría es de 24,93 toneladas.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda obtener los valores de irradiación solar de distintas fuentes o estaciones solares, esto evitará que se generen errores considerables en la toma de datos y por ende en todo el estudio para el dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaico.
- Para el dimensionamiento de los generadores fotovoltaicos es indispensable calcular la distancia de separación entre ellos, de esta manera se evitará pérdidas de potencia del generador producto de las sombras entre los paneles.

- Al ser un sistema conectado a la red, se recomienda instalar medidores bidireccionales en cada una de las etapas para poder contabilizar el flujo de energía inyectado desde el sistema de generación fotovoltaico a la red.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] «La importancia de las energías renovables | ACCIONA | BUSINESS AS UNUSUAL». <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/> (accedido nov. 9, 2020).
- [2] «¿Qué son las energías renovables? Tipos y ejemplos». <https://solar-energia.net/energias-renovables> (accedido nov. 9, 2020).
- [3]«¿Qué es la radiación solar? Tipos de radiaciones». <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/radiacion-solar> (accedido nov. 10, 2020).
- [4]«Energía solar», *Wikipedia, la enciclopedia libre*. dic. 01, 2020, Accedido: nov. 13, 2020. [En línea]. Disponible en:
https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Energ%C3%ADa_solar&oldid=131356647.
- [5]«¿Qué es la energía solar activa? Tipos de energía solar». <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/energia-solar-activa> (accedido nov. 13, 2020).
- [6]«ENERGÍA SOLAR TÉRMICA: ¿MERECE LA PENA?», *Blog Energías Renovables | Cambio Energético*, jun. 11, 2019. <https://www.cambioenergetico.com/blog/energia-solar-vs-termica/> (accedido nov. 13, 2020).
- [7]«ENERGÍA SOLAR TÉRMICA» Qué es, Cómo funciona», *Cumbre Pueblos*. <https://cumbrepuebloscop20.org/energias/solar/termica/> (accedido nov. 13, 2020).
- [8]«Energía solar y sus beneficios ¿Qué es el efecto fotovoltaico?» <https://www.certificadosenergeticos.com/energia-solar-beneficios-que-efecto-fotovoltaico> (accedido nov. 14, 2020).
- [9]«¿Qué es el efecto fotovoltaico? Luz y electricidad». <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/efecto-fotovoltaico> (accedido nov. 14, 2020).
- [10]«¿Qué es la Energía Solar y como se Transforma en Electricidad? 【2020】 », *Generatuluz*. <https://www.generatuluz.com/generar-electricidad/placas-solares-fotovoltaicas/como-funcionan-placas-solares/> (accedido nov. 14, 2020).

- [11] «Tipos de sistemas solares fotovoltaicos | diferencias y aplicaciones», *Sun Supply*, sep. 26, 2017. <http://www.sunsupplyco.com/tipos-de-sistemas-solares/> (accedido nov. 24, 2020).
- [12] O. P. Lamigueiro, «Sistemas Fotovoltaicos Autónomos - Conceptos Generales y Componentes», p. 52.
- [13] «Energía Solar Fotovoltaica Conexión de Red», *Renovaenergía S.A.* <https://www.renova-energia.com/energia-renovable/energia-solar-fotovoltaica-conexion-de-red/> (accedido dic. 05, 2020).
- [14] «2.- Sistemas fotovoltaicos conectados a red. | ISF05.- Instalaciones solares fotovoltaicas puestas a red.» https://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/ISF/ISF05/es_IEA_ISF05_Contenidos/webseite_2_sistemas_fotovoltaicos_conectados_a_red.html (accedido dic. 05, 2020).
- [15] «Tipos de sistemas solares fotovoltaicos | diferencias y aplicaciones», *Sun Supply*, sep. 26, 2017. <http://www.sunsupplyco.com/tipos-de-sistemas-solares/> (accedido dic. 05, 2020).
- [16] «¿Qué es un panel solar? Información, tipos y funcionamiento». <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/panel-solar> (accedido dic. 07, 2020).
- [17] «¿Qué es un panel solar?» <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/que-es-un-panel-solar> (accedido dic. 07, 2020).
- [18] «Paneles Solares o Módulos Fotovoltaicos 2020 | Lima - Perú». <https://voltaika.net/panales-solares-o-modulos-fotovoltaicos-2020/> (accedido dic. 07, 2020).
- [19] «¿De qué están hechos los paneles solares?», *Paneles Solares Colombia Lamparas Solares Ingeniería Eléctrica Energía Solar Baterías Solares Cucuta Materiales.* <https://ineldec.com/de-que-estan-hechos-los-paneles-solares-fotovoltaicos/> (accedido dic. 07, 2020).
- [20] <https://www.areatecnologia.com>, «regulador de carga solar». <https://www.areatecnologia.com/electricidad/regulador-de-carga-solar.html> (accedido dic. 07, 2020).
- [21] <https://www.areatecnologia.com>, «Inversor Fotovoltaico». <https://www.areatecnologia.com/electricidad/inversor-fotovoltaico.html> (accedido ene. 07, 2021).

- [22] SotySolar, «¿Qué tipos de inversores solares hay? SotySolar», <https://sotysolar.es/placas-solares/inversor-solar-que-son-que-tipos-existen>, ago. 13, 2020. <https://sotysolar.es/placas-solares/inversor-solar-que-son-que-tipos-existen> (accedido ene. 25, 2021).
- [23] P. Admin, «INVERSOR FOTOVOLTAICO ¿QUE ES Y COMO FUNCIONA?», *Te confirmamos si tu sistema operativo aguanta un software*, nov. 27, 2019. <https://siaguanta.com/c-tecnologia/inversor-fotovoltaico/> (accedido ene. 25, 2021).
- [24] «PANELES SOLARES - Proyectos de Energía Solar Foto-Voltaica– Kryon Ingeniería». <http://www.kryoningeneria.com/paneles-solares/> (accedido ene. 25, 2021).
- [25] «Optimizador Solar en Módulos Fotovoltaicos - Ingeosolar», *Ingeosolar Ahorro Energético*, may 06, 2020. <http://www.ingeosolar.com/productos/optimizador-solar-en-modulos-fotovoltaicos/> (accedido ene. 25, 2021).
- [26] «2. Protecciones Eléctricas en Sistemas fotovoltaicos». http://seslab.org/fotovoltaico/2_protecciones_elctricas_en_sistemas_fotovoltaicos.html (accedido ene. 25, 2021).
- [27] cceea, «¿Cómo funciona el medidor bidireccional de CFE? - CCEEA», *cceea.mx*. <https://cceea.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/como-funciona-el-medidor-bidireccional-de-cfe/> (accedido ene. 25, 2021).
- [28] «Transformadores para Sistemas de Generación Solares Fotovoltaicos», *ProlecGE*, abr. 01, 2017. <http://prolecge.com/es/transformadores-para-sistemas-de-generacion-solares-fotovoltaicos/> (accedido ene. 27, 2021).
- [29] «Características de una estructura de paneles solares eficiente». <https://solarama.mx/blog/estructura-de-paneles-solares/> (accedido ene. 27, 2021).
- [30] «Estructura Soporte Coplanar para Paneles Solares en Aluminio Anodizado», *Dismad Energía*. <https://dismad.com/tienda/inicio/113-estructura-soporte-coplanar-para-paneles-solares-en-aluminio-anodizado.html> (accedido ene. 27, 2021).
- [31]«Codificacion-Regulacion-No.-ARCONEL-003-18.pdf». <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Codificacion-Regulacion-No.-ARCONEL-003-18.pdf> (accedido ago. 11, 2021).
- [32]« Ley Orgánica del Servicio Público de Energía eléctrica - RO418 2015_ene_16.pdf». <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wpcontent/uploads/dow>

[nloads/2015/11/mar/Ley%20Org%C3%A1nica%20del%20Servicio%20P%C3%BAblico%20de%20Energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica%20-%20RO418%202015_ene_16.pdf](#) (accedido ago. 11, 2021).

[33] R. Donoso y R. Roberto, «Análisis de la ley orgánica del código de la producción, comercio e inversiones y su incidencia en el crecimiento económico del sector industrial del Ecuador, periodo 2010 - 2012», p. 154.

[34] «Medición neta: lo que necesita saber | EnergySage». <https://www.energysage.com/solar/solar-101/net-metering/> (accedido dic. 11, 2021).

[35] Sunwise, «¿Qué es Net Metering y cómo funciona?» <https://blog.sunwise.io/que-es-net-metering-y-como-funciona> (accedido dic. 11, 2021).

[36]«¿Qué es Net Metering y cómo funciona? ».

<https://blog.sunwise.io/que-es-net-metering-y-como-funciona> (accedido dic. 11, 2021).

[37]«INFORME FINAL DE SUSTENTO Y DE IMPACTO REGULATORIO – PROYECTO DE REGULACIÓN DE CONSUMIDORES CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE BAJA CAPACIDAD.pdf».

<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/10/Informe-Final-de-Sustento-de-Impacto-Regulatorio-Consumidores-Fotovoltaicos-Baja-Capacidad-1.pdf>

(accedido dic. 20, 2021).

[38] F. Pacheco Chiguano, « Modelo de gestión estratégica para la industria de energías renovables bajo el escenario de cambio de la matriz energética del Ecuador », p. 69, 70.

<https://repositorio.uasb.edu.ec/bitstream/10644/6451/1/T2761-MBA-Pacheco-Modelo.pdf>

[39]«Mapas de recursos solares de Ecuador». <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/ecuador> (accedido 5 de enero de 2022).

[40] «Inicio - NSRDB». <https://nsrdb.nrel.gov/> (accedido 7 de enero de 2022).

[41] «NSRDB Data Viewer». <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/> (accedido 7 de enero de 2022).

[42] «PODER DE LA NASA | Predicción de los recursos energéticos mundiales». <https://power.larc.nasa.gov/> (accedido 8 de enero de 2022).

- [43] «POTENCIA | Visor de acceso a datos». <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (accedido 8 de enero de 2022).
- [44] C. D. T. Peralta, «EVALUACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO SOLAR EN LA ZONA DE LA ESTACIÓN IZOBAMBA PROPIEDAD DEL INAMHI UBICADA EN EL SECTOR CUTUGLAGUA, CANTÓN MEJÍA DE LA PROVINCIA DE PICHINCHA PARA EL AÑO 2016.», *INVPOS*, vol. 2, n.º 1, Art. n.º 1, dic. 2019, Accedido: 17 de enero de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://investigacion.utc.edu.ec/revistasutc/index.php/invpos/article/view/280>
- [45] D. P. Collaguazo Suntuaxi, «Metodología para estimar la demanda eléctrica en edificios con usuarios residenciales, de oficinas y comercios», dic. 2015, Accedido: 15 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/14584>
- [46] O. Perpiñan, *Diseño de sistemas Fotovoltaicos*, Madrid: J. de Haro Artes Gráficas, 2012
- [47] «Ubicación, orientación e inclinación de los paneles solares». <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/ubicacion-de-los-paneles-solares> (accedido 15 de marzo de 2022).
- [48] adminpowen2021, «Criterios para seleccionar paneles solares fotovoltaicos», *POWEN México*, 18 de mayo de 2021. <https://powen.mx/criterios-para-seleccionar-paneles-solares-fotovoltaicos/> (accedido 16 de marzo de 2022).
- [49] «Panel Solar Fotovoltaico Jinko Solar Tiger Pro JKM405M-54HL4», *Renovaenergía S.A.* <https://www.renova-energia.com/productos/panel-solar-jinko-solar-tiger-pro-jkm405m-54hl4/> (accedido 16 de marzo de 2022).
- [50] cceea, «Cálculo de sombra con el método del solsticio de invierno - CCEEA», *cceea.mx*. <https://cceea.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/calculo-de-sombra-con-el-metodo-del-solsticio-de-invierno/> (accedido 17 de marzo de 2022).
- [51] «Inversor de Conexión de Red Fronius Primo 15.0-1 208-240 Lite 4,210,078,801», *Renovaenergía S.A.* <https://www.renova-energia.com/productos/fronius-primo-15-0-1-208-240-lite-4210078801/> (accedido 17 de marzo de 2022).
- [52] «Coeficiente de rendimiento para plantas fotovoltaicas.», *KeeUI Solar*, 31 de marzo de 2021. <https://keeui.com/2021/03/31/coeficiente-de-rendimiento-para-plantas-fotovoltaicas/> (accedido 18 de marzo de 2022).


- [53]«Performance Ratio Solar | ENERGIA SOLAR SURYA». <https://cursovirtual.energiasolarsurya.com/performance-ratio-solar/> (accedido 18 de marzo de 2022).
- [54] «Coeficiente de rendimiento - Factor de calidad de la instalación fotovoltaica», p. 9. <https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-es-11.pdf>
- [55] E. V. Ortiz, «Huerta fotovoltaica de 1,2 Mw, con seguimiento solar y conexión a red en Sevilla», p. 46.
- [56] «Julio 2020 - Archivo mensual». <https://www.registroficial.gob.ec/index.php/publicaciones/monthlyarchive/07/2020/limit,limit,limit,limit,5?start=110> (accedido 20 de marzo de 2022).
- [57] M. L. Díaz Delgado y C. G. Mora Castro, «Gestión energética aplicada a la operación del edificio del Ministerio de Ambiente (Quito-Ecuador)», jul. 2015, Accedido: 18 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/11175>
- [58] «Tasas de Interés». <https://www.bce.fin.ec/index.php/component/k2/item/148-tasas-de-inter%C3%A9s> (accedido 1 de abril de 2022).
- [59]« PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELECTRICAS DE DISTRIBUCION CODIFICADO.pdf https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/07/P-Tarifario-SPEE-2019_Codif.pdf (accedido abr. 11, 2021).
- [60] « SIMULADOR DE CRÉDITOS - BANCO PICHINCHA» <https://www.pichincha.com/portal/simuladores/simulador-de-creditos/code/>

ANEXOS

ANEXO A. Ejemplo de planillas de luz emitidas por la EEQ para cada etapa del Club Castillo de Amaguaña.

ETAPA 1

Empresa Eléctrica Quito S.A.E.E.O.
 Matriz: Barroto de las Casas E1-24 y Av. 10 de Agosto
 RUC: 1790053881001
 Contribuyente especial, resolución No. 5368
OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD



K2C0015734870

Nro. Factura: 001-999-029087903
 Nro. dcc. interno: 002530562786
 Fecha de emisión: 03-10-2019
 Fecha de vencimiento: 18-10-2019
 Número de autorización: 0310201901179005388100120019990290879030115928719

Información del consumidor

CUENTA CONTRATO 200015734870

Razón Social: CLUB CASTILLO DE AMAGUAÑA
 RUC: 1790296601001
 Código Único Eléctrico Nacional: 1490001317
 Geocódigo: 1401T001000324

Tipo de tarifa: Acooel
 Dirección del servicio: BTGG031 - BT Comercial con Demanda Horaria
 RM30 VIA SANGOLQUI TAMBILLO - AMAGUAÑA

VALOR A PAGAR \$1718.85

1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público

Número de medidor	90902285	Días facturados	30	Factor de corrección	0.6000
Tipo consumo	hido	Fecha hasta	01-10-2019	Factor de potencia (FP)	0.9914
Fecha desde	02-09-2019				

Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo Int. Transfor.	Consumo Total	Unidad Medida	Monte (\$)
Energía act. hor. A (07h00-18h00)	01-10-2019	767456.86	759509.75	0.00	7947.11	158.84	8106.05	KWh	713.33
Energía act. hor. B (18h00-23h00)	01-10-2019	164352.85	162594.41	0.00	1750.54	35.17	1793.71	KWh	157.85
Energía act. hor. C (22h00-07h00)	01-10-2019	396527.82	392482.05	0.00	4045.57	80.91	4126.48	KWh	288.85
Energía reactiva total	01-10-2019	210110.80	208261.48	0.00	1849.12	0.00	1849.12	KVh	0.00
Demanda máx. hor. A (07h00-18h00)	01-10-2019	69.46	0.00	0.00	69.46	0.00	69.46	KW	0.00
Demanda máx. hor. B (18h00-22h00)	01-10-2019	27.70	0.00	0.00	27.70	0.00	27.70	KW	0.00
Demanda máx. hor. C (22h00-07h00)	01-10-2019	26.26	0.00	0.00	26.26	0.00	26.26	KW	0.00
Demanda facturable	01-10-2019	69.46	0.00	0.00	69.46	1.99	70.85	KW	177.78

2. Valores pendientes

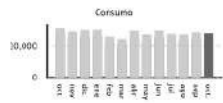

VALORES PENDIENTES (2) 0.00

3. Planes de Financiamiento Autorizados por el Consumidor

PLANES DE FINANCIAMIENTO (3) 0.00

Formas de Pago

FORMA DE PAGO	VALOR	PLAZO	TIEMPO
SIN UTILIZACIÓN DEL SISTEMA FINANCIERO	1447.70	15	días

Servicio Eléctrico y Alumbrado Público

Valor Consumo	1160.03
Comercialización	1.41
Valor Demanda	177.78
Subtotal Servicio Eléctrico (SE)	1339.22
Servicio Alumbrado Público	108.48
Subtotal Alumbrado Público	108.48
Base I.V.A. 0%	0.00
I.V.A. 0%	0.00
TOTAL SE Y AP (1)	1447.70

EL GOBIERNO SUBSIDIA ESTE SERVICIO

Subsidio del Gobierno: Subsidio Tarifa Eléctrica 692.94

TOTAL: 692.94

TOTAL (A)	
Servicio Eléctrico y Alumbrado Público (1)	1447.70
Valores Pendientes (2)	0.00
Planes de Financiamiento (3)	0.00
TOTAL SECTOR ELÉCTRICO (A)	1447.70

Monedajes

Recaudación Terceros

ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

NOTIFICACIÓN DE PAGO DEL TRIBUTO PARA LA TASA DE RECOLECCIÓN DE BASURA DEL MUNICIPIO DEL CANTÓN QUITO

Beneficiario: EMP METROPOLITANA DE ASEO
 R.U.C beneficiario: 1769155510001
 Fecha de Emisión: 03-10-2019
 Cuenta Contrato: 200015734870
 RUC: 1790296601001
 Nombre: CLUB CASTILLO DE

CONCEPTO	VALOR
Tasa de Recolección Basura	265.24
TOTAL RECOLECCIÓN BASURA (5)	265.24

NOTIFICACIÓN DE PAGO DEL TRIBUTO PARA EL CUERPO DE BOMBEROS DEL CANTÓN QUITO

Beneficiario: C. BOMBEROS DISTRITO M QUITO
 R.U.C beneficiario: 1760697950001
 Fecha de Emisión: 03-10-2019
 Cuenta Contrato: 200015734870
 RUC: 1790296601001
 Nombre: CLUB CASTILLO DE

CONCEPTO	VALOR
Contribución Bomberos	5.91
TOTAL CONTRIBUCIÓN BOMBEROS (4)	5.91

RESUMEN DE VALORES A PAGAR	
Total Sector Eléctrico (A)	1447.70
Total Recaudación de Terceros (4+5+6)	271.15
TOTAL A PAGAR (USD)	1718.85

ETAPA 2



Empresa Eléctrica Quito S.A.E.E.Q.
Matriz: Bartolome de las Casas E1-24 y Av. 10 de Agosto
RUC: 1790053881001
Contribuyente especial, resolución No. 5368
OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD



K200015734789

Nro. Factura 001-999-027860679
Nro. doc. interno 002190657724
Fecha de emisión 04-09-2019
Fecha de vencimiento 19-09-2019
Número de autorización 0409201901179005388100120019990278606790115928717

Información del consumidor

VALOR A PAGAR \$3732.87

CUENTA CONTRATO 200015734789

Razón Social CLUB CASTILLO DE AMAGUAÑA
RUC 1790296601001
Código Único Eléctrico Nacional 1490001315
Geocódigo

Tipo de tarifa Arconel
Dirección del servicio

BTCGCD31 - BT Comercial con Demanda Horaria
SUCRE SN S14 GRAL RUMIÑAHUI PB - AMAGUAÑA

1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público

Número de medidor 90000743
Tipo consumo leído
Fecha desde 02-08-2019
Días facturados 31
Fecha hasta 01-09-2019
Factor de multiplicación 40.00
Factor de corrección 0.8740
Factor de potencia (FP) 0.9374

Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo Int. Transfor.	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)
Energía act. hor. A (07h00-18h00)	01-09-2019	258.88	527668.23	0.00	14885.38	297.71	15183.09	KWH	1336.11
Energía act. hor. B (18h00-22h00)	01-09-2019	95.34	188993.19	0.00	5261.67	105.23	5366.90	KWH	472.29
Energía act. hor. C (22h00-07h00)	01-09-2019	205.32	353623.35	0.00	11450.60	229.01	11679.61	KWH	817.57
Energía reactiva total	01-09-2019	212.76	452508.65	0.00	11973.72	0.00	11973.72	KVR	0.00
Demanda máx. hor. A (07h00-18h00)	01-09-2019	1.92	0.00	0.00	1.92	0.00	1.92	KW	0.00
Demanda máx. hor. B (18h00-22h00)	01-09-2019	1.68	0.00	0.00	1.68	0.00	1.68	KW	0.00
Demanda máx. hor. C (22h00-07h00)	01-09-2019	1.48	0.00	0.00	1.48	0.00	1.48	KW	0.00
Demanda facturable	01-09-2019	76.84	0.00	0.00	76.84	1.54	78.38	KW	286.48

2. Valores pendientes

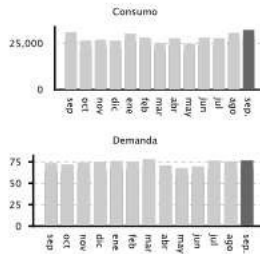
VALORES PENDIENTES (2) 0.00

3. Planes de Financiamiento Autorizados por el Consumidor

PLANES DE FINANCIAMIENTO (3) 0.00

Formas de Pago

FORMA DE PAGO	VALOR	PLAZO	TIEMPO
SIN UTILIZACIÓN DEL SISTEMA FINANCIERO	3149.88	15	días



Servicio Eléctrico y Alumbrado Público

Valor Consumo	2625.97
Comercialización	1.41
Valor Demanda	286.48
Subtotal Servicio Eléctrico (SE)	2913.86
Servicio Alumbrado Público	236.02
Subtotal Alumbrado Público	236.02
Base I.V.A. 0%	3149.88
I.V.A. 0%	0.00
TOTAL SE Y AP (1)	3149.88

TOTAL (A)	
Servicio Eléctrico y Alumbrado Público (1)	3149.88
Valores Pendientes (2)	0.00
Planes de Financiamiento (3)	0.00
TOTAL SECTOR ELÉCTRICO (A)	3149.88



Mensajes

Recaudación Terceros

ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

NOTIFICACIÓN DE PAGO DEL TRIBUTO PARA LA TASA DE RECOLECCIÓN DE BASURA DEL MUNICIPIO DEL CANTÓN QUITO	
Beneficiario	EMP METROPOLITANA DE ASEO
R.U.C beneficiario.	1768155310001
Fecha de Emisión	04-09-2019
Cuenta Contrato	200015734789
RUC	1790296601001
Nombre	CLUB CASTILLO DE
CONCEPTO	VALOR
Tasa de Recolección Basura	577.08
TOTAL RECOLECCIÓN BASURA (5)	577.08

NOTIFICACIÓN DE PAGO DEL TRIBUTO PARA EL CUERPO DE BOMBEROS DEL CANTÓN QUITO	
Beneficiario	C. BOMBEROS DISTRITO M QUITO
R.U.C beneficiario.	1768097950001
Fecha de Emisión	04-09-2019
Cuenta Contrato	200015734789
RUC	1790296601001
Nombre	CLUB CASTILLO DE
CONCEPTO	VALOR
Contribución Bomberos	5.91
TOTAL CONTRIBUCIÓN BOMBEROS (4)	5.91

RESUMEN DE VALORES A PAGAR	
Total Sector Eléctrico (A)	3149.88
Total Recaudación de Terceros (4+5+6)	582.99
TOTAL A PAGAR (USD)	3732.87

ETAPA 3



Empresa Eléctrica Quito S.A.E.E.Q.
Matriz: Bartolome de las Casas E1-24 y Av. 10 de Agosto
RUC: 1790053881001
Contribuyente especial, resolución No. 5368
OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD



K200015775378

Nro. Factura 001-999-021886484
Nro. doc. Interno 002200470642
Fecha de emisión 03-04-2019
Fecha de vencimiento 18-04-2019
Número de autorización
0304201901179005388100120019990218864840115928711

Información del consumidor

VALOR A PAGAR \$1299.89

CUENTA CONTRATO

200015775378

Razón Social CLUB CASTILLO DE AMAGUANA
RUC 1790296601001
Código Único Eléctrico Nacional 1490002248
Geocódigo 14011004000352

Tipo de tarifa Arconel
Dirección del servicio

BTCGCD31 - BT Comercial con Demanda Horaria
KM 30 VIA SANGOLQUI TAMBILLO - AMAGUANA

1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público

Número de medidor 90001936
Tipo consumo leído
Fecha desde 02-03-2019
Días facturados 31
Fecha hasta 01-04-2019
Factor de corrección 0.8479
Factor de potencia (FP) 0.9551

Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo Int. Transfer.	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)
Energía act. hor. A (07h00-18h00)	01-04-2019	402167.14	396718.79	0.00	5448.35	108.97	5557.32	KWH	489.04
Energía act. hor. B (18h00-22h00)	01-04-2019	160537.27	158675.35	0.00	1861.91	37.24	1899.15	KWH	167.13
Energía act. hor. C (22h00-07h00)	01-04-2019	244638.07	241330.48	0.00	3307.59	66.15	3373.74	KWH	236.16
Energía reactiva total	01-04-2019	221207.14	217848.49	0.00	3358.65	0.00	3358.65	KVAr	0.00
Demanda máx. hor. A (07h00-18h00)	01-04-2019	43.25	0.00	0.00	43.25	0.00	43.25	KW	0.00
Demanda máx. hor. B (18h00-22h00)	01-04-2019	36.67	0.00	0.00	36.67	0.00	36.67	KW	0.00
Demanda máx. hor. C (22h00-07h00)	01-04-2019	21.84	0.00	0.00	21.84	0.00	21.84	KW	0.00
Demanda facturable	01-04-2019	43.26	0.00	0.00	43.26	0.87	44.12	KW	156.45

2. Valores pendientes

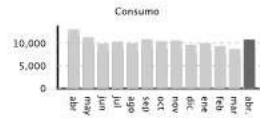
VALORES PENDIENTES (2) 0.00

3. Planes de Financiamiento Autorizados por el Consumidor

PLANES DE FINANCIAMIENTO (3) 0.00

Formas de Pago

FORMA DE PAGO	VALOR	PLAZO	TIEMPO
SIN UTILIZACION DEL SISTEMA FINANCIERO	1085.98	15	días



Servicio Eléctrico y Alumbrado Público

Valor Consumo	892.33
Comercialización	1.41
Valor Demanda	156.45
Subtotal Servicio Eléctrico (SE)	1050.19
Servicio Alumbrado Público	35.79
Subtotal Alumbrado Público	35.79
Base I.V.A. 0%	1085.98
I.V.A. 0%	0.00
TOTAL SE Y AP (1)	1085.98

TOTAL (A)	
Servicio Eléctrico y Alumbrado Público (1)	1085.98
Valores Pendientes (2)	0.00
Planes de Financiamiento (3)	0.00
TOTAL SECTOR ELÉCTRICO (A)	1085.98



Subsidio del Gobierno
Subsidio Tarifa Eléctrica 538.34-
TOTAL: 538.34

Mensajes

Recaudación Terceros

ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA

NOTIFICACIÓN DE PAGO DEL TRIBUTO PARA LA TASA DE RECOLECCIÓN DE BASURA DEL MUNICIPIO DEL CANTÓN QUITO	
Beneficiario	EMP METROPOLITANA DE ASEO
R.U.C beneficiario	1768155310001
Fecha de Emisión	03-04-2019
Cuenta Contrato	200015775378
RUC	1790296601001
Nombre	CLUB CASTILLO DE
CONCEPTO	VALOR
Tasa de Recolección Basura	208.00
TOTAL RECOLECCIÓN BASURA (5)	208.00

NOTIFICACIÓN DE PAGO DEL TRIBUTO PARA EL CUERPO DE BOMBEROS DEL CANTÓN QUITO	
Beneficiario	C. BOMBEROS DISTRITO M QUITO
R.U.C beneficiario	1768097950001
Fecha de Emisión	03-04-2019
Cuenta Contrato	200015775378
RUC	1790296601001
Nombre	CLUB CASTILLO DE
CONCEPTO	VALOR
Contribución Bomberos	5.91
TOTAL CONTRIBUCIÓN BOMBEROS (4)	5.91

RESUMEN DE VALORES A PAGAR	
Total Sector Eléctrico (A)	1085.98
Total Recaudación de Terceros (4+5+6)	213.91
TOTAL A PAGAR (USD)	1299.89

ANEXO B. Ficha técnica del panel solar Jinko Solar Tiger Pro JKM405M-54HL4

www.jinkosolar.com



Tiger Pro 54HC

395-415 Watt

MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0-+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)
 ISO9001:2015: Quality Management System
 ISO14001:2015: Environment Management System
 ISO45001:2018: Occupational health and safety management systems



MBB HC Technology

Key Features

<div style="display: flex; align-items: center; margin-bottom: 10px;">  <div style="margin-left: 10px;"> <p>Multi Busbar Technology</p> <p>Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.</p> </div> </div> <hr/> <div style="display: flex; align-items: center; margin-bottom: 10px;">  <div style="margin-left: 10px;"> <p>Reduced Hot Spot Loss</p> <p>Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot-spot loss and better temperature coefficient.</p> </div> </div> <hr/> <div style="display: flex; align-items: center; margin-bottom: 10px;">  <div style="margin-left: 10px;"> <p>PID Resistance</p> <p>Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.</p> </div> </div>	<div style="display: flex; align-items: center; margin-bottom: 10px;">  <div style="margin-left: 10px;"> <p>Durability Against Extreme Environmental Conditions</p> <p>High salt mist and ammonia resistance.</p> </div> </div> <hr/> <div style="display: flex; align-items: center; margin-bottom: 10px;">  <div style="margin-left: 10px;"> <p>Enhanced Mechanical Load</p> <p>Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).</p> </div> </div> <hr/> <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;">      </div>
---	--

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

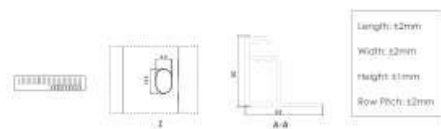
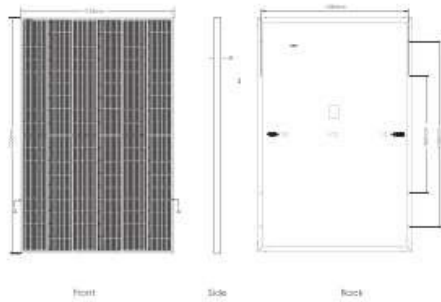


15 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

Engineering Drawings

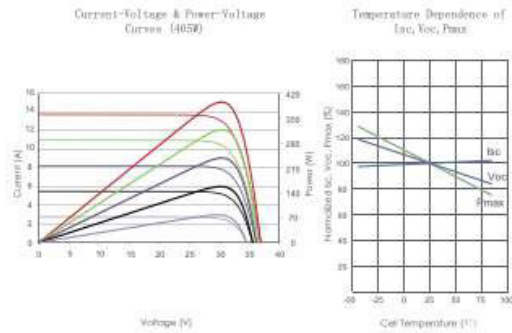


Packaging Configuration

[Two pallets = One stack]

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 936pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	108 (2x54)
Dimensions	1722×1134×30mm (67.80×44.65×1.18 inch)
Weight	22.0 kg (48.50 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM395M-54HL4		JKM400M-54HL4		JKM405M-54HL4		JKM410M-54HL4		JKM415M-54HL4	
	JKM395M-54HL4-V	JKM400M-54HL4-V	JKM405M-54HL4-V	JKM410M-54HL4-V	JKM415M-54HL4-V	JKM395M-54HL4-V	JKM400M-54HL4-V	JKM405M-54HL4-V	JKM410M-54HL4-V	JKM415M-54HL4-V
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	395Wp	294Wp	400Wp	298Wp	405Wp	301Wp	410Wp	305Wp	415Wp	309Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.32V	28.26V	30.42V	28.42V	30.52V	28.56V	30.62V	28.72V	30.79V	28.88V
Maximum Power Current (Imp)	13.03A	10.40A	13.15A	10.47A	13.27A	10.55A	13.39A	10.62A	13.48A	10.69A
Open-circuit Voltage (Voc)	36.90V	34.83V	36.98V	34.90V	37.06V	34.98V	37.14V	35.05V	37.31V	35.21V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.76A	11.13A	13.85A	11.19A	13.92A	11.24A	14.01A	11.32A
Module Efficiency STC (%)	20.23%		20.48%		20.74%		21.00%		21.25%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM395-415M-54HL4-(V)-F2.1-EN

ANEXO C. Ficha técnica del inversor Fronius Primo 15.0-1 208-240 Lite 4,210,078,801

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS PRIMO
EL FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR RESIDENCIAL ESTÁ AQUÍ



/ PC Board
Proceso de reemplazo



/ SnapInverter
Sistema de instalación



/ Integrated Data
Comunicación



/ Superflex
Diseño



/ Smart Grid & NEC
Certificación 2014



/ AFCI
Integrado

Con rangos de potencia desde 3.8 kW a 15.0 kW, el Fronius Primo es el inversor compacto monofásico sin transformador ideal para aplicaciones residenciales. Su diseño está basado en el sistema de instalación SnapInverter, el cual permite instalaciones y reparaciones sencillas y seguras.

El Fronius Primo tiene características únicas como dos seguidores de máxima potencia, alto voltaje de sistema, un amplio rango de voltaje de entrada y puede instalarse en interior y exterior. Como funciones estándar incluye interfaces Wi-Fi®* y SunSpec Modbus para monitoreo y datalogging, interrupción de circuito por falla de arco (AFCI) probada en campo, certificación NEC 2014 y la plataforma en línea para monitoreo móvil Solar.web. Está diseñado para adaptarse a requerimientos futuros, por lo cual ofrece una solución completa a los cambios de normativas e innovaciones técnicas del mañana. También es compatible con la caja de apagado rápido Fronius Rapid Shutdown Box.

DATOS TÉCNICOS

DATOS GENERALES	FRONIUS PRIMO 3.8 - 8.2	FRONIUS PRIMO 10.0 - 15.0
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	50.5 x 63 x 20.6 centímetros	51.05 x 72.39 x 22.60 centímetros
Peso (kg)	21.45	37.42
Grado de protección	NEMA 4X	
Consumo durante la noche	< 1 W	
Tipología de inversor	Sin transformador	
Enfriamiento	Velocidad de ventilador variable	
Instalación	Interior y exterior	
Rango de operación a temperatura ambiente	-40°F - 131°F (-40 - 55°C)	-40 - 140°F (-40 - 60°C)
Humedad permitida	0 - 100 % (sin condensación)	
Terminales de conexión CD	4x CD+ y 4x CD- terminales de tornillo para cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)	4x CD+1, 2x CD+2 y 6x CD- terminales de tornillo para cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)
Terminales de conexión CA	Terminales de tornillo 12-6 AWG	
Certificaciones y cumplimiento de estándares	UL 1741-2010, UL1998 (para funciones: AFCI monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22, 2 No. 107.1-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2 - 2013, CSA T11 M-07 Issue 1 - 2013.	UL 1741-2015, UL1998 (para funciones: AFCI, RCMU y monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22, 2 No. 107.1-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2 - 2013, CSA T11 M-07 Issue 1 - 2013.

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS PRIMO
AFCI y NEC 2014	Sí
Desconexión de CD	Sí
Protección contra polaridad inversa de CD	Sí
Protección contra fallas de tierra con interruptor de monitor de aislamiento	Sí

INTERFACES	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS PRIMO
Wi-Fi*/Ethernet/Serrial	Estándar inalámbrico 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
6 entradas y 4 E/S digitales	Administración de carga, señales, E/S multipropósito
USB (Socket)	Actualización de software y datalogging vía USB
2x RS422 (RJ45 socket)	Fronius Solar Net, protocolo de interface
Datalogger y servidor web	Incluidos

* El término Wi-Fi es una marca registrada de la Alianza Wi-Fi

DATOS TÉCNICOS

DATOS DE ENTRADA		PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Potencia FV recomendada (kWp)		3.0 - 6.0 kW	4.0 - 7.8 kW	4.8 - 9.3 kW	6.1 - 11.7 kW	6.6 - 12.7 kW
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)				18 A / 18 A		
CD total máxima				36 A		
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 Imax) (MPPT 1/MPPT 2)				22.5 A / 22.5 A		
Rango de voltaje operacional				80 V* - 600 V		
Voltaje de entrada máximo				600 V		
Voltaje nominal de entrada		410 V			420 V	
Tamaño admisible de conductor de CD				AWG 14 - AWG 6		
Rango de voltaje MPP		200 - 480 V	240 - 480 V		250 - 480 V	270 - 480 V
Número de MPPT				2		
* Comenzando con el número de serie Z6170960; anterior: 150 V						
DATOS DE SALIDA		PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Potencia máxima de salida	208	3800 W	5000 W	6000 W	7600 W	7900 W
	240	3800 W	5000 W	6000 W	7600 W	8200 W
Corriente continua máxima de salida	208	18.3 A	24.0 A	28.8 A	36.5 A	38.0 A
	240	15.8 A	20.8 A	25.0 A	31.7 A	34.2 A
Capacidad de interruptor de CA	208	25 A	30 A	40 A	50 A	50 A
	240	20 A	30 A	35 A	40 A	45 A
Eficiencia máxima		96.7 %		96.9 %		97.0 %
Eficiencia CEC		95.0 %	95.5 %		96.0 %	96.5 %
Tamaño admisible de conductor de CA				AWG 14 - AWG 6		
Conexión a red (U _{ref})				208 / 240		
Frecuencia (f)				60 Hz		
Distorsión armónica total				+5.0 %		
Factor de potencia (cos φ _{ref}) predeterminado				1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.)		
DATOS DE ENTRADA		PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1	
Potencia FV recomendada (kWp)		8.0 - 12.0 kW	9.1 - 13.7 kW	10.0 - 15.0 kW	12.0 - 18.0 kW	
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)				33.0 A / 18.0 A		
CD total máxima				51 A		
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 Imax) (MPPT 1/MPPT 2)				41.3 A / 22.5 A		
Rango de voltaje operacional				80 V - 600 V		
Voltaje de entrada máximo				600 V		
Voltaje nominal de entrada		415 V	420 V	425 V	440 V	
Tamaño admisible de conductor de CD		AWG 14 - AWG 6 cobre directo, AWG 6 aluminio directo (AWG 10 cobre o AWG 8 aluminio para dispositivos protectores de sobrecorriente de hasta 60 A, de 61 a 100 A mínimo AWG 8 para cobre o AWG 6 aluminio debe ser usado), AWG 4 - AWG 2 cobre o aluminio con combinadas de entrada opcional				
Rango de voltaje MPP		220 - 480 V	240 - 480 V	260 - 480 V	320 - 480 V	
Número de MPPT				2		
DATOS DE SALIDA		PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1	
Potencia máxima de salida	208	9995 W	11400 W	12500 W	13750 W	
	240	9995 W	11400 W	12500 W	15000 W	
Corriente continua máxima de salida	208	48.1 A	47.5 A	60.1 A	66.1 A	
	240	41.6 A	54.8 A	52.1 A	62.5 A	
Capacidad de interruptor de CA	208		70 A	70 A	80 A	
	240		60 A	35 A	40 A	
Eficiencia máxima				96.7 %		
Eficiencia CEC			96.0 %		96.5 %	
Tamaño admisible de conductor de CA		AWG 10 - AWG 2 cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) (AWG 10 cobre o AWG 8 aluminio para dispositivos protectores de sobrecorriente de hasta 60 A, de 61 a 100 A mínimo AWG 8 para cobre o AWG 6 aluminio debe ser usado), AWG 6 - AWG 2 cobre (sólido / trenzado) Cableado multi contacto es posible con AWG 12				
Conexión a red (U _{ref})				208 / 240		
Frecuencia (f)				60 Hz		
Distorsión armónica total				+2.5 %		
Factor de potencia (cos φ _{ref}) predeterminado				1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.)		

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3,000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1,000 patentes concebidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo, visite www.fronius.com

Fronius México S.A. de C.V.
Fronius Monterrey
 Carretera Monterrey Saltillo 3279E
 66367 Santa Catarina, N.L.
 México
 Teléfono +52 81 8882 8200
ventas.mexico@fronius.com
www.fronius.mx

Fronius Puebla
 Calle 4 Pte. 2904, Col. Amor
 72140 Puebla, Puebla
 México
 Teléfono +52 222 268 7664
ventas.mexico@fronius.com

Fronius International GmbH
 Froniusplatz 1
 4600 Wels
 Austria
 Teléfono +43 7242 241-0
 Fax +43 7242 241-3940
sales@fronius.com
www.fronius.com

Fronius e imágenes según el estado técnico en el momento de la impresión. Sujeto a modificaciones. No podemos garantizar la exactitud de todos los datos a pesar de su cuidadosa selección. Declinamos por ello cualquier responsabilidad. Copyright © 2015 Fronius AG. Todos los derechos reservados.

ORDEN DE EMPASTADO