

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA
RED PARA EL AUTOABASTECIMIENTO DE DOS EMPRESAS DEL
SECTOR AGROINDUSTRIAL**

**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA
RED PARA LA FÁBRICA DE VINOS DE MORTIÑO “EL ÚLTIMO
INCA”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA ELÉCTRICA**

JUDY ELIZABETH QUEVEDO IRAZÁBAL

judy.quevedo@epn.edu.ec

DIRECTOR: PATRICIA ELIZABETH OTERO VALLADARES

patricia.otero@epn.edu.ec

DMQ, febrero 2021

CERTIFICACIONES

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

ELIZABETH QUEVEDO

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por NQUEVEDO IRAZABAL JUDY ELIZABETH, bajo mi supervisión.

MGS. PATRICIA OTERO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

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

JUDY ELIZABETH QUEVEDO IRAZÁBAL

PATRICIA ELIZABETH OTERO VALLADARES

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi padre, por siempre haber creído y confiado en mí, y brindarme su apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por siempre darme la fortaleza necesaria en los momentos de dificultad.

A mis padres por brindarme todo el apoyo moral y económico que estuvo a su alcance.

A mi tutora, Mgs. Patricia Otero, por todos sus conocimientos y predisposición en el desarrollo de este trabajo, demostrando que no solo es una gran profesional sino también es un gran ser humano.

A las maravillosas personas que conocí a lo largo de mi vida universitaria y se convirtieron en mis compañeros y amigos, Samantha, Sebastián, Bryan y Kevin, gracias por hacer de este proceso un camino más fácil, dentro y fuera de las aulas, con su apoyo en los momentos más difíciles y compartir mi alegría en los momentos de felicidad.

A mi cuñado Danilo, por siempre entenderme y estar presto a apoyarme en cualquier situación.

A todos mis hermanos por su ayuda y cariño, especialmente a mi hermano Lucas, mi cuñada Inés y mi sobrina Daniela, por haberme recibido en su casa como a una hija más cuando empezaba mis estudios universitarios.

Y finalmente, pero no menos importante, mi infinito agradecimiento a mi hermana Lucia, por estar siempre presente, por ser mi guía, mi ejemplo, y mi soporte en cualquier situación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo general	2
1.2 Objetivos específicos	2
1.3 Alcance	2
1.4 Marco teórico	3
1.4.1 Generación distribuida en el Ecuador y Regulación Vigente.....	3
1.4.2 Energías Fotovoltaica.....	4
1.4.3 Sistemas de Generación Fotovoltaica Conectados a la Red.....	5
1.4.4 System Model Advisor (SAM)	6
2 METODOLOGÍA.....	8
2.1 Ubicación Geográfica del proyecto.....	8
2.2 Determinación de la demanda.....	9
2.3 Recopilación de datos del recurso solar disponible en la zona.....	10
2.4 Orientación e inclinación del generador fotovoltaico.....	10
2.5 Irradiancia incidente efectiva	11
2.6 Selección del modelo de panel fotovoltaico y corrección de parámetros acorde a la ubicación geográfica	13
2.7 Sombras sobre el generador fotovoltaico	16
2.8 Potencia a generar y arreglo de paneles	18
2.9 Selección del área para la colocación del generador fotovoltaico.....	19
2.9.1 Área disponible en el techo en el área de producción.....	19
2.9.2 Número de paneles fotovoltaicos posibles a colocar en el techo.....	19
2.9.3 Breve análisis estructural de la construcción.....	21
2.10 Selección de una nueva área y número de paneles fotovoltaicos posibles a colocar en la misma	23
2.11 Cálculo de la energía mensual mínima que se requiere.....	26
2.12 Cálculo y selección de inversores	27

2.13	Configuración del arreglo de paneles fotovoltaicos	29
2.13.1	Arreglos en serie.....	29
2.13.2	Arreglos en paralelo	30
2.14	Capacidad nominal instalada	31
3	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	32
3.1	Resultados	32
3.2	Conclusiones	43
3.3	Recomendaciones	44
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	45
	ANEXO I	47
	ANEXO II	49
	ANEXO III	51

RESUMEN

La implementación de energías renovables en el mundo crece cada día más y en nuestro país no debe ser la excepción, ya sea por motivos de cambio de la matriz productiva o porque simplemente es viable económicamente.

La empresa de vinos de mortiño “El Último Inca”, se encuentra ubicada en el cantón Sigchos, provincia de Cotopaxi, en dónde se registra un promedio de 4.65 [$kWh/m^2/día$] de irradiancia global horizontal, lo cual hace de esta locación, un lugar óptimo para la colocación de un sistema fotovoltaico para autoabastecimiento de la empresa, que consume un promedio diario de 30.60 [$kWh/día$].

Se procede con el cálculo del recurso solar, y acorde, tanto a la demanda promedio como a los parámetros definidos en la Regulación ARCERNNR 013/2021, se realiza el cálculo de los equipos a implementarse según la disponibilidad de estos, en el mercado ecuatoriano, finalmente, a través del software System Advysor Model, obtener el análisis técnico-económico y determinar la viabilidad del proyecto.

PALABRAS CLAVE: energías renovables, sistema fotovoltaico, recurso solar, energías alternativas, módulos, paneles solares, inversor, autoconsumo.

ABSTRACT

The implementation of renewable energies in the world is growing every day and, in our country, it should not be the exception, either for reasons of change in the productive matrix or because it is simply economically viable.

The “El Último Inca” wine company, is located in the Sigchos, Cotopaxi province, where an average of $4.65 [kWh/m^2/día]$ of global horizontal irradiance is recorded, which makes this location, an optimal place for the installation of a photovoltaic system for the company's self-supply, which consumes a daily average of $30.60 [kWh/día]$.

The calculation of the solar resource is proceeded, and according to both the average demand and the parameters defined in Regulation ARCERNR 013/2021, the calculation of the equipment to be implemented is carried out according to the availability of these, in the Ecuadorian market, Finally, through the System Advisor Model software, the technical-economic analysis is obtained and the feasibility of the project is determined.

KEYWORDS: Renewable energy, photovoltaic system, solar resource, alternative energy, modules, solar panels, inverter, self-consumption.

1 INTRODUCCIÓN

Un sistema fotovoltaico de autoconsumo conectado a la red es un sistema de generación de energía eléctrica, basado en el aprovechamiento del recurso solar presente en el sitio de instalación, que tiene como fin abastecer a la carga, en lugar de que tome energía de la red de distribución y de existir excedentes entregarlos a la red. De esta forma la carga puede abastecerse de su propia generación o de la red de distribución [1].

Debido al avance en las tecnologías de aprovechamiento de la energía solar y la estratégica ubicación del Ecuador sobre la línea ecuatorial, se puede considerar que un aprovechamiento fotovoltaico para autoconsumo sería viable técnica y económicamente, dado que la radiación solar se recibe directamente con un ángulo óptimo para el aprovechamiento, que gran parte del año es constante y de un promedio considerablemente bueno [2]. Se busca realizar el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para el autoabastecimiento energético de la empresa de vinos de mortiño "El Último Inca".

El tipo de carga que será alimentada por el sistema fotovoltaico a diseñarse en el presente trabajo de integración curricular es una carga industrial de mediana escala [3]. El proceso de fabricación de los vinos de mortiño de la empresa mencionada consta de las siguientes etapas: prensado del mortiño, en donde se aplica presión a la fruta por medio de una prensa con el objetivo de extraer todo el zumo posible; fermentación, en donde se añaden sulfitos para realizar el proceso de transformación de ácido málico en ácido láctico; clarificación en cubas de sedimentación, filtración final y almacenamiento en barriles. El proceso se puede representar como una carga mayormente inductiva

Por otra parte, el estado ecuatoriano incentiva al sector público y privado, el uso e implementación de tecnologías amigables con el medio ambiente y energías provenientes de fuentes renovables no convencionales a través de la regulación Nro. ARCERNNR 001/2021 "Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica" [1].

Se realizará el estudio de demanda a través de las planillas eléctricas para determinar las dimensiones del sistema solar fotovoltaico de autoconsumo, se elaborará un presupuesto y se realizará un análisis económico considerando la regulación Nro. ARCERNNR 001/2021, para determinar la viabilidad del proyecto.

Como herramienta de apoyo para realizar el diseño y el análisis económico del sistema se utilizará el software System Advisor Model (SAM), que posee varios modelos informáticos desarrollados en NREL y otras organizaciones, utilizado para proyectos de energía renovable conectados a la red, en donde, cada modelo de rendimiento representará de una parte del sistema físico y cada modelo financiero representará la estructura financiera del proyecto a diseñar, para el cuál se requerirán datos de entrada a través de los cuales se determinarán las características técnicas de los equipos y los costos del proyecto. Además, a través de SAM se puede descargar automáticamente los datos meteorológicos de bases de datos en línea [6]. Entonces se utilizará el software SAM para simular la producción y consumo de energía y se realizará la evaluación económica para determinar la viabilidad del proyecto.

1.1 Objetivo general

Diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red para la fábrica de vinos de mortiño “El Último Inca”.

1.2 Objetivos específicos

1. Realizar una investigación bibliográfica acerca de la energía fotovoltaica y los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
2. Realizar un estudio de demanda para determinar la potencia instalada requerida.
3. Realizar el diseño de un sistema de generación fotovoltaica conectado a la red para autoconsumo de la empresa de vinos de mortiño “El último Inca”, con la ayuda del software System Advisor Model.
4. Analizar la viabilidad del proyecto en base a los resultados técnico - económicos de la simulación.

1.3 Alcance

El presente trabajo de integración curricular abarca el estudio y posterior diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para el autoabastecimiento energético de la

empresa de vinos de mortiño "El Último Inca" ubicado a 30 minutos de la cabecera cantonal de Sigchos.

El trabajo consta de varias etapas, empezando por la investigación bibliográfica acerca de los sistemas fotovoltaicos tomando como referencia papers, tesis y publicaciones actuales. Se determina el potencial solar en la zona en la que va a ser instalado el sistema, utilizando la información de radiación solar disponible en las bases de datos del SAM.

Se realiza la recopilación de datos propios de la empresa como la demanda energética y el espacio disponible para la instalación. La información de la demanda energética se obtiene de las planillas mensuales del consumo de energía eléctrica, durante el último año.

En base a la regulación Nro. ARCERNNR-001/2021, y con los datos recopilados se procede al diseño del sistema fotovoltaico a partir del cual obtendremos los datos que posteriormente serán ingresados al SAM para la simulación del sistema y el cálculo del análisis económico en donde se determinará la viabilidad del proyecto.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Generación distribuida en el Ecuador y Regulación Vigente.

No es posible exentar al ser humano de las crisis ambientales, estas han sido vistas como resultado de la confrontación entre la naturaleza y el hombre, a través de sus acciones y esta crisis se define como la incapacidad de la naturaleza para reproducirse al mismo nivel que la sociedad consume sus recursos, por tanto, los límites del crecimiento y el progreso están frente a los límites naturales [2]. Durante esta última década, se han dado cambios importantes en la administración del sector eléctrico, a través de políticas para la implementación de nuevas tecnologías, predominando la generación hidráulica, seguida de la energía térmica, solar, eólica y finalmente, biogás [3].

En [4] se señala que: "La energía es la fuerza elemental y el medio sobre los cuales se construye toda la cultura humana". Según "Institute of Electrical and Electronic Engineers", la generación distribuida es la energía eléctrica generada por pequeñas instalaciones diferentes a las grandes centrales de generación, para así poder conectarse en cualquier lugar [5]. La generación distribuida a pesar de que pareciera ser un concepto nuevo, de una u otra manera se puede decir que empezó en los inicios mismos de la generación eléctrica.

Por otra parte, en el 2015 fue expedida por la asamblea la “Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica”, cuyo objetivo es que el servicio público de energía eléctrica cumpla con los principios constitucionales, entre los más destacados, la continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, eficiencia, etc., establece las normativas para la planificación, ejecución, regulación, control, administración del servicio eléctrico, promueve y ejecuta planes y proyectos de fuentes de energías renovables, así como el establecimiento de mecanismos de energía eficiente [7].

En 2018, a través de la ARCONEL se emite la Regulación Nro. ARCONEL 003/18, denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía”, misma que posteriormente fue sustituida por la Regulación Nro. ARCERNR 013-2021, entrando en vigencia en abril de 2021, cuyo objetivo es definir los requerimientos y las características técnicas necesarias para que un consumidor regulado, instale y opere sistemas de autogeneración distribuida, basados en fuentes de energía renovable, conectados y sincronizados a la red de distribución [1].

1.4.2 Energías Fotovoltaica

La Energía Solar Fotovoltaica es una tecnología que genera corriente continua, por medio de semiconductores cuando éstos son iluminados por un haz de fotones. Mientras la luz incide sobre una célula solar, que es el nombre dado al elemento fotovoltaico individual, se genera potencia eléctrica; cuando la luz se extingue, la electricidad desaparece. Las células solares no necesitan ser cargadas como las baterías. Algunas células solares vienen manteniéndose en operación terrestre o en el espacio desde hace 30 años [8].

Las células solares están hechas de materiales semiconductores, que poseen electrones débilmente ligados ocupando una banda de energía denominada “banda de valencia”. Cuando se aplica un cuanto, de energía por encima de un cierto valor a un electrón de valencia, el enlace se rompe y el electrón pasa a una nueva banda de energía llamada “banda de conducción”. Mediante un contacto selectivo, estos electrones pueden ser llevados a un circuito externo y realizar un trabajo útil, perdiendo así la energía captada y regresando por otro contacto a la banda de valencia con la energía inicial, anterior al proceso de absorción de un fotón luminoso. El flujo de electrones en el circuito exterior se llama corriente de la célula y su producto por el voltaje con el que se liberan los electrones por los contactos selectivos determina la potencia generada. Todo esto ocurre a temperatura ambiente y sin partes móviles, pues las células solares, que convierten en electricidad sólo una parte de la energía de los fotones absorbidos se calientan sólo unos

25-30°C por encima de la temperatura ambiente. La estructura típica de una célula solar es una unión pn similar a los diodos semiconductores, pero no necesariamente la única posible. En las aplicaciones fotovoltaicas, las células solares se interconectan y encapsulan en elementos llamados módulos fotovoltaicos, que es el producto final vendido al usuario. Estos módulos producen corriente continua que suele transformarse en corriente alterna, más útil, mediante un dispositivo electrónico llamado inversor u ondulator. [8].

La Energía Solar Fotovoltaica presenta ventajas e inconvenientes tanto técnicas como no técnicas. A menudo, las ventajas y desventajas son diametralmente opuestas a las de las centrales convencionales de fuel. Por ejemplo, las plantas de combustibles fósiles provocan emisiones peligrosas para el medio ambiente, usan una fuente limitada, su coste tiende a crecer y no son modulares, es decir, no se pueden hacer plantas pequeñas. La Energía Solar Fotovoltaica no tiene ninguno de esos problemas; por el contrario, tiene la desventaja de su difícil almacenamiento. Por último, coinciden en ser ambas tecnologías muy fiables [8].

1.4.3 Sistemas de Generación Fotovoltaica Conectados a la Red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica tienen como objetivo principal maximizar anualmente la producción de energía eléctrica que es inyectada a la red. Las principales aplicaciones de estos sistemas son para Tejados en viviendas (integración en edificios), en los que la instalación está físicamente situada en un edificio que habitualmente se encuentra en un entorno urbano. Plantas de generación de energía (centrales fotovoltaicas), en las que la instalación FV funciona como una central convencional de generación de energía en el sentido de que inyecta toda la producción eléctrica a la red. No obstante, existen también otro tipo de aplicaciones en las cuales los módulos fotovoltaicos son utilizados como elementos constructivos en diversos entornos urbanos tales como barreras anti-sonido en autopistas y vías de tren, cubiertas de piscinas y aparcamientos, etc. Además de la maximización anual de la energía generada, también se han de tener en cuenta otros aspectos como la integración arquitectónica y con el entorno, las posibles pérdidas por sombreado, difícilmente evitables en muchos casos de sistemas integrados en edificios, aspectos de seguridad y calidad de la energía generada, así como la ausencia de efectos perturbadores de la red eléctrica [9].

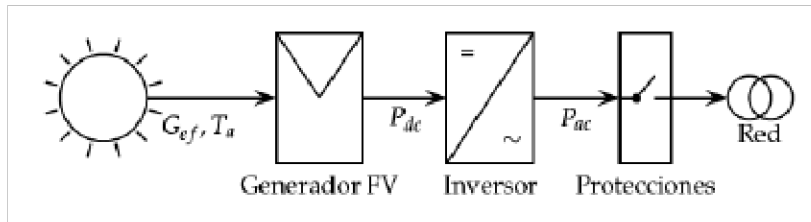


Fig. 1.1. Esquema básico de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica [10]

Inversor para sistemas fotovoltaicos conectados a la red: Los inversores están conectados por un lado en DC, directamente al generador fotovoltaico, transforman esta corriente en AC e inyectarán la potencia a la carga. Se debe optimizar el aprovechamiento del recurso solar y el generador por lo que se debe asegurar que el inversor este trabajando en su punto de máxima potencia (MPPT) pero siempre cuidando la calidad de la energía (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia, bajas interferencias electromagnéticas), además de cumplir con las normas de seguridad para las personas equipos [9].

Para la conexión entre el sistema fotovoltaico y la red, se requieren interfaces inteligentes que permitan que la red maneje flujos bidireccionales de energía y comunicación, el inversor debe operar en ciertos rangos de frecuencia y voltaje, de salida, que acorde a la norma vigente la distorsión armónica de corriente está entre el 2 y el 5 [%] [11].

Módulos Fotovoltaicos: El módulo fotovoltaico es el resultado de asociar un grupo de celdas fotovoltaicas en serie y paralelo, con sus dispositivos de protección, y representa la unidad de conversión en este sistema de generación. La energía obtenida depende de la radiación solar, la temperatura de la celda y el voltaje producido en el módulo fotovoltaico [12].

1.4.4 System Model Advisor (SAM)

El SAM es un modelo de software gratuito, en donde se puede modelar muchos diversos tipos de sistemas de energía renovable, desde sistemas fotovoltaicos en pequeños tejados residenciales hasta grandes sistemas a escala de servicio [10].

Cuenta con librerías en las que dispone de una extensa base de datos de las diferentes marcas de módulos solares, así como también de inversores por lo que fácilmente se puede encontrar el modelo exacto que está disponible en el mercado, también dispone de una librería en la que se encuentran los datos de irradiancia o a su vez se puede descargar estos datos de cualquier parte del mundo, en NREL y posteriormente cargarlo a la librería para que estos datos puedan ser utilizados en el modelamiento del sistema.

Entre sus diversas funciones están la posibilidad de calcular la energía generada y realizar un cálculo financiero para determinar la viabilidad del proyecto, a través de diversos ítems en los cuales se debe ingresar la información necesaria para que SAM pueda hacer el cálculo, los datos financieros son sencillos, únicamente hay que estar al día con temas como incentivos a las energías renovables en el país, tasas de interés, pliegos tarifarios entre otros.

Finalmente, SAM presenta resultados a través de gráficos que pueden ser diagramas de barras, y un resumen del análisis técnico-económico, información bastante amigable con el usuario ya que son de fácil comprensión, pero SAM también entrega información más amplia y detallada, la misma que puede ser desglosada como el usuario lo requiera.

2 METODOLOGÍA

En este capítulo se detalla paso a paso la metodología utilizada para crear el diseño del sistema fotovoltaico para la empresa de vinos “El Último Inca”, en donde constan etapas tales como: Estimación de la demanda, estimación del recurso solar disponible en la zona en donde va a colocarse el sistema fotovoltaico y el dimensionamiento de cada uno de los elementos que conforman el sistema fotovoltaico; etapas en las que se mencionará de manera explícita las actividades realizadas para llegar al diseño final.

2.1 Ubicación Geográfica del proyecto

El sistema fotovoltaico del presente trabajo estará situado en Quinticusig, perteneciente al cantón Sigchos en donde se encuentra la empresa de vinos de mortiño “El Último Inca”, perteneciente a una asociación de habitantes de dicha comunidad, quienes empezaron sus operaciones en el año 2011, Figura 2.1. Las coordenadas geográficas de la empresa, según Google Earth, son las siguientes: latitud $0^{\circ} 0,42'57''S$ y longitud $78^{\circ}52'00''W$.

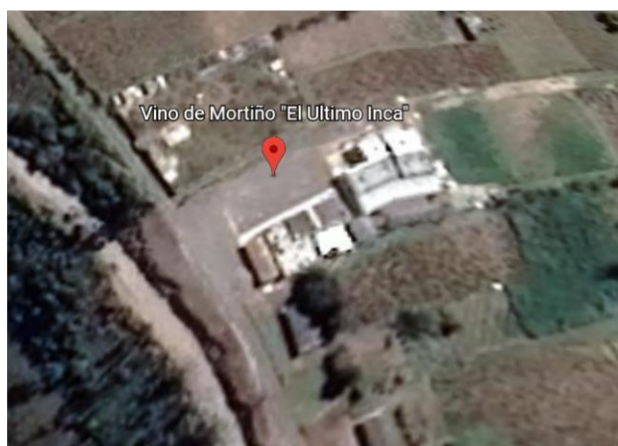


Fig. 2.1. Ubicación comunidad Quinticusig [14]

La empresa cuenta con una construcción en donde se encuentra el área de producción, el techo sería el espacio disponible para la colocación del sistema fotovoltaico. El área señalada en verde, en la Figura 2.2, es el área en donde se ubicarán los paneles, debido a la necesidad de orientarlos hacia el sur, como se explicará más adelante

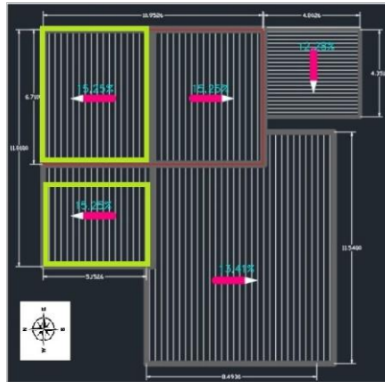


Fig. 2.2. Ubicación del sistema fotovoltaico en la construcción.

2.2 Determinación de la demanda

Según la regulación Nro. ARCERNNR 013/2021 para determinar la potencia nominal del sistema fotovoltaico se puede tomar en cuenta los datos de facturación los últimos 24 meses. Para la ejecución del presente proyecto, se tomarán en cuenta los datos de la Tabla 2.1 correspondiente al consumo eléctrico de los últimos 12 meses, ya que representan un consumo significativamente mayor en relación con los anteriores años, debido a que es una empresa nueva, en crecimiento y apenas despuntó en el mercado de los vinos.

Tabla 2.1. Demanda de energía año 2021

MES	Energía [kWh/mes]	Días	Consumo [kWh/día]
ENERO	1507	31	48,61
FEBRERO	490	28	17,50
MARZO	904	31	29,16
ABRIL	678	30	22,60
MAYO	723	31	23,32
JUNIO	1027	30	34,23
JULIO	850	31	27,42
AGOSTO	729	31	23,52
SEPTIEMBRE	925	30	30,83
OCTUBRE	1058	31	34,13
NOVIEMBRE	953	30	31,77
DICIEMBRE	1206	31	38,90
PROMEDIO CONSUMO [kWh/día]			30,17

2.3 Recopilación de datos del recurso solar disponible en la zona

Como se mencionó en el anterior capítulo, al no contar con una estación meteorológica en la zona en el sitio del proyecto, se utilizará la información de la base de datos NREL, disponible en el software SAM, para la determinación del recurso solar disponible y se presenta estos datos de mensuales en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Irradiancia horizontal global promedio período 2011-2020

MES	GHI [kWh/m ² /día]
ENERO	4,8528
FEBRERO	4,5888
MARZO	4,6176
ABRIL	4,5588
MAYO	4,3415
JUNIO	4,7931
JULIO	5,0146
AGOSTO	5,9422
SEPTIEMBRE	5,8616
OCTUBRE	5,1897
NOVIEMBRE	5,1204
DICIEMBRE	4,7862

A continuación, se mencionan algunos conceptos de energía solar que se deben tomar en cuenta para el diseño.

Irradiancia: Indica la intensidad de radiación solar por unidad de superficie, está dada por [kWh/m²][11].

Irradiación: Es la integral bajo la curva de datos de la Irradiancia, en un período de tiempo determinado, y está dada por [kWh/m²/día, hora, día, mes, año, etc.] [11].

2.4 Orientación e inclinación del generador fotovoltaico

Ecuador, al estar sobre la línea ecuatorial, tiene una posición bastante favorable para aprovechar la energía solar, durante todo el año. Se debe considerar que la posición de los paneles solares debe ser tal que, se reciba la mayor cantidad de radiación solar, para lo cual se toma en cuenta las coordenadas solares, ángulo acimut (α) y el ángulo de inclinación (β).

Coordenadas solares: Sistema de representación que indica las posiciones del sol durante el día, como si este rotara alrededor de la Tierra, siguiendo una trayectoria dentro del plano de la elíptica que forma un ángulo de 23, 45° con la Línea Ecuatorial [16].

Ángulo Acimut (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. [12].

Ángulo de inclinación (β): Es el ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal [12].

Determinación de la orientación e inclinación óptima ($\alpha_{opt}, \beta_{opt}$): 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 2.1 [13]:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * \emptyset \quad (2.1)$$

Donde:

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

\emptyset : Latitud [°] del lugar en el que se colocará el sistema.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * 0,0$$

$$\beta_{opt} = 3,7 [^\circ]$$

El ángulo de inclinación óptimo según la Ecuación 2.1 debería ser 3.7 grados y para nuestro país tendremos siempre resultados similares, pero para efectos de limpieza, mantenimiento, etc., se tomarán 10 [°] como β_{opt} .

2.5 Irradiancia incidente efectiva

Esta se determinará a partir de corrección de la irradiancia global horizontal, considerando algunos aspectos, como perdidas técnicas debido a: orientación, inclinación, niveles de suciedad, transmitancia de vidrio, entre otros. Se hace uso de la Ecuación 2.2 [14].

$$G_{efd}(\beta_{opt}) = \frac{G_d(0)}{(1-4,46*10^{-4}*\beta_{opt}-1,19*10^{-4}*\beta_{opt}^2)} [kWh/m^2/día] \quad (2.2)$$

Donde:

$G_{efd}(\beta_{opt})$: Irradiancia efectiva diaria a condiciones óptimas [$kWh/m^2/día$].

$G_d(0)$: Irradiancia global horizontal diaria tomada de NREL. [$kWh/m^2/día$].

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

Dado que el sistema no se construirá en condiciones ideales, se necesita hacer una corrección para las condiciones de orientación e inclinación calculadas anteriormente, para esto se utilizará la Ecuación 2.3 y la Ecuación 2.4 [10].

$$G_{efd}(\alpha, \beta) = G_{efd}(\beta_{opt}) * [g_1 * (\beta - \beta_{opt})^2 + g_2 * (\beta - \beta_{opt}) + g_3] \quad (2.3)$$

$$g_i = g_{i1} * |\alpha|^2 + g_{i2} * |\alpha| + g_{i3} \quad (2.4)$$

Donde:

$G_{efd}(\alpha, \beta)$: Irradiancia efectiva incidente diaria sobre el plano generador [$kWh/m^2/día$].

β : Ángulo de inclinación [°].

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

g_i : Coeficientes de diseño.

g_{ii} : Sub coeficientes de diseño.

α : Ángulo acimut [°].

Para resolver la Ecuación 2.3 se precisa considerar factores de suciedad, mediante los sub coeficientes de diseño presentados en la Tabla 2.3 [10].

Tabla 2.3. Sub coeficientes de diseño

g_{ii}	i=1	i=2	i=3
g_{1i}	$8*10^{-9}$	$3,8*10^{-7}$	$-1,218*10^{-4}$
g_{2i}	$-4,27*10^{-7}$	$8,2*10^{-6}$	$2,892*10^{-4}$
g_{3i}	$-2,58*10^{-5}$	$-1,034*10^{-4}$	0,9314

A continuación, se presenta un ejemplo de cálculo para el mes de enero utilizando los datos de ángulos previamente computados, la Ecuación 2.2, Ecuación 2.3, la Ecuación 2,4 y el dato de irradiancia global horizontal del mes de enero que se encuentra en la Tabla 2.2. El resumen del cálculo se encuentra en la Tabla 2.4.

$$G_{efd}(\beta_{opt}) = \frac{4,85289032}{(1 - 4,46 * 10^{-4} * 3,7 - 1,19 * 10^{-4} * 3,7^2)}$$

$$G_{efd}(\beta_{opt}) = 4,86 \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot día} \right]$$

$$g_1 = 8 * 10^{-9} * |-15|^2 + 3,8 * 10^{-7} * |-15| - 1,218 * 10^{-4}$$

$$g_1 = -1,143 * 10^{-4}$$

$$g_2 = -4,27 * 10^{-7} * |-15|^2 + 8,2 * 10^{-6} * |-15| + 2,892 * 10^{-4}$$

$$g_1 = 3,161 * 10^{-4}$$

$$g_3 = -2,58 * 10^{-5} * |-15|^2 - 1,034 * 10^{-4} * |-15| + 0,9314$$

$$g_1 = 92,24 * 10^{-2}$$

$$G_{efd}(\alpha, \beta) = 4,86 * [-1,143 * 10^{-4} * (10 - 3,7)^2 + 3,161 * 10^{-4} * (10 - 3,7) + 92,24 * 10^{-2}$$

$$G_{efd}(\alpha, \beta) = 4,486 \text{ [kWh/m}^2\text{/día]}$$

Tabla 2.4. Irradiancia global horizontal e irradiancia efectiva

MES	GHI [kWh/m ² /día]	Gef (α, β) [kWh/m ² /día]	Gef (α, β) [kWh/m ² /MES]
ENERO	4,8529	4,4866	139,0861
FEBRERO	4,5888	4,2425	118,7903
MARZO	4,6177	4,2692	132,3453
ABRIL	4,5589	4,2148	126,4445
MAYO	4,3416	4,0139	124,4316
JUNIO	4,7931	4,4314	132,9423
JULIO	5,0146	4,6362	143,7212
AGOSTO	5,9422	5,4938	164,8133
SEPTIEMBRE	5,8616	5,4193	167,9975
OCTUBRE	5,1897	4,7980	148,7395
NOVIEMBRE	5,1204	4,7340	142,0197
DICIEMBRE	4,7863	4,4250	137,1763

2.6 Selección del modelo de panel fotovoltaico y corrección de parámetros acorde a la ubicación geográfica

Para elegir el panel fotovoltaico existen varios aspectos que se deben tomar en cuenta al momento de seleccionar un panel fotovoltaico, entre las más relevantes están:

- El tipo de material, los más comunes en el mercado son monocristalino y policristalino, el primero con leves mejores características de rendimiento y tamaño que el segundo, pero con un costo más elevado [5].
- Normas de calidad y aislamiento eléctrico que debe estar diseñado para los voltajes máximos del sistema y debe cumplir con la norma ISO 9001 [13].
- Para sistemas conectados a la red se debe considerar la disminución de costos de soportes y conexión eléctrica por lo que se recomienda paneles solares con altas potencias [13].
- Los voltajes nominales o voltajes máximos del sistema, se recomienda que estos sean altos para generar una misma potencia con una menor intensidad de corriente [13].

Tomando en cuenta el inventario disponible nacionalmente a la fecha del estudio, se selecciona el panel fotovoltaico cuyas características principales se detallan a continuación en la Tabla 2.5, también se puede verificar en el ANEXO I, y están en condiciones estándar de medida, es decir irradiancia solar $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$, temperatura de la célula fotovoltaica de $25 \text{ [}^\circ\text{C]}$, distribución espectral de 1,5 [AM]:

Tabla 2.5. Especificaciones del panel fotovoltaico elegido

ESPECIFICACIONES MÓDULO POLICRISTALINO CHSM6612P	
Potencia nominal $P_{\text{máx}}$ [W]	320
Voltaje en el punto $P_{\text{máx}}$ -VMPP [V]	35,86
Corriente en el punto $P_{\text{máx}}$ -IMPP [A]	8,93
Voltaje en circuito abierto V_{oc} [V]	45,68
Corriente de cortocircuito I_{sc} [A]	9,06
Temperatura de funcionamiento $[\text{}^\circ\text{C}]$	$-40^\circ\text{C}\sim+85^\circ\text{C}$
Voltaje máximo del sistema [V]	1.000
Tolerancia de potencia nominal [%]	± 3
Coeficiente de temperatura de $P_{\text{máx}}$ [%/ $^\circ\text{C}$]	-0,408
Coeficiente de temperatura de V_{oc} [%/ $^\circ\text{C}$]	-0,311
Coeficiente de temperatura de I_{sc} [%/ $^\circ\text{C}$]	0,05
Temperatura de operación nominal de célula $[\text{}^\circ\text{C}]$	46 ± 2
Rendimiento [%]	97,5
Rendimiento 12 años [%]	90
Dimensiones [mm]	1.954×990×40

Al diseñar un sistema fotovoltaico, se toma en cuenta las características geográficas del lugar de la instalación, es por eso que a las especificaciones de la tabla anterior se le realizará unas correcciones. Se utiliza la Ecuación 2.5 [10]

$$X(T_c) = X^* + (T_c - T^*c) * \frac{dX}{dT_c} \quad (2.5)$$

Donde:

$X(T_c)$: Valor a condiciones reales.

X^* : Valor a condiciones STC.

T_c : Temperatura real de la célula.

T^*c : Temperatura STC de la célula.

$\frac{dX}{dT_c}$: Coeficiente de temperatura de X [1/°C].

Se dispone de todos los datos anteriores, excepto la temperatura real de la célula, pero se puede emplear la Ecuación 2.6 [10].

$$T_c = T_{max} + G_{ef} * \frac{NOTC-20}{800} \quad (2.6)$$

Donde:

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

G_{ef} : Irradiancia efectiva solar media [W/m²]

NOTC: Temperatura de operación nominal de la célula [°C]

Como condiciones reales de operación, se toman los datos de temperatura máxima e irradiancia solar diaria promedio, datos tomados de la base de datos de NREL y son 22 [°] y 403,027 [Wh/m²].

$$T_c = 22 + 403,027 * \frac{46 - 20}{800}$$

$$T_c = 35,098[°C]$$

A continuación, utilizando la Ecuación 2.5, se calcula el voltaje en el punto máximo V_{mmp} , así como las demás características del panel que cambiarán con las condiciones reales de operación. Se presenta un ejemplo de cálculo y posteriormente se presenta la Tabla 2.6 con los nuevos valores de los parámetros que varían acorde a las condiciones reales de operación.

$$V_{mmp}(T_c) = V_{mmp}^* + (T_c - T^*c) * \frac{dV_{mmp}}{dT_c}$$

$$V_{mmp}(T_c) = 35,86[V] + (35,098 - 25)[^{\circ}C] * \frac{dV_{mmp}}{dT_c} * (35,86[V] * (\frac{-0,3}{100} [\frac{1}{^{\circ}C}])))$$

$$V_{mmp}(T_c) = 34,77 [V]$$

Tabla 2.6. Especificaciones corregidas del panel fotovoltaico

PARÁMETRO	VALOR
Potencia nominal P _{máx} [W]	303,56
Voltaje en el punto P _{máx} -VMPP [V]	34,77
Corriente en el punto P _{máx} -IMPP [A]	7,16
Voltaje en circuito abierto Voc [V]	44,33
Corriente de cortocircuito Isc [A]	9,12

2.7 Sombras sobre el generador fotovoltaico

Uno de los retos que se afrontan al diseñar un sistema fotovoltaico, es la elección de la ubicación de los paneles, ya que se debe evitar en lo posible la producción de sombras, proveniente de elementos externos como árboles, edificaciones e incluso elementos del mismo sistema como tal; pues la presencia de sombras genera la reducción de la producción de energía. En algunos casos las sombras pueden incluso llegar a destruir los paneles fotovoltaicos si no se cuenta con diodos bypass, estos hacen las veces de un puente para la corriente eléctrica para de esta manera evitar un sobrecalentamiento en las células del panel, como se puede observar en la Figura 2.3 [10]

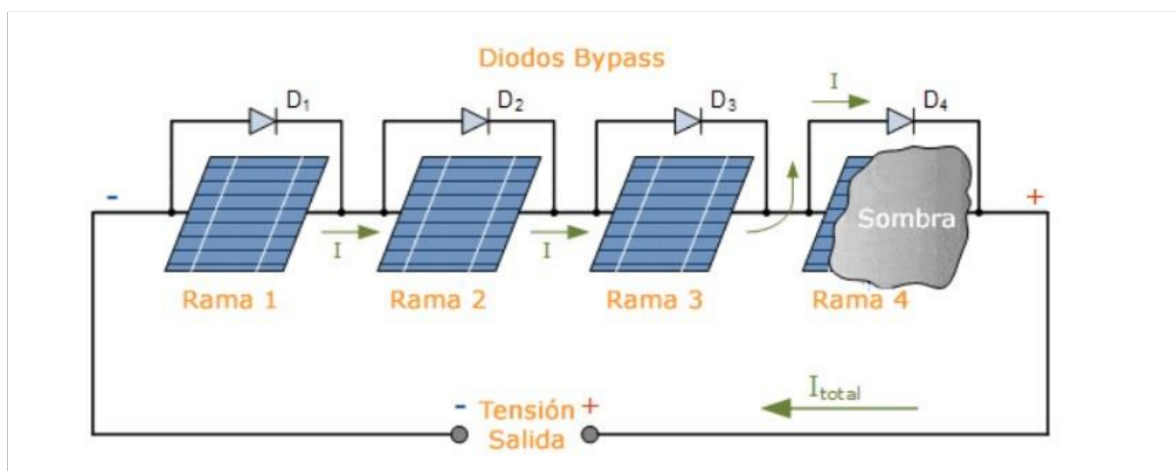


Fig. 2.3. Arreglo fotovoltaico con diodos Bypass [15]

Como se menciona anteriormente, existen dos tipos de sombras, sombras lejanas causadas por agentes externos, que para el presente caso es nulo ya que no existen edificaciones ni fauna que ocasionen las mismas, y las sombras mutuas que son las producidas por el generador fotovoltaico sobre sí mismo [10].

Existen varios tipos de sistemas, entre ellos, sistemas de seguimiento en un eje, sistemas de seguimiento a doble eje y sistemas estáticos, siendo este último, el caso del presente trabajo por tanto aplicaremos lo siguiente:

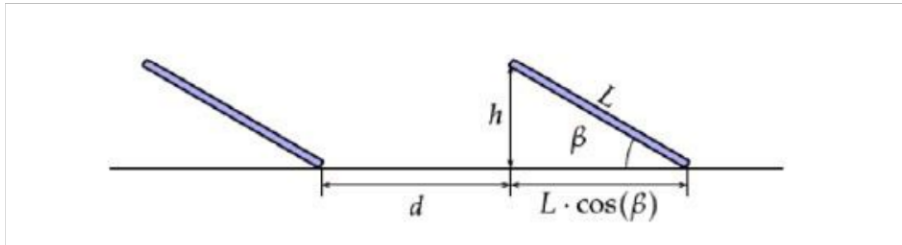


Fig. 2.4. Dimensiones y distancias entre filas de paneles solares en un sistema fotovoltaico [10]

$$d = \frac{h}{\tan(\gamma_s)} \quad (2.7)$$

Donde:

d: Distancia de separación entre filas de paneles fotovoltaicos [cm]

h: altura de la fila de paneles fotovoltaicos adyacente [cm]

γ_s : altura solar [°]

Se debe considerar mínimo 4 horas de sol libres de sombra en torno al medio día del solsticio de invierno [15], y se toma en cuenta que:

$$\gamma_s = 90^\circ - 23,45^\circ - |\phi| \quad (2.8)$$

Donde:

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

$$\gamma_s = 90^\circ - 23,45^\circ - 0^\circ$$

Entonces procedemos a calcular la altura solar la comunidad Quinticusig.

$$\gamma_s = 66,55^\circ$$

Haciendo uso de funciones trigonométricas y empleando el grafico 2.4. se obtiene la Ecuación 2.9 a través de la cual se obtendrá el dato de altura para las filas adyacentes de paneles fotovoltaicos.

$$h = L * \sin(\beta) \quad (2.9)$$

Donde:

H: Altura de la fila adyacente de paneles [cm].

L: Largo del panel fotovoltaico (tomado del datasheet) [cm].

β : Ángulo de inclinación calculado anteriormente [°].

Entonces tenemos que:

$$h = 1954 * \sin(10^\circ)$$

$$h = 33,93 [cm]$$

Finalmente se procede al cálculo de la distancia de separación entre filas de paneles para lo cual se emplea la Ecuación 2.7.

$$d = \frac{33,93}{\tan(66,55^\circ)}$$

$$d = 14,72 [cm] \approx 15 [cm]$$

2.8 Potencia a generar y arreglo de paneles

Para determinar la potencia que se generará se debe tomar en cuenta varios aspectos como:

- El costo aproximado que se desea invertir en el sistema de generación fotovoltaica.
- El espacio disponible para la colocación óptima

Con estos datos se calcula la potencia máxima que puede generar el sistema según el espacio disponible, suponiendo que los dos aspectos antes mencionado no limitan el diseño del sistema se procede a calcular la potencia mínima que se requiere generar en base a los consumos eléctricos de los últimos doce meses del año 2021.

Según la Tabla 2.2. se tiene una demanda diaria promedio de 30,17 [kWh/día] y según Tabla 2.3. se tiene un promedio de V_{mmp} , horas solar pico (HSP) 4,60 [kWh/m² * día]. Se considera un factor global de pérdidas por dispersión, conexiones, temperatura, polución, entre otros, $6 \leq PR \leq 7$ [16]. Haciendo uso de la Ecuación 2.10 se calcula la potencia mínima de generación.

$$P_{min,gen} = \frac{Consumo}{HSP * PR} \quad (2.10)$$

Donde:

Consumo: Energía promedio diaria de consumo eléctrico [$kWh/día$].

HSP: Horas Solares Pico [$kWh/m^2 * día$].

PR: Factor Global de pérdidas.

$$P_{min,gen} = \frac{30,17}{4,60 * 0,65}$$

$$P_{min,gen} = 10,09 \text{ kWp}$$

2.9 Selección del área para la colocación del generador fotovoltaico

2.9.1 Área disponible en el techo en el área de producción

El área disponible, según la Figura 2.2., se divide en dos partes, un espacio de 6,7 [m] por 5,5 [m] y otro de 4[m] por 5,5 [m].

2.9.2 Número de paneles fotovoltaicos posibles a colocar en el techo

Para determinar el número de paneles fotovoltaicos posibles a instalar en un determinado espacio se debe considerar las dimensiones del mismo, además una distancia prudente entre columnas de paneles, que para efectos de conexión y mantenimiento generalmente se determina 5[m], la distancia entre filas de paneles fotovoltaicos para evitar sombras mutuas será de 15 [cm], valor calculado en el apartado 2.7.

Entonces se calcula el número de paneles fotovoltaicos posibles, de manera individual por área, a partir de la Ecuación 2.13 y la Ecuación 2.14 [14].

$$N_{columnas} = \frac{A_{ef}}{(A_m + 0,05)} \quad (2,13)$$

Donde:

$N_{columnas}$: Numero de columnas del arreglo fotovoltaico.

A_{ef} : Ancho del área disponible [m].

A_m : Ancho del módulo fotovoltaico [m].

$$N_{columnas} = \frac{6.7}{(0,99 + 0,05)}$$

$$N_{columnas} = 6,44$$

Se procede a aproximar al inmediato inferior, entonces:

$$\square\square\square\square\square\square\square\square\square=6$$

Para el cálculo de número de filas de paneles fotovoltaicos posibles se hace uso de la Ecuación 2.14 [14]

$$N_{filas} = \frac{L_{ef}}{(L_{pm}+0,15)} \quad (2.14)$$

Donde:

N_{filas} : Número de filas del arreglo fotovoltaico.

L_{ef} : Largo del área disponible [m].

L_{pm} : Proyección del módulo fotovoltaico sobre la terraza con su inclinación β [m].

Se calcula $L_{pm} = L$ a partir de la Figura 2.4 y el uso de funciones trigonométricas.

$$L_{pm} = L_m * \cos(\beta)$$

Donde:

L_{pm} : Proyección del módulo fotovoltaico sobre la terraza con su inclinación β [m].

L_m : Largo del panel fotovoltaico [m],

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

$$L_{pm} = 1,954 * \cos(10)$$

$$L_{pm} = 1,92$$

Entonces el número de filas de paneles fotovoltaicos es:

$$N_{filas} = \frac{5,5}{(1,954 + 0,15)} = 2,61$$

Aproximando el inmediato inferior se tiene $N_{filas} = 2$. Se debe tomar en cuenta que en la última fila no es necesario una distancia "d" de separación por sombras y al redondear el número de filas al inmediato inferior se tendrá un espacio sobrante, por lo que se procede al cálculo del mismo y si este es mayor que la proyección del panel sobre la terraza,

entonces se puede agregar una fila más de paneles fotovoltaicos, empleando la Ecuación 2.15 [14].

$$L_s = L_{ef} - N_{filas} * (L_{pm} + d) \quad (2.15)$$

Donde:

L_s : Espacio sobrante [m].

L_{ef} : Largo del área disponible [m].

N_{filas} : Número de filas del arreglo fotovoltaico.

L_{pm} : Proyección del módulo fotovoltaico sobre la terraza con su inclinación β [m].

d : Distancia de separación entre filas de paneles fotovoltaicos [m]

$$L_s = 5,5 - 2 * (1,954 + 0,15)$$

$$L_s = 1,29 \text{ [m]}$$

$$L_s < L_{pm}$$

La distancia sobrante no es mayor que la proyección del panel sobre la terraza por lo que no se puede colocar una tercera fila.

Se realiza los mismos cálculos para el área 2 obteniendo los siguientes resultados.

$$N_{columnas} = 3,84 \approx 3$$

$$L_s = 1,41 \text{ [m]}$$

$$L_s < L_{pm}$$

$$N_{filas} = 2,68 \approx 2$$

2.9.3 Breve análisis estructural de la construcción

En base a estos resultados se procede al análisis estructural a través de un prediseño, para lo cual utilizaremos las variables en la Tabla 2.7 tomadas de la normativa vigente ecuatoriana de construcción.

Tabla 2.7. Datos según normativa ecuatoriana de la construcción [18]

Elementos	Norma Ecuatoriana de están Construcción [kg/m2]	Análisis para una fila de paneles [kg]
Viento	30	21 kg
Carga Granizo	50	35 kg
Zin	2,87	2 kg
PP	82,87	244,7
CV	70	49

Peso del panel = 266,7

$$PP = \text{Peso Pnael Viento} + \text{Carga Granizo} + \text{Zin} \quad (2.16)$$

$$Q = PP + CV \quad (2.17)$$

Empleando la Ecuación 2.18 se obtiene el momento máximo, que no es más que el valor que se deformará el material del techo con los elementos de la Tabla 2.8 y el peso de los paneles fotovoltaicos.

$$M = \frac{L^2 * Q}{8} \quad (2.18)$$

Donde:

M: Momento máximo

L: Longitud del área [m].

Q: Sumatoria de cargas sísmicas y no sísmicas [kg].

$$M = \frac{6.7^2 * 152,87}{8} = 1647,89 \text{ [kg * m]}$$

Con la Ecuación 2.19 se procede al cálculo de la resistencia del material.

$$S_x = \frac{M * 100}{\delta * 2534} \quad (2.19)$$

Donde:

S_x : Resistencia del material.

M: Momento máximo [kg].

δ : Factor de cálculo para acero [cm3] [18].

$$S_x = \frac{16 * 100}{0,9 * 2534} = 72,26 [kg/cm^3]$$

Con la Ecuación 2.20 se procede al cálculo de la deformación máxima que puede tener el material con el cual está construido el techo.

$$\Delta = \frac{5 * L^4 * Q}{384 * E * I} \quad (2.20)$$

Donde:

Δ : Deformación máxima.

L: Longitud del área [m].

Q: Sumatoria de cargas sísmicas y no sísmicas [kg].

E: Coeficiente de elasticidad del material [N/m^2].

I: Inercia del material [N].

$$\Delta = \frac{5 * 6,7^4 * 152,87}{384 * 298,58 * 2530} = 0,010 [cm]$$

$$S_x = \frac{16 * 100}{0,9 * 2534} = 72,26 [kg/cm^3]$$

Con la Ecuación 2.21 se procede al cálculo de la deformación máxima de control.

$$\Delta_{CONTROL} = \frac{L}{300} = 0,0022 [cm] \quad (2.21)$$

El S_{xmax} para las vigas colocadas en la construcción es de 19,56 [cm^3] por lo que para determinar si la estructura soporta o no un peso "x", se debe cumplir que $S_x < S_{xmax}$, para el presente caso de estudio claramente no se cumple, además el espacio es reducido por lo que no se podría colocar los suficientes paneles, por lo que se requiere buscar otra área para la colocación del sistema

2.10 Selección de una nueva área y número de paneles fotovoltaicos posibles a colocar en la misma

Luego de analizar la situación con la empresa, se determinó otra área en donde es posible la colocación del generador fotovoltaico, será en un terreno propiedad de la empresa y que se encuentra a 15 metros de la edificación del área de producción, este terreno es plano y con dimensiones de 25 [m] de largo por 20 [m] de ancho.

Entonces se procede al cálculo de paneles fotovoltaicos posibles, a partir de la Ecuación 2.22 y la Ecuación 2.23 [14].

$$N_{columnas} = \frac{A_{ef}}{(A_m + 0,05)} \quad (2.22)$$

Donde:

$N_{columnas}$: Numero de columnas del arreglo fotovoltaico.

A_{ef} : Ancho del área disponible [m].

A_m : Ancho del módulo fotovoltaico [m].

$$N_{columnas} = \frac{25}{(0,99 + 0,05)}$$

$$N_{columnas} = 19,23$$

Procedemos a aproximar al inmediato inferior entonces:

$$\square\square\square\square\square\square\square\square\square N_{columnas} = 19$$

Para el cálculo de numero de filas de paneles fotovoltaicos posibles se hace uso de la Ecuación 2.14 [14]

$$N_{filas} = \frac{L_{ef}}{(L_{pm} + 0,15)} \quad (2.23)$$

Donde:

N_{filas} : Número de filas del arreglo fotovoltaico.

L_{ef} : Largo del área disponible [m].

L_{pm} : Proyección del módulo fotovoltaico sobre la terraza con su inclinación β [m].

Se calcula $L_{pm} = L$ a partir de a Figura 2.4 y el uso de funciones trigonométricas.

$$L_{pm} = L_m * \cos(\beta) \quad (2.24)$$

Donde:

L_{pm} : Proyección del módulo fotovoltaico sobre la terraza con su inclinación β [m].

L_m : Largo del panel fotovoltaico [m],

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

$$L_{pm} = 1,954 * \cos(10)$$

$$L_{pm} = 1,92$$

Entonces el número de filas de paneles fotovoltaicos es:

$$N_{filas} = \frac{20}{(1,954 + 0,15)} = 12,24$$

Aproximando el inmediato inferior se tiene:

$$N_{filas} = 12.$$

Se toma en cuenta que en la última fila no es necesario una distancia “d” de separación por sombras y al redondear el número de filas al inmediato inferior se tendrá un espacio sobrante, por lo que se procede al cálculo del mismo y si este es mayor que la proyección del panel sobre la terraza, entonces se puede agregar una fila más de paneles fotovoltaicos, empleando la Ecuación 2.25 [14].

$$L_s = L_{ef} - N_{filas} * (L_{pm} + d) \quad (2.25)$$

Donde:

L_s : Espacio sobrante [m].

L_{ef} : Largo del área disponible [m].

N_{filas} : Número de filas del arreglo fotovoltaico.

L_{pm} : Proyección del módulo fotovoltaico sobre la terraza con su inclinación β [m].

d: Distancia de separación entre filas de paneles fotovoltaicos [m].

$$L_s = 20 - 12 * (1,954 + 0,15)$$

$$L_s = 0,51[m]$$

$$L_s < L_{pm}$$

La distancia sobrante no es mayor que la proyección del panel sobre la terraza por lo que no se puede colocar una fila más.

Entonces en el espacio disponible se tiene una capacidad para colocar 228 paneles fotovoltaicos.

2.11 Cálculo de la energía mensual mínima que se requiere

Según la regulación ARCERNR-001/2021 la generación debe cubrir únicamente el autoabastecimiento, es decir el balance de generación en un año debe ser menor o igual a la demanda de la empresa.

Se toma en cuenta el promedio de demanda mensual de energía consumida, correspondiente al último año, para determinar el número de paneles que se requiere para cubrir esta demanda. Adicional, se considera un factor global de pérdidas por dispersión, conexiones, temperatura, polución, entre otros, $6 \leq PR \leq 7$ [16] y que el lugar en donde se instalará el sistema no tiene elementos externos que generen sombras, según [16] se elegirá factor sombra de 10%.

Empleando la Ecuación 2.26 se calcula el número de paneles necesarios para tener una generación de energía tal que cubra demanda mensual promedio de la empresa.

$$E_{pm} = P_{mp} * N_{paneles} * \frac{G_{ef,pm}}{G_{STC}} PR * (1 - FS) \quad (2.26)$$

Donde:

E_{pm} : Promedio energía mensual requerida [kWh].

P_{mp} : Potencia corregida del panel fotovoltaico [W].

$N_{paneles}$: Numero de paneles.

$G_{ef,pm}$: Promedio de irradiancia efectiva mensual [kW/hm²/mes].

G_{STC} : Irradiancia STC [kW/m²].

PR: Factor de rendimiento del sistema.

FS: Factor de sombra [%]

$$920[kWh/mes] = 303.56[W] * N_{paneles} * \frac{139,87[kWh/m^2/mes]}{1 \left[\frac{kW}{m^2} \right]} 0,65 * (1 - 0,10)$$

$$N_{paneles} = 37,07 \approx 37$$

A continuación, en la Tabla 2.8, se presenta el consumo mensual, la irradiancia efectiva mensual y la energía generada mensualmente por el sistema fotovoltaico.

Tabla 2.8. Consumo, Irradiancia efectiva y energía generada.

MES	CONSUMO [kWh/mes]	Gef (α, β) [kWh/m ² /MES]	ENERGÍA GENEGERADA [kWh/mes]
ENERO	1507	139,0861	913,87304
FEBRERO	490	118,7903	780,51834
MARZO	904	132,3453	869,58223
ABRIL	678	126,4445	830,81069
MAYO	723	124,4316	817,58482
JUNIO	1027	132,9423	873,50485
JULIO	850	143,7212	944,32822
AGOSTO	729	164,8133	1082,9151
SEPTIEMBRE	925	167,9975	1103,837
OCTUBRE	1058	148,7395	977,30124
NOVIEMBRE	953	142,0197	933,14842
DICIEMBRE	1206	137,1763	901,32459
	TOTAL	1678,5076	11028,729

2.12 Cálculo y selección de inversores

La forma de onda de Voltaje que se obtiene a la salida del generador fotovoltaico es continua, por lo que es necesario la colocación de un inversor DC/AC, el mismo que deberá cumplir ciertos requisitos y parámetros como tensión eficaz, frecuencia, corriente, eficiencia, etc. [10].

Se debe tomar en cuenta ciertos apartados:

- El voltaje máximo de entrada del inversor será aquella en la que el inversor trabaje sin sufrir daños [10].
- El voltaje de salida es la voltaje al cual se conectará a la red, siendo 230 [Vac] para sistemas monofásicos y 400 [Vac] para sistemas trifásicos [10].
- El umbral de arranque, que puede estar dado por la radiación solar incidente o la potencia de entrada al inversor, para que este entre en marcha [10].

Tomando en cuenta la potencia generada por el sistema y las condiciones, se elige el inversor trifásico "SYMO 3.0-3-S", que cuenta con dos rastreadores MPPT que aseguran

flexibilidad máxima en el diseño del sistema fotovoltaico, además cuenta con interfaz estándar a internet a través de WLAN o Ethernet, a continuación se presenta las características principales del inversor en la Tabla 2.9 y con más detalle en el ANEXO II [18].

Tabla 2.9. Características del inversor elegido [19]

DATOS DE ENTRADA	
Corriente máxima (I _{dc max}) [A]	16
Corriente máxima de corto circuito [A]	24
Rango de Voltaje de Entrada [V]	150 -1000
Voltaje de arranque [V]	200
Rango de voltaje utilizable MPP [V]	150-800
Número de conexiones DC	3
Potencia máxima de salida del generador [W]	6000
DATOS DE SALIDA	
Potencia nominal de salida AC [W]	3000
Potencia máxima de salida [VA]	30000
Corriente nominal de salida AC [A]	4.3
Rango de voltaje de conexión a la red [V]	400-230
Frecuencia [Hz]	50/60
DATOS GENERALES	
Eficiencia máxima	96,2
Eficiencia de adaptación MPP	99,9

Para el cálculo de número de inversores se debe tener en cuenta que estos deben estar trabajando en la zona de máxima eficiencia, por lo que se emplea la relación entre potencia pico del generador fotovoltaico a condiciones STC y la potencia de salida del inversor, tal que no se encuentre operando en condiciones de baja eficiencia, pero tampoco esté sobrecargado. De la Ecuación 2.27 se tiene que [10]:

$$N_{inv} = \frac{N_{mod} * P_{mp}}{1,15 * P_{ac,inv}} \quad (2.27)$$

Donde:

N_{inv} : Número de inversores a instalar.

N_{mod} : Número de paneles fotovoltaicos.

P_{mp} : Potencia del panel fotovoltaico a condiciones STC [W].

$P_{ac,inv}$: Potencia de salida del inversor [W].

$$N_{inv} = \frac{37 * 320}{1,15 * 3000}$$

$$N_{inv} = 3,43 \approx 4$$

2.13 Configuración del arreglo de paneles fotovoltaicos

Se necesita configurar los paneles fotovoltaicos de tal manera que sus arreglos estén en serie y paralelo, los que estén en serie determinan el voltaje que produce el generador fotovoltaico, mientras que los que están en paralelo determinan la corriente de salida del generador fotovoltaico.

2.13.1 Arreglos en serie

Entonces el limitante para el número de módulos en serie será el máximo voltaje de entrada que acepta el inversor. Para este cálculo se emplea la Ecuación 2.28 [10] , y los parámetros corregidos del modelo de panel fotovoltaico elegido [14]

$$N_{smax} = \frac{V_{max,inv}}{V_{oc,mod}} \quad (2.28)$$

Donde:

N_{smax} : Máximo número de paneles fotovoltaicos conectados en serie.

$V_{max,inv}$: Voltaje máximo entrada al inversor en el rango MPP [V].

$V_{oc,mod}$: Voltaje en circuito abierto, del panel fotovoltaico parámetro corregido [V].

$$N_{smax} = \frac{800}{44,33}$$

$$N_{smax} = 18,04 \approx 18$$

Se toma en cuenta que el punto de máxima potencia MPPT, tiene un rango superior e inferior, por lo que también es necesario calcular un número máximo y mínimo de paneles fotovoltaicos conectados en serie tal que se asegure la operación en la zona MPPT. Se emplea la Ecuación 2.29 y la Ecuación 2.30 [10].

$$N_{smax,MPPT} = \frac{V_{MPPmax,inv}}{V_{MPP,mod}} \quad (2.29)$$

Donde:

$N_{smax,MPPT}$: Número máximo de paneles fotovoltaicos en serie dentro de la zona MPPT.

$V_{MPPmax,inv}$: Rango de voltaje máximo del inversor en MPP [V].

$V_{MPP,mod}$: Voltaje MPP del módulo fotovoltaico [V].

$$N_{smax,MPPT} = \frac{800}{34,77}$$

$$N_{smax,MPPT} = 23$$

$$N_{smin,MPPT} = \frac{V_{MPPmin,inv}}{V_{MPP,mod}} \quad (2.30)$$

Donde:

$N_{smax,MPPT}$: Número mínimo de paneles fotovoltaicos en serie dentro de la zona MPPT.

$V_{MPPmax,inv}$: Rango de voltaje mínimo del inversor en MPP [V].

$V_{MPP,mod}$: Voltaje MPP del módulo fotovoltaico [V].

$$N_{smin,MPPT} = \frac{150}{34,77}$$

$$N_{smin,MPPT} = 4,31 \approx 5$$

Se aproxima al inmediato superior para asegurar la operación dentro de la zona MPPT.

El número máximo de paneles fotovoltaicos que asegura el trabajo dentro de la zona MPPT es mayor que el número máximo de módulos permitidos en serie, por lo que se debe tomar el valor de este último, es decir 18, mientras que el número mínimo de paneles fotovoltaicos conectados en serie serán 5, correspondiente al número mínimo de paneles fotovoltaicos conectados en serie que aseguran estar trabajando dentro de la zona MPPT.

2.13.2 Arreglos en paralelo

Como se mencionó anteriormente, los ramales en paralelo determinarán la dimensión de la corriente de salida del generador, misma que en ningún caso puede ser mayor que la corriente máxima de entrada permitida por el inversor, de lo contrario se producirían averías en los equipos. Empleando la Ecuación 2.31 [10].

$$N_{pmax} = \frac{I_{max,inv}}{I_{SC,mod}} \quad (2.31)$$

Donde:

N_{pmax} : Número máximo de paneles conectados en paralelo.

$I_{max,inv}$: Corriente máxima a la entrada del inversor [A].

$I_{SC,mod}$: Corriente del panel fotovoltaico en condiciones STC [A].

$$N_{pmax} = \frac{16}{9,06}$$

$$N_{pmax} = 1,76 \approx 1$$

Se aproxima al inmediato inferior para evitar sobre corrientes.

Finalmente, el sistema fotovoltaico estará conformado por 4 arreglos cada uno conectado a un inversor, se presenta un resumen en la Tabla 2.10.

Tabla 2.10. Resumen de elementos del sistema fotovoltaico final

ARREGLO	MÓDULOS EN SERIE	MÓDULOS EN PARALELO	INVERSORES
1	9	1	1
2	9	1	1
3	9	1	1
4	10	1	1

2.14 Capacidad nominal instalada

La capacidad nominal instalada ese calcula a partir de la sumatoria de la potencia nominal de los inversores por el número de inversores empleados, empleando la Ecuación 2.32.

$$Capacidad\ Nominal\ Instalada = NTI * P_{ac,inv} \quad (2.32)$$

Donde:

NTI: Número total de inversores instalados.

$P_{ac,inv}$: Potencia nominal de salida de los inversores [W]

$$Capacidad\ Nominal\ Instalada = 4 * 3000 = 12000$$

Según la regulación Nro. ARCERNR 013/21 con base en la capacidad nominal este sería un sistema trifásico y cumple con la regulación ya que el valor generado durante el año será menor o igual a la demanda de la empresa de vinos de mortiño “El Último Inca”.

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados

El diseño calculado en el capítulo anterior se valida con un software de apoyo, que también calculará la viabilidad económica del proyecto a través del LCOE. A continuación, los pasos para realizar la simulación en SAM

1. Se abre el programa y se elige la opción “Start a new project”

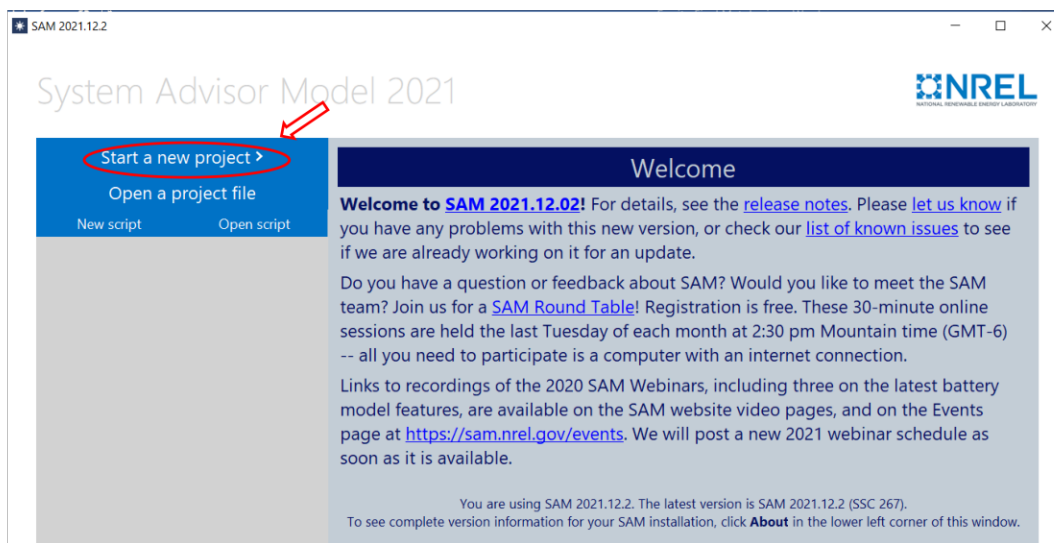


Figura 3.1. Empezar un nuevo proyecto

2. Posteriormente para el presente trabajo se selecciona “photovoltaic”, “detailed PV model”, “distributed”, “comercial owner”, este último porque es el que más se ajusta a los requerimientos que se verá posteriormente.

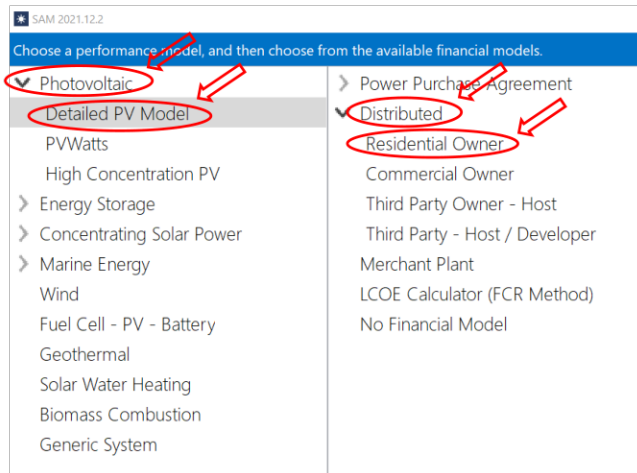


Figura 3.2. Selección del tipo de sistema a diseñar

3. El proyecto en el cual se trabajará es creado y se procede a ingresar los diversos datos que se requerirán para obtener los resultados. En primer lugar, se procede con los datos de ubicación y recurso solar “Location en Resource”. Se pueden elegir datos de NREL los mismos que pueden ser descargados y añadidos a la librería de SAM o en la sección “Download weather files” se puede ingresar el nombre de la ciudad o los datos de latitud y longitud exactas del lugar en donde se colocará el sistema fotovoltaico. Una vez cargados los datos se ve un resumen de los mismos en la parte inferior “Weather Data Information”.

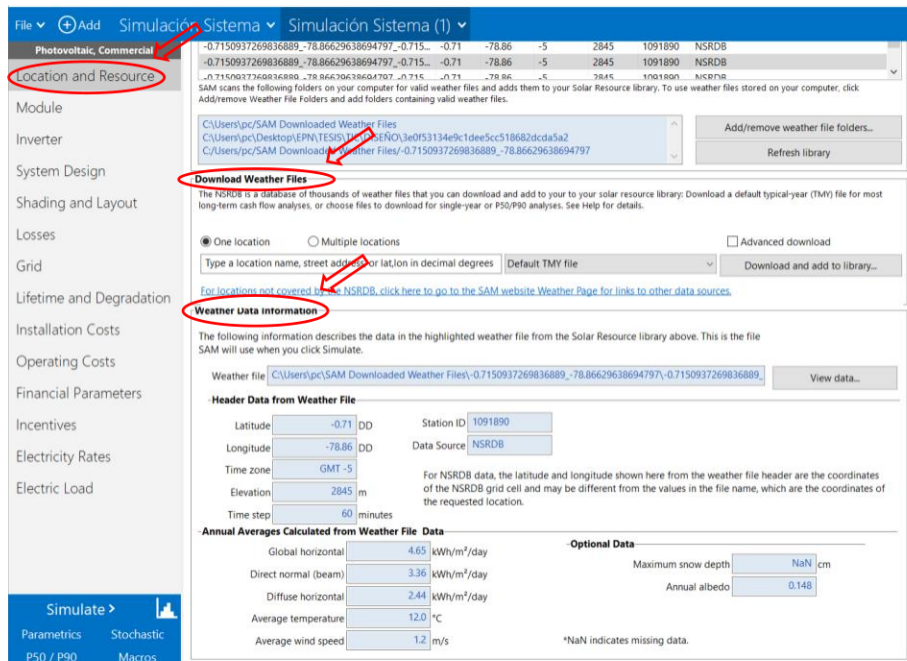


Figura 3.3. Campo para los parámetros del recurso solar acorde a la locación

4. Se realiza la selección del módulo fotovoltaico, SAM cuenta con una extensa base de datos de módulos de varias marcas, se selecciona el requerido y automáticamente se realizará las correcciones de parámetros por el método que se elija, en este caso será elegido el método NOTC, utilizado en la corrección de parámetros en el capítulo 2.

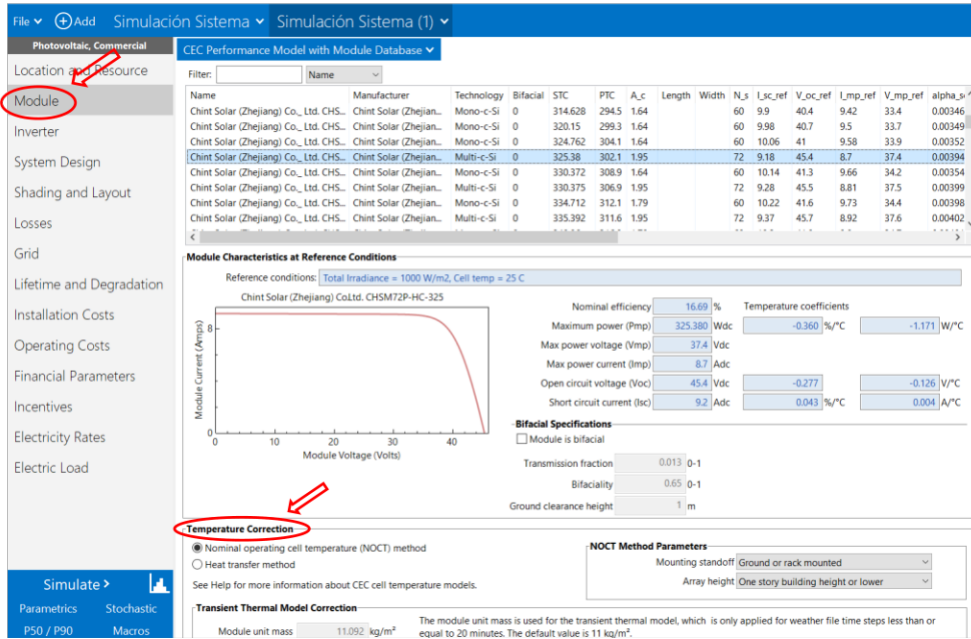


Figura 3.4. Campo para los parámetros del módulo

5. Se realiza la selección del inversor fotovoltaico, SAM cuenta con una extensa base de datos de inversores de varias marcas, se selecciona el requerido.

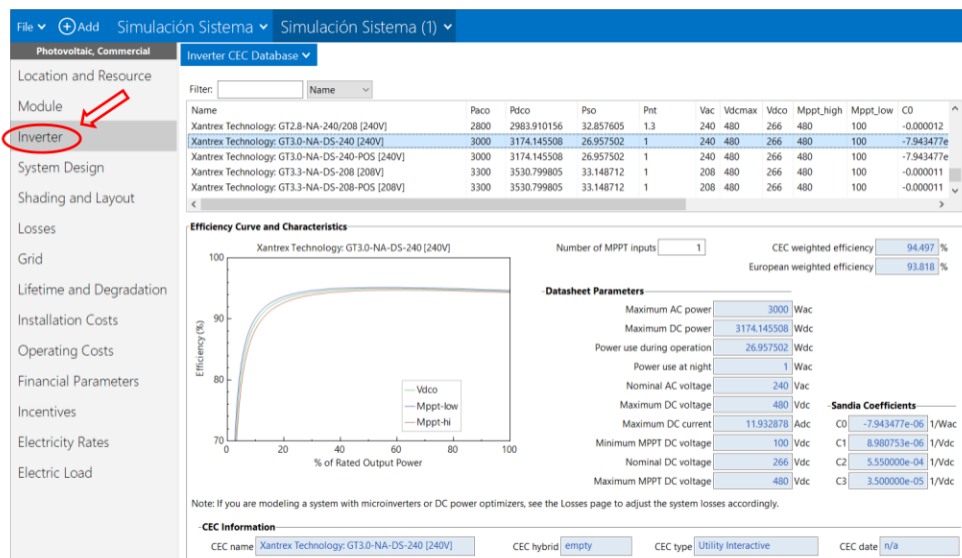


Figura 3.5. Campo para los parámetros del inversor

6. A continuación, se tiene el diseño del sistema “System Design”, en donde se define el número de inversores que previamente se calculó en el capítulo 2, también se define la configuración eléctrica, en donde se definen los arreglos de los arrays, es decir el número de filas y de columnas que se tendrán conectadas tanto en serie como en paralelo.

Se fija “tild”, el ángulo de inclinación β , definido también en el capítulo 2, y el azimut que se fija dependiendo de la ubicación en la que se encuentre cada array, para el presente trabajo se define un azimut de 0 [°] ya que nos encontramos en el hemisferio sur y la disponibilidad del terreno tampoco requiere otro valor. Finalmente se define la separación entre filas de los arreglos “Ground coverage ratio”.

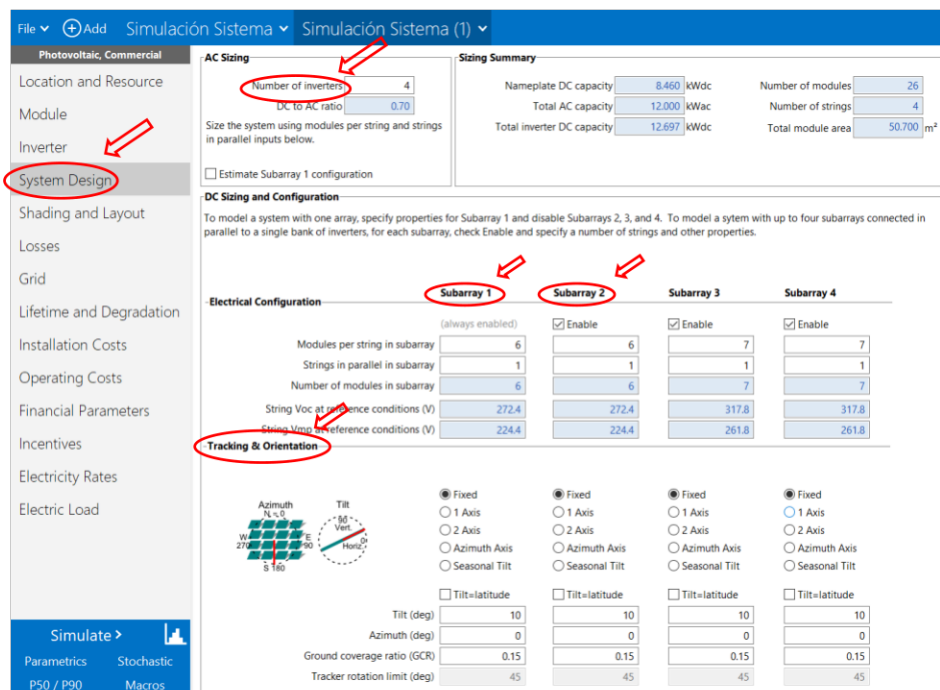


Figura 3.6. Campo para los parámetros de los arreglos del diseño

7. En este apartado “Shading and Layout” se ingresan los datos para el cálculo de sombras, pero como se ha mencionado anteriormente, en el espacio a colocar se carece de elementos ajenos al sistema tales como edificios, arboles, etc., que produzcan sombras externas, así también con los debidos cálculos realizados en el capítulo dos, se colocarán las filas de paneles tal que evite que existan sombras mutuas producidas entre las mismas, por lo que en este apartado no se edita ningún valor.

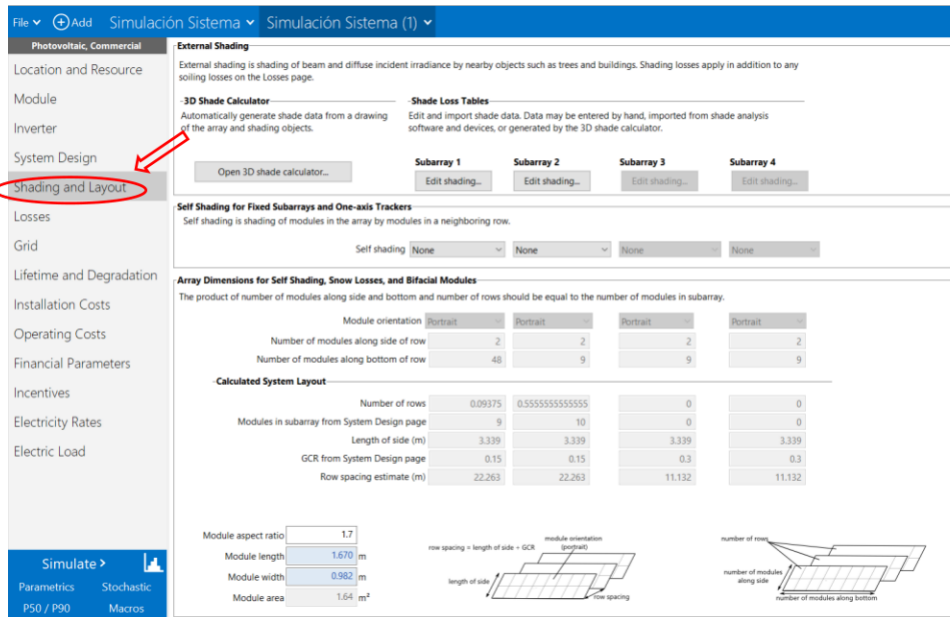


Figura 3.7. Campo para los parámetros de sombras

- En "Losses" se ingresan los datos de pérdidas que se tendrá en el sistema, no se consideran las pérdidas en el transformador ya que dentro del diseño no está contemplado.

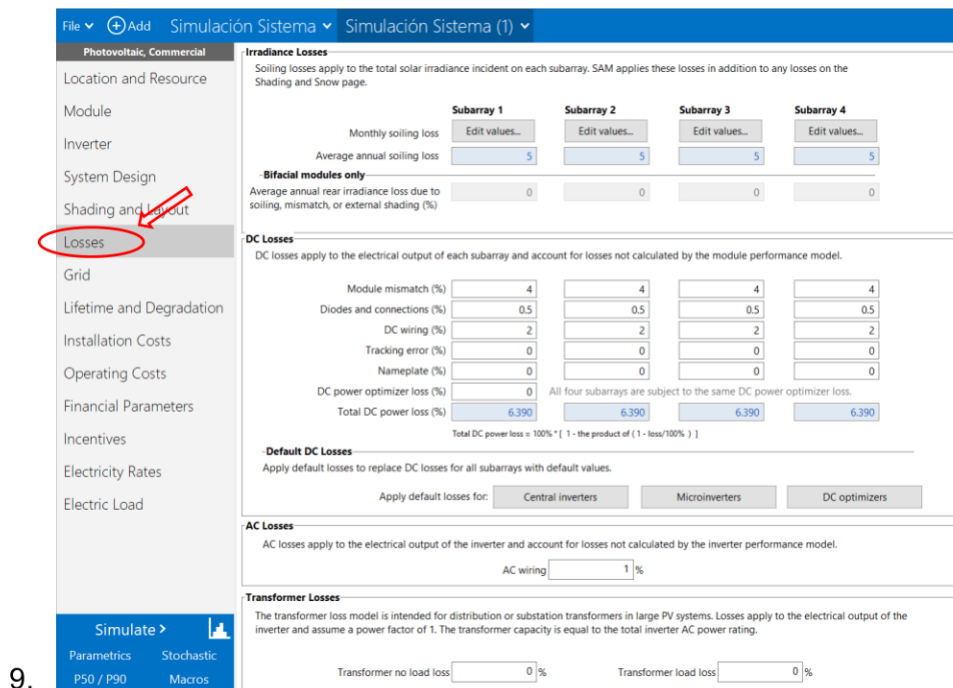


Figura 3.8. Campo para los parámetros de pérdidas

10. Los datos de los apartados “Grid” y “Lifetime and Degradation” que corresponde a las características de conexión a la red y degradación del sistema han sido calculados por defecto por lo que se pasa directamente a la sección “Installation Costs” en donde se detalla los costos de instalación del sistema fotovoltaico. Se tiene también, los costos de capital directo que corresponden a los precios de los paneles e inversores y son tomados del mercado ecuatoriano. Se elige por criterio 4% como porcentaje de contingencia, en caso de que por alguna razón algún precio varíe.

Seguidamente se tienen los costos indirectos de capital, en los que se pueden incluir los permisos ambientales, igualmente el valor puesto es en base a los rangos establecidos en Ecuador, los costos de ingeniería están cubiertos por la empresa con la que se realizará la posterior negociación para la instalación del sistema fotovoltaico y para los costos de interconexión se considera el precio de un medidor bidireccional y gastos varios que conlleva la conexión.

Finalmente, los costos por el espacio en el que estará ubicado el sistema fotovoltaico, pero el terreno en donde será colocado pertenece a la empresa por lo que no se debe comprar ni pagar un arriendo, de modo que, esos costos estarán en cero.

The screenshot shows the 'PV Capital Costs' section of a software application. The interface is divided into a left sidebar with navigation options and a main content area with input fields and calculation results.

Navigation Sidebar (Left):

- Photovoltaic, Commercial
- Location and Resource
- Module
- Inverter
- System Design
- Shading and Layout
- Losses
- Grid
- Lifetime and Degradation
- Installation Costs** (highlighted with a red circle)
- Operating Costs
- Financial Parameters
- Incentives
- Electricity Rates
- Electric Load

Main Content Area (Right):

PV Capital Costs (highlighted with a red circle)

Direct Capital Costs (highlighted with a red circle)

	Units	\$/Unit	Total
Module	26 units	150.00	\$ 3,900.00
Inverter	4 units	800.00	\$ 3,200.00
Balance of system equipment	0.00		\$ 0.00
Installation labor	0.00		\$ 0.00
Installer margin and overhead	0.00		\$ 0.00
Subtotal			\$ 7,522.99
Contingency (4% of subtotal)			\$ 300.92
Total direct cost			\$ 7,823.91

Indirect Capital Costs (highlighted with a red circle)

	% of direct cost	\$/Wdc	\$
Permitting and environmental studies	0	0.00	\$ 1,000.00
Engineering and developer overhead	0	0.00	\$ 0.00
Grid interconnection	0	0.00	\$ 350.00
Land Costs			
Land area	0.013 acres		
Land purchase	\$ 0/acre	0	\$ 0.00
Land prep. & transmission	\$ 0/acre	0	\$ 0.00
Total indirect cost			\$ 1,350.00

Sales Tax

Sales tax basis, percent of direct cost: 100% Sales tax rate: 0.0% Total: \$ 0.00

Total Installed Cost

The total installed cost is the sum of the indirect, sales tax, and direct costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.

Total installed cost: \$ 9,173.91
Total installed cost per capacity: \$ 1.08/Wdc

Figura 3.9. Campo para los parámetros de costos de instalación

11. En “Operating Costs” se realiza el análisis de los costos de operación y mantenimiento del sistema, no se incluye un costo fijo anual ni un gasto por generación, el sistema únicamente requiere costos por capacidad en los que se consideró el costo de mantenimiento del sistema.

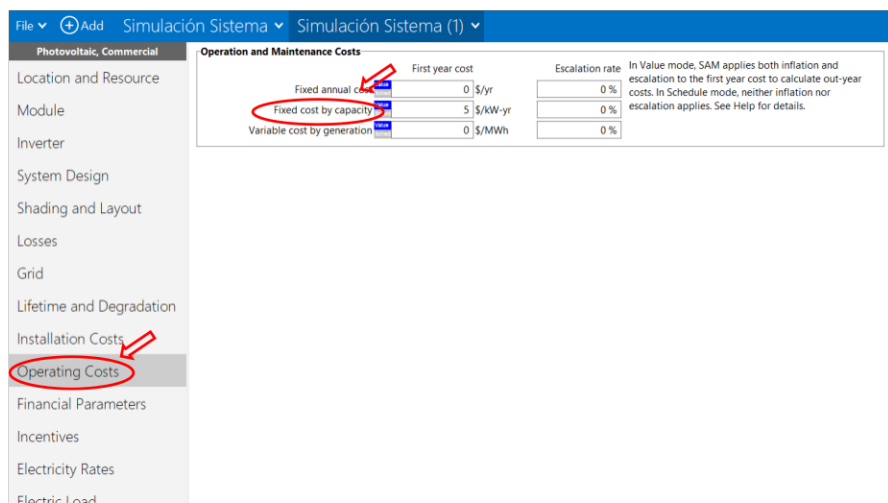


Figura 3.10. Campo para los parámetros de costos operacionales

12. En “Financial Parameters” se detallan todos los parámetros financieros que intervienen en el proyecto: Se realizará un préstamo por el 50% del valor total de la inversión, a un plazo de 4 años y con una tasa de interés del 11,26% según las tarifas del Banco Central del Ecuador para el año 2022[24].

Se ingresan los datos para el análisis de viabilidad del proyecto para los próximos 25 años que es el tiempo de vida útil de un sistema fotovoltaico, considerando la tasa de inflación de nuestro país, datos tomados del INEC. Según las regulaciones de la ARCERNNR, no existe ningún apartado en donde se haga mención a algún tipo de impuestos para proyectos de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo, por lo que no se da lugar al inciso “Project taxes and Insurance Rates” de SAM.

Project Term Debt

Debt percent	50 %	Net capital cost	11,698.57 \$	The weighted average cost of capital (WACC) is displayed for reference. SAM does not use this value for calculations.
Loan term	4 years	Debt	5,849.28 \$	
Loan rate	11.26 %/year	WACC	9.97 %	

Analysis Parameters

Analysis period	25 years	Inflation rate	2.14 %/year
		Real discount rate	6.4 %/year
		Nominal discount rate	8.68 %/year

Project Tax and Insurance Rates

-Income Tax

Federal income tax rate	0 %/year
State income tax rate	0 %/year

-Property Tax

Assessed percentage	100 % of installed cost
Assessed value	11,698.57 \$
Annual decline	0 %/year
Property tax rate	0 %/year

-Sales Tax and Insurance

Insurance rate (annual)	0 % of installed cost
Sales tax	0 % of total direct cost

The sales tax rate applies to the total direct cost on the System Costs page.

Figura 3.11. Campo para los parámetros financieros

13. En el país no se ha creado una ley para brindar los incentivos mencionados en el apartado, "Incentives" del software SAM por lo que todo este apartado necesariamente queda en blanco.

DSIRE Incentives Database

[Go to website...](#) The online Database of State Incentives for Renewables and Efficiency (DSIRE) contains detailed information for specific incentives in U.S. locations.

Tax Credits

Investment Tax Credit (ITC)

	Amount (\$)	Reduces Depreciation Basis	
		Federal	State
Federal	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Percentage (%) Maximum (\$)

Federal	0	1e+38	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0	1e+38	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Production Tax Credit (PTC)

	Amount (\$/kWh)	Term (years)	Escalation (%/yr)
Federal	0	10	0.00
State	0	10	0.00

Inflation does not apply to the PTC amount. In Schedule mode, use nominal (current) dollar values. See Help for details.

Direct Cash Incentives

Investment Based Incentive (IBI)

	Amount (\$)	Taxable Incentive		Reduces Depreciation and ITC Bases	
		Federal	State	Federal	State
Federal	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Percentage (%) Maximum (\$)

Federal	0	1e+38	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0	1e+38	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0	1e+38	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0	1e+38	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Capacity Based Incentive (CBI)

	Amount (\$/W)	Maximum (\$)	Taxable Incentive		Reduces Depreciation and ITC Bases	
			Federal	State	Federal	State
Federal	0	1e+38	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0	1e+38	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0	1e+38	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Figura 3.12. Campos incentivos

15. En “Electricity Rates” se ingresan los datos según el pliego tarifario ecuatoriano, tomando en cuenta que se instalará en una empresa industrial conectada en medio voltaje con demanda sin tarifa horaria.

Lo que si se toma en cuenta es cómo se llevará a cabo la medición neta de energía mensual, se dispondrá de un medidor bidireccional, lo que significa que cuando haya un excedente de energía generada por el sistema fotovoltaico, esta podrá ser inyectada a la red, energía que será devuelta por parte de la empresa distribuidora en posteriores meses, cuando dé el caso de que la energía generada es insuficiente para alimentar la carga.

Al final la empresa pagará a la distribuidora únicamente el valor de una diferencia en contra, en caso de existir. Adicional existen valores fijos que se pagan en las facturas eléctricas, para el caso de la locación de la empresa “El Último Inca”, se paga un valor mensual por alumbrado público.

The screenshot shows the 'Electricity Rates' configuration screen. The sidebar on the left has 'Electricity Rates' highlighted. The main content area includes the following sections:

- OpenEI U.S. Utility Rate Database:** Search for rates, Go to Open EI Utility Rate Database website.
- Save / Load Rate Data:** Save rate to file..., Load rate from file...
- Metering and Billing:** Net energy metering (selected), Net energy metering with \$ credits, Net billing, Net billing with carryover to next month, Buy all / sell all. Compensation rate for net excess generation: 0.05 \$/Wh, Roll over net excess compensation to future bills (checked). Month for end of true-up period: Dec. Use hourly (subhourly) sell rates instead of TOU rates, Use hourly (subhourly) buy rates instead of TOU rates. Hourly (subhourly) sell rates: Edit array... \$/kWh. Hourly (subhourly) buy rates: Edit array... \$/kWh.
- Fixed Charge:** Fixed monthly charge: 14 \$.
- Annual Escalation:** Electricity bill escalation rate: 0 %/yr.
- Minimum Charges:** Monthly minimum charge: 10 \$, Annual minimum charge: 120 \$.

Figura 3.13. Campos de datos eléctricos

16. Se ingresan los datos de la carga eléctrica, el apartado de crecimiento de carga, se ha dejado en cero puesto que la empresa no tiene previsto expandirse.

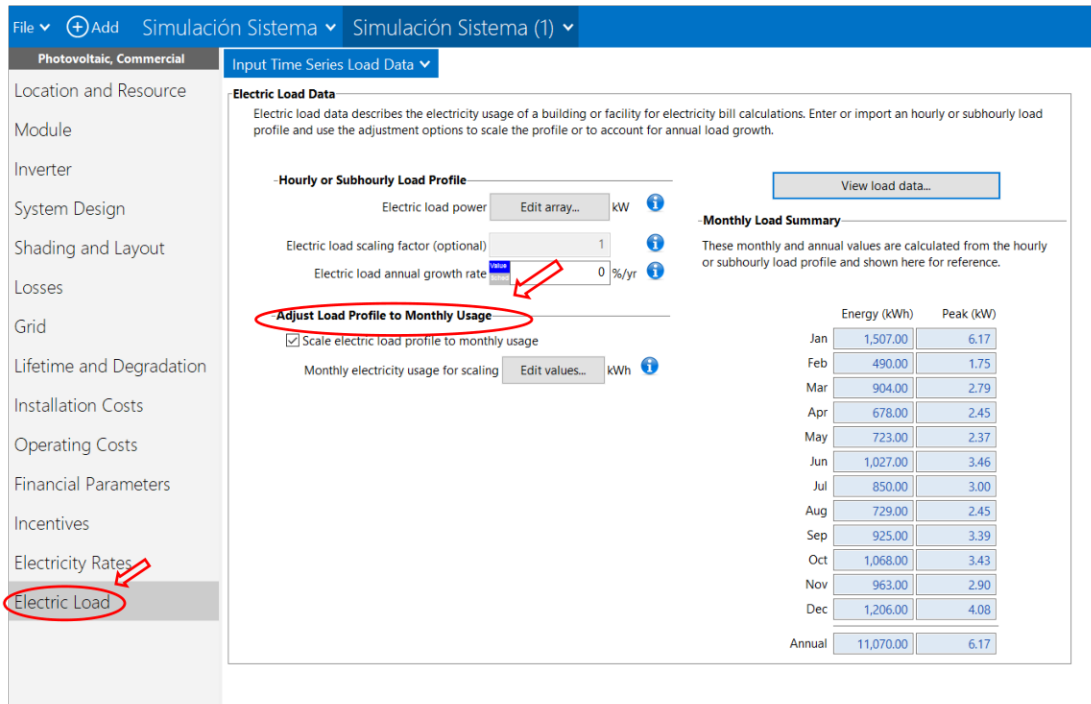


Figura 3.14. Campos de datos de la carga eléctrica

Los resultados de la simulación se muestran en la Figura 3.15 (a), se observa la producción mensual de energía del sistema fotovoltaico vs la demanda de la carga durante el primer año mientras que en la Figura 3.15 (b) se observa la producción anual durante su vida útil.

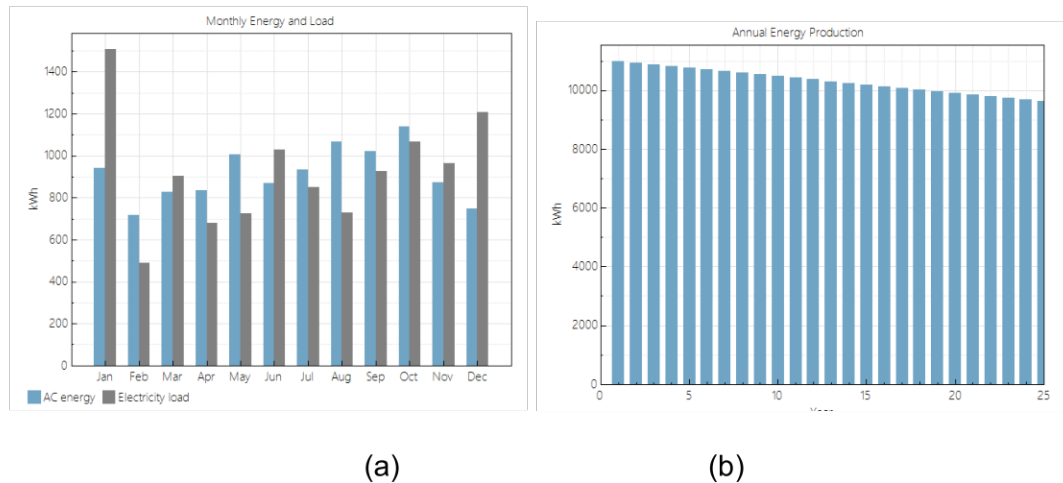


Figura 3.15. Resultados de la Simulación

En la Figura 3.16 se presentan un resumen de los resultados de generación y financieros, así también se puede ver con más detalle el reporte de la simulación en el ANEXO III.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	10,970 kWh
Capacity factor (year 1)	14.8%
Energy yield (year 1)	1,297 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.77
Levelized COE (nominal)	7.31 ¢/kWh
Levelized COE (real)	6.02 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$1,087
Electricity bill with system (year 1)	\$296
Net savings with system (year 1)	\$791
Net present value	\$1,696
Simple payback period	8.4 years
Discounted payback period	15.3 years
Net capital cost	\$9,174
Equity	\$4,587
Debt	\$4,587

Figura 3.16. Resultados de Generación y Financieros obtenidos en SAM

Los resultados obtenidos de SAM, según la Figura 3.16 son:

- El sistema fotovoltaico generará 10,970 kWh de energía durante el primer año, lo que confirma se está cumpliendo con la regulación ARCERNR 013/2021 en la se plantea que la generación anual del sistema debe ser menor o igual a la demanda de la misma, y como se vio en el capítulo anterior, se tendrá una demanda promedio de 11,028 kWh.
- El factor de capacidad de la planta es del 14,8%, valor que está dentro de los rangos aceptables para generadores fotovoltaicos, que son entre el 10% y el 30%.
- Así también los valores de rendimiento energético 1,297kwh/kW y relación de calidad 0,77 son valores que se encuentran dentro de los parámetros aceptables.
- La empresa en la cual se implementará el sistema fotovoltaico, según el pliego tarifario, está sujeta a un valor de 8,3 ctvs/kWh [25], por lo que según el valor de LCOE obtenido en la simulación, claramente el negocio es conveniente para la empresa puesto que el costo sería menor, como se observa en la Figura 3.16 LCOE real 6.02ctvs/kWh.
- Se observa las ventajas claras de facturación, con el sistema \$296 y sin el sistema \$1087 en dónde existe un ahorro de \$791.

- Se calculó un valor neto presente de \$1696, valor mayor que cero, por lo que financieramente se concluye que el proyecto es viable, además la inversión se recuperará en un período de 8.4 años que es bastante inferior a la vida útil del sistema.

3.2 Conclusiones

- El Ecuador tiene una posición estratégica en el planeta, lo que hace que la explotación del recurso solar sea viable para diversos proyectos energéticos, además se cuenta con bases de datos confiables en donde se encuentra información veraz de los valores de irradiancia, en particular se observó que el cantón Sigchos tiene buen un promedio de recurso solar, 4.94 kWh/m^2 lo que lo hace ideal para más proyectos solares.
- Es importante analizar el nivel de voltaje al que se conecta la carga que se pretende alimentar con un sistema fotovoltaico y los horarios en los que la empresa lleva a cabo sus actividades, pues además de brindar la información técnica necesaria, también influye en el balance financiero que se realiza pues para algunos casos se debe tomar en cuenta diferentes tarifas acordes a la hora.
- El software SAM es una herramienta que permite obtener resultados técnico económicos del proyecto que se desea ejecutar, determinando la viabilidad o no del mismo, ya que posee una amplia librería en donde se encuentran diversas marcas y modelos tanto de módulos fotovoltaicos como de inversores, así también tiene la facilidad de descargar los datos del recurso solar a través de NREL, brinda la facilidad de ingresar demás datos técnico-financieros, necesarios para posteriormente realizar el cálculo, entre los más relevantes, de la potencia generada, LCOE y VAN, factores que claramente muestran si el proyecto se debería ejecutar o no, brindando resultados amplios pero sobre todo amigables con el usuario, a pesar de ser un software que claramente está orientado a diseños de sistemas fotovoltaicos en USA, con el debido análisis y conocimientos solidos de lo que se requiere tanto en la parte técnica como en la parte financiera del proyecto, SAM finalmente presenta resultados confiables y acertados.
- Finalmente, el proyecto es claramente viable, por los resultados obtenidos tanto técnicos como económicos que, si bien representa una inversión inicial fuerte, esta se recupera en la mitad de vida útil del proyecto.

3.3 Recomendaciones

En el país existen varias empresas dedicadas a las energías renovables, sería de gran utilidad que se proponga un programa similar a SAM pero que sea orientado exclusivamente a la realidad del país con respecto a tarifas eléctricas, incentivos por parte del estado, tipos de impuestos que se aplican, entre otros. Esto facilitaría la modelación de este tipo de sistemas y de alguna manera también se estaría proponiendo una metodología estándar al momento de diseñar, con la flexibilidad necesaria para que la última palabra, en varios aspectos, sea tomada por el diseñador y el cliente.

En caso de que el generador fotovoltaico vaya a ser colocado en construcciones, se recomienda realizar un análisis estructural para determinar si es o no prudente la colocación del sistema, tomando en cuenta el peso de los factores que intervienen, como paneles, el personal al momento de la instalación, herramientas, etc.

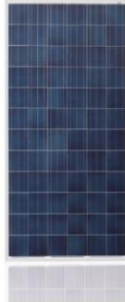
4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ARCONEL, "Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021," 2021. Accessed: Jan. 10, 2022. [Online]. Available: <https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2021/05/Resolucion-Nro.-ARCERNNR-013-2021-signed-signed.pdf>
- [2] E. Reynosa, *Crisis ambiental Global. Causas, consecuencias y soluciones prácticas.*, 2nd ed., vol. 1. Amazon.es, 2015.
- [3] ARCONEL, "Marco normativo para la participación de la generación distribuida," ARCONEL, Apr. 2020. https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/04/21_Inf-Sust-Reg-Gen-Distrib_V6_Dir.pdf (accessed Jan. 10, 2022).
- [4] J. Rifkin, *The Hydrogen Economy. The Creation of the Worldwide Energy Web and The Redistribution of Power on Earth.* 2002.
- [5] M. P. Andrade Marin, "Estudio para la implementación de generación fotovoltaica para autoabastecimiento en la empresa industrial 'Tornasol,'" Quito, 2021.
- [6] J. Paul and V. Quintero, "GENERACIÓN DISTRIBUIDA: Democratización de la energía eléctrica," pp. 105–112, 2008.
- [7] ASAMBLEA NACIONAL DEL ECUADOR, "Año II-Nº 418 Quito, viernes 16 de enero de 2015," 2015. Accessed: Jan. 10, 2022. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/Ley-Org%C3%A1nica-del-Servicio-P%C3%ABlico-de-Energ%C3%ADa-El%C3%A9ctrica.pdf>
- [8] Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación. Grupo de Nuevas Actividades Profesionales., *Energía solar fotovoltaica.* Colegio Oficial Ingenieros de Telecomunicación, 2007.
- [9] E. Parra Quispe, J. Albert, M. Valencia, C.-M. A. Abella, and M. A. Abella, "Sistemas fotovoltaicos Sistemas Fotovoltaicos Sistemas Fotovoltaicos Sistemas fotovoltaicos Contenido."
- [10] O. Perpiñán Lamigueiro, A. Colmenar Santos, and M.-A. Castro Gil, *Diseño de sistemas fotovoltaicos.* PROGNSA, 2012.
- [11] M. Bouzguenda, A. Gastli, A. H. A. Badi, and T. Salmi, "Solar photovoltaic inverter requirements for smart grid applications," 2011. doi: 10.1109/ISGT-MidEast.2011.6220799.
- [12] J. A. Ramos Hernanz, J. J. Campayo Martín, I. Zamora Berver, J. Larrañaga Lesaka, E. Zulueta Guerrero, and E. Puelles Pérez, "Modelling of photovoltaic module," *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 1, no. 8. European Association for the Development of Renewable Energy, Environment and Power Quality (EA4EPQ), pp. 1186–1190, Apr. 01, 2010. doi: 10.24084/repqj08.619.
- [13] NREL, "Modelo de asesor del sistema (SAM)," Jan. 12, 2021. <https://sam.nrel.gov/> (accessed Jan. 11, 2022).

- [14] "Google Earth."
[https://earth.google.com/web/search/Vino+de+Morti%
 c3%b1o+%22EI+Ultimo+Inca%22,+
 Sigchos/@-0.7141651,-
 78.866923,2809.69494022a,1056.45041828d,35y,0h,45t,0r/data=CpUBGmsSZQolMHg5M
 WQOZTU1OTY1YTQxMTgxOjB4NGRhNDY3NzdiNTAxNTA2MBnqOY7EcNrmvyGdSZuqe7dTW
 CoqVmlubyBkZSBNb3J0acOxbyAiRWwgVWx0aW1vIEluY2EiLCBTaWdjaG9zGAlGASImCiQJvI
 EOrqT95L8RWF4U6Bfe5r8Zq0Mm3-6zU8Ahw4pPOOC3U8AoAg](https://earth.google.com/web/search/Vino+de+Morti%c3%b1o+%22EI+Ultimo+Inca%22,+Sigchos/@-0.7141651,-78.866923,2809.69494022a,1056.45041828d,35y,0h,45t,0r/data=CpUBGmsSZQolMHg5MWQOZTU1OTY1YTQxMTgxOjB4NGRhNDY3NzdiNTAxNTA2MBnqOY7EcNrmvyGdSZuqe7dTWCqVmlubyBkZSBNb3J0acOxbyAiRWwgVWx0aW1vIEluY2EiLCBTaWdjaG9zGAlGASImCiQJvIEOrqT95L8RWF4U6Bfe5r8Zq0Mm3-6zU8Ahw4pPOOC3U8AoAg) (accessed Feb. 20, 2022).
- [15] A. Castejón and G. Santamaría, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*, Editex., vol. 1. Madrid, 2010.
- [16] W. Villegas Codena, "Estudio para el suministro de energía eléctrica mediante un sistema fotovoltaico para el 'Mercado San Roque,'" Quito , 2021.
- [17] J. Angamarca Ipiales and R. Guevara Pajuá, "Diseño de Microgeneración Fotovoltaica conectada a la red para el suministro eléctrico de los centros operativos y agencias de la EEQ ubicados al noroccidente y sur de la ciudad de Quito," Quito, 2020.
- [18] J. Alonso Lorenzo, "Efecto de las sombras en un panel fotovoltaico."
- [19] Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura," MADRID, 2009. [Online]. Available: www.idae.es
- [20] N. E. De and L. A. Construcción, "CARGAS (NO SÍSMICAS)."
- [21] DIPAC, "Productos de Acero DIPAC." <https://www.dipacmanta.com/perfiles/perfiles-estructurales/correa-g> (accessed Feb. 11, 2022).
- [22] "SOLAR TOP STORE," 2022. <https://www.solartopstore.com/products/fronius-symo-15-0-3-m> (accessed Jan. 30, 2022).
- [23] "/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging." [Online]. Available: www.fronius.com.
- [24] "Banco Central del Ecuador."
<https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm> (accessed Feb. 20, 2022).
- [25] dnre, "PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA."

ANEXO I

For Global Market



Datasheet Crystalline PV Module CHSM6612P Series

300 305 310 315 320

EN

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

	300	305	310	315	320
STC rated output (P_{mpp})*	300 Wp	305 Wp	310 Wp	315 Wp	320 Wp
PTC rated output (P_{mpp})**	273.2 Wp	277.9 Wp	282.5 Wp	287.2 Wp	291.9 Wp
Standard sorted output	0/+5 Wp				
Warranted power output STC ($P_{nominal}$)	300 Wp	305 Wp	310 Wp	315 Wp	320 Wp
Rated voltage (V_{mpp}) at STC	35.74 V	35.77 V	35.80 V	35.83 V	35.86 V
Rated current (I_{mpp}) at STC	8.40 A	8.53 A	8.68 A	8.80 A	8.93 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at STC	45.16 V	45.29 V	45.42 V	45.55 V	45.68 V
Short circuit current (I_{sc}) at STC	8.91 A	8.95 A	8.99 A	9.02 A	9.06 A
Module efficiency	15.5%	15.8%	16.0%	16.3%	16.5%
Rated output (P_{mpp}) at NOCT	209.5 Wp	213.0 Wp	216.5 Wp	220.0 Wp	223.5 Wp
Rated voltage (V_{mpp}) at NOCT	32.63 V	32.67 V	32.70 V	32.71 V	32.74 V
Rated current (I_{mpp}) at NOCT	6.42 A	6.52 A	6.62 A	6.73 A	6.82 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at NOCT	41.44 V	41.56 V	41.68 V	41.80 V	41.92 V
Short circuit current (I_{sc}) at NOCT	6.89 A	6.92 A	6.95 A	6.98 A	7.01 A
Temperature coefficient (P_{mpp})	- 0.408%/K		Maximum system voltage (UL/IEC)		1000 V _{oc} ***
Temperature coefficient (I_{sc})	+0.050%/K		Number of diodes		6 (or 3)
Temperature coefficient (I_{mpp})	- 0.003%/K		Maximum series fuse rating		15 A
Temperature coefficient (V_{mpp})	- 0.406%/K		*** Option: 1500V _{oc} for special requirement in advance		
Temperature coefficient (V_{oc})	- 0.311%/K				
Normal operating cell temperature (NOCT)	46±2°C				

* Measurement tolerance +/- 3%

** Estimated



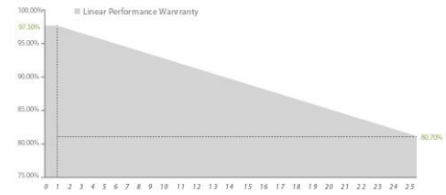
A CHNT COMPANY



RELATED PARAMETERS	
Cell type	polycrystalline
Number of cells / cell arrangement	72 / 6 x 12
Cells dimension	6"
Packing unit	25 modules
Weight of packing unit	703 kg / 1550 lbs

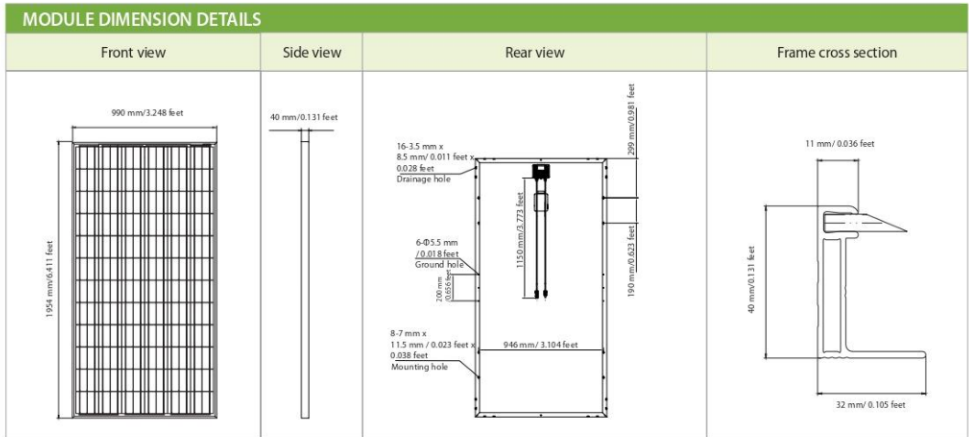
QUALIFICATION AND LINEAR WARRANTIES	
Product standard	IEC 61215, 61730 / UL 1703
Extended product warranty	10 years
Output decline 2.5%/year performance P_{mp} (STC)	1 st year
Output decline 0.7%/year performance P_{mp} (STC)	2 nd -25 th years

MECHANICAL SPECIFICATIONS	
Outer dimensions (L x W x H)	1954 x 990 x 40 mm 76.93 x 38.98 x 1.57 in
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Module composition	Glass / EVA / Backsheet (white)
Weight (module only)	25.8 kg / 56.9 lbs
Front glass thickness	4.0 mm / 0.16 in
Junction box IP rating	IP 65 (above)
*Cable length (UL/IEC)	1150 mm / 45.28 in
Cable diameter (UL/IEC)	12 AWG / 4 mm ²
Maximum load capacity	5400 Pa
Fire performance (UL/IEC)	Type 1 (UL) or Class C (IEC)
Connector type (UL/IEC)	MC type 4 compatible



ARTICLE NUMBER (per panel) -CHSM6612P Series		
Model	Article No. (IEC)	Article No. (UL)
CHSM6612P-300	200532	200537
CHSM6612P-305	200533	200538
CHSM6612P-310	200534	200539
CHSM6612P-315	200535	200540
CHSM6612P-320	200536	200541

* Option: 1000 mm for defined projects in advance.



© Chint Solar (Zhejiang) Co., Ltd. All rights reserved.
Specifications and designs included in this datasheet are subject to change without notice.

www.astronergy.com

Astronergy 1027 P / 10-2015

ANEXO II

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

Fronius

FRONIUS SYMO

Maximum flexibility for the applications of tomorrow



SnapInverter technology



Integrated data communication



Dynamic Peak Manager



Smart Grid Ready



SuperFlex Design



Zero feed-in

With power categories ranging from 3.0 to 20.0 kW, the transformerless Fronius Symo is the three-phase inverter for systems of every size. Owing to the SuperFlex Design, the Fronius Symo is the perfect answer to irregularly shaped or multi-oriented roofs.

The standard interface to the internet via WLAN or Ethernet and the ease of integration of third-party components make the Fronius Symo one of the most communicative inverters on the market. Furthermore, the meter interface permits dynamic feed-in management and a clear visualisation of the consumption overview.

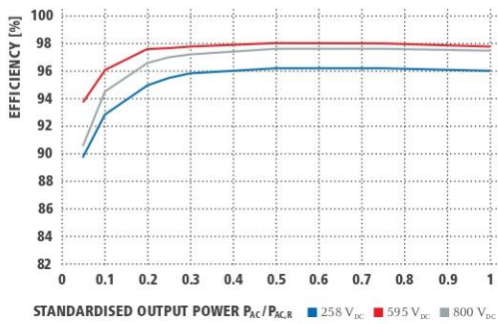
TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

INPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Number MPP trackers	1		2			
Max. input current ($I_{dc, max 1} / I_{dc, max 2}$)	16.0 A		16.0 A / 16.0 A			
Max. array short circuit current (MPP_1 / MPP_2) ¹⁾	24.0 A		24.0 A / 24.0 A			
DC input voltage range ($U_{dc, min} - U_{dc, max}$)			150 - 1000 V			
Feed-in start voltage ($U_{dc, start}$)			200 V			
Usable MPP voltage range			150 - 800 V			
Number of DC connections	3		2+2			
Max. PV generator output ($P_{dc, max}$)	6.0 kW _{peak}	7.4 kW _{peak}	9.0 kW _{peak}	6.0 kW _{peak}	7.4 kW _{peak}	9.0 kW _{peak}
OUTPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
AC nominal output ($P_{ac,1}$)	3,000 W	3,700 W	4,500 W	3,000 W	3,700 W	4,500 W
Max. output power	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA
AC output current ($I_{ac, nom}$)	4.3 A	5.3 A	6.5 A	4.3 A	5.3 A	6.5 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 230 V (+20 % / -30 %)					
Frequency (frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)					
Total harmonic distortion	< 3 %					
Power factor ($\cos \phi_{ac,1}$)	0.70 - 1 ind. / cap.		0.85 - 1 ind. / cap.			
GENERAL DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensions (height x width x depth)			645 x 431 x 204 mm			
Weight	16.0 kg		19.9 kg			
Degree of protection	IP 65					
Protection class	I					
Overvoltage category (DC / AC) ²⁾	2 / 3					
Night time consumption	< 1 W					
Inverter design	Transformerless					
Cooling	Regulated air cooling					
Installation	Indoor and outdoor installation					
Ambient temperature range	-25 - +60 °C					
Permitted humidity	0 - 100 %					
Max. altitude	2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)					
DC connection technology	3x DC+ and 3x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²			4x DC+ and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16mm ² §		
AC connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²			5-pole AC screw terminals 2.5 - 16mm ² §		
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ONORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, S1 4777 §, CEI 0-21 §, NRS 097					

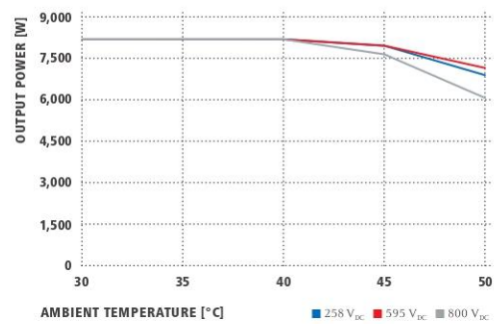
¹⁾ This applies to Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M and 4.5-3-M. ²⁾ According to IEC 62109-1.

[§] 16 mm² without wire end ferrules. Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS SYMO 8.2-3-M EFFICIENCY CURVE



FRONIUS SYMO 8.2-3-M TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Max. efficiency			98.0 %	
European efficiency (η _{EU})	97.3 %	97.5 %	97.6 %	97.7 %
MPP adaptation efficiency			> 99.9 %	

PROTECTIVE DEVICES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
DC insulation measurement			Yes	
Overload behaviour		Operating point shift, power limitation		
DC disconnect			Yes	
Reverse polarity protection			Yes	

INTERFACES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)		
6 inputs and 4 digital in/out		Interface to ripple control receiver		
USB (A socket) ¹⁾		Datalogging, inverter update via USB flash drive		
2x RS422 (RJ45 socket) ¹⁾		Fronius Solar Net		
Signalling output ²⁾		Energy management (potential-free relay output)		
Datalogger and Webserver		Included		
External input ¹⁾		SO-Meter Interface / Input for overvoltage protection		
RS485		Modbus RTU SunSpec or meter connection		

¹⁾ Also available in the light version.

ANEXO III

System Advisor Model Report

Detailed Photovoltaic 8.46 kW Nameplate -0.71, -78.86
 Commercial \$1.08/W Installed Cost UTC -5

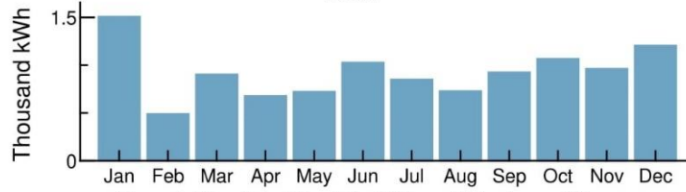
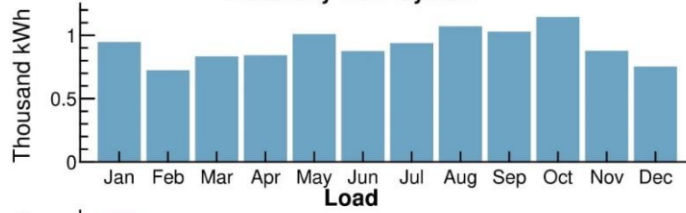
Performance Model					Financial Model	
Modules					Project Costs	
Chint Solar (Zhejiang) Co., Ltd. CHSM72P-HC-325					Total installed cost	\$9,173
Cell material	Multi-c-Si				Salvage value	\$0
Module area	1.95 m ²				Analysis Parameters	
Module capacity	325.38 DC Watts				Project life	25 years
Quantity	26				Inflation rate	2.14%
Total capacity	8.46 DC kW				Real discount rate	6.4%
Total area	50 m ²				Project Debt Parameters	
Inverters					Debt fraction	50%
Xantrex Technology: GT3.0-NA-DS-240					Amount	\$4,586
Unit capacity	3 AC kW				Term	4 years
Input voltage	100 - 480 VDC DC V				Rate	11.26%
Quantity	4				Tax and Insurance Rates	
Total capacity	12 AC kW				Federal income tax	0 %/year
DC to AC Capacity Ratio	0.70				State income tax	0 %/year
AC losses (%)	1.00				Sales tax (% of indirect cost basis)	0%
Four subarrays:					Insurance (% of installed cost)	0 %/year
	1	2	3	4	Property tax (% of assessed val.)	0 %/year
Strings	1	1	1	1	Incentives	
Modules per string	6	6	7	7	Federal ITC	0%
String Voc (DC V)	272.40	272.40	317.80	317.80	Electricity Demand and Rate Summary	
Tilt (deg from horizontal)	10.00	10.00	10.00	10.00	Annual peak demand	6.2 kW
Azimuth (deg E of N)	0	0	0	0	Annual total demand	11,070 kWh
Tracking	no	no	no	no	Generic Commercial	
Backtracking	-	-	-	-	Fixed charge: \$14/month	
Self shading	no	no	no	no	Monthly excess with kWh rollover	
Rotation limit (deg)	-	-	-	-	Tiered TOU energy rates: 4 periods, 1 tier	
Shading	no	no	no	no	Results	
Snow	no	no	no	no	Nominal LCOE	7.3 cents/kWh
Soiling	yes	yes	yes	yes	Net present value	\$1,600
DC losses (%)	6.39	6.39	6.39	6.39	Payback period	8.4 years
Performance Adjustments						
Availability/Curtailment	none					
Degradation	none					
Hourly or custom losses	none					
Annual Results (in Year 1)						
GHI kWh/m ² /day	4.65	4.65	4.65	4.65		
POA kWh/m ² /day	107.00	107.00	107.00	107.00		
Net to inverter	11,890 DC kWh					
Net to grid	10,970 AC kWh					
Capacity factor	14.8					
Performance ratio	0.77					

Detailed Photovoltaic
Commercial

8.46 kW Nameplate
\$1.08/W Installed Cost

-0.71, -78.86
UTC -5

Year 1 Monthly Generation and Load Summary
Electricity from System



Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)

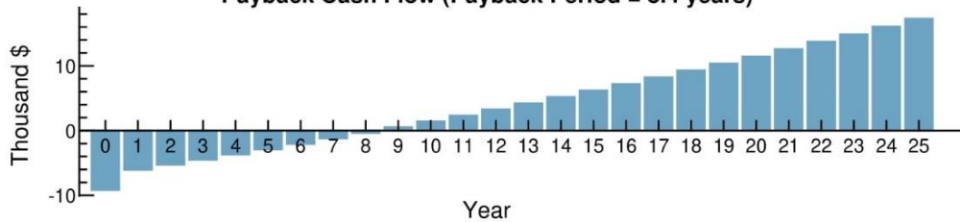
Month	Without System	With System	Savings
Jan	139	61	78
Feb	54	15	38
Mar	89	22	66
Apr	70	18	51
May	74	18	55
Jun	99	22	76
Jul	84	21	62
Aug	74	18	56
Sep	90	20	70
Oct	102	24	77
Nov	93	24	69
Dec	114	27	86
Annual	1,086	295	790

NPV Approximation using Annuities

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.0992		
Investment	\$-400	Sum:
Expenses	\$-500	\$100
Savings	\$200	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$900	\$1,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments
 Savings = Tax Deductions + PBI
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings
 Nominal discount rate = 8.677%

Payback Cash Flow (Payback Period = 8.4 years)



Detailed Photovoltaic
Commercial

8.46 kW Nameplate
\$1.08/W Installed Cost

-0.71, -78.86
UTC -5

