

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA PARA AUTOABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL EDIFICIO DE LA PLATAFORMA GUBERNAMENTAL SUR DE DESARROLLO SOCIAL**

**Análisis Normativo, estudio de demanda y dimensionamiento del  
Proyecto de Autoconsumo Fotovoltaico**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**ENRIQUE BENJAMIN ARTEAGA CHULDE**

**DIRECTOR: Dr. Ing. GABRIEL BENJAMÍN ZALAZAR YÉPEZ**

**DMQ, Septiembre 2023**

## **CERTIFICACIONES**

Yo, Enrique Benjamín Arteaga Chulde 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.

---

**ENRIQUE BENJAMIN ARTEAGA CHULDE**

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Enrique Benjamín Arteaga Chulde, bajo mi supervisión.

---

**Dr. Ing. GABRIEL BENJAMÍN ZALAZAR YÉPEZ**  
**DIRECTOR**

## **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.

ENRIQUE BENJAMIN ARTEAGA CHULDE

Dr. GABRIEL BENJAMÍN ZALAZAR YÉPEZ

## **DEDICATORIA**

Este trabajo se lo dedico a mis padres, en primer lugar, a mi madre Silvia que siempre me apoyo incondicionalmente para convertirme en un profesional, siendo la persona que estuvo a mi lado en los buenos y malos momentos. En segundo lugar, mi padre Raúl que, si bien ya no está presente, sus consejos y ayuda me permitieron llegar a cumplir con esta meta. Finalmente, a mi hermana Evelyn me apoyo durante la carrera universitaria

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios por esta presente en cada día de mi vida, en las dificultades y en los buenos momentos.

A mis padres por su presencia y apoyo moral y económico para la obtención de mi profesión.

A mi hermana que fue como una segunda madre dándome consejos para alcanzar mis metas.

A mi tutor Dr. Gabriel Salazar por su tiempo y enseñanzas para el desarrollo del presente trabajo.

A mi familia, mi tía Esperanza, mis primos: Nora, Fernando, Marco y Mirella que se preocupaban por mí mientras realizaban mis estudios.

De igual manera agradezco a mis amigos José, Eduardo, Mario, Raúl y Ronald con quienes compartí esta travesía en las aulas a lo largo de mi vida universitaria

# ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
RESUMEN .....	IX
ABSTRACT .....	X
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 Redes eléctricas inteligentes .....	3
1.4.2 Generación distribuida .....	3
1.4.3 Autoconsumo .....	4
1.4.4 Sistema de compensación .....	5
1.4.5 Energía Solar .....	6
1.4.6 Tipos de generación fotovoltaica .....	7
1.4.7 Programa pvsyst.....	8
2. METODOLOGÍA.....	9
2.1 Ubicación del proyecto fotovoltaico.....	9
2.2 Caracterización del consumo.....	10
2.3 Estimación del recurso solar útil .....	14
2.4 Orientación e inclinación del generador.....	15
2.4.1 Determinación de la orientación la inclinación óptima .....	15
2.4.2 Sombras en el plano de la instalación fotovoltaico .....	17
2.5 Área efectiva del proyecto.....	18
2.5.1 Análisis de sombras.....	19
2.5.2 Establecimiento de área útil disponible.....	20
2.6 Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.....	22
2.6.1 Selección del módulo fotovoltaico.....	22
2.6.2 Distancia entre filas de paneles fotovoltaicos .....	23
2.6.3 Estimación del número de paneles fotovoltaicos .....	25
2.7 Optimización del recurso del área disponible.....	28

2.8	Análisis estructural del edificio principal y secundario .....	32
2.8.1	Peso del edificio principal .....	32
2.8.2	Peso del edificio secundario .....	32
2.8.3	Peso de la instalación fotovoltaica.....	32
2.9	Valor de potencia Máxima de generación de la planta .....	33
2.10	Dimensionamiento del inversor fotovoltaico.....	34
2.11	Configuración de arreglo de paneles fotovoltaicos .....	36
2.11.1	Arreglo en serie .....	36
2.11.2	Arreglo en paralelo .....	37
2.12	Determinación de la energía generada .....	39
2.13	Rendimiento global del sistema .....	41
2.14	Evaluación de la regulación ARCERNN 001/21.....	45
3.	RESULTADOS .....	48
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	57
4.1	Conclusiones .....	57
4.2	Recomendaciones .....	58
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	59
6.	ANEXOS.....	61

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 2.1.</b> Consumo eléctrico mensual de cada horario. ....	12
<b>Tabla 2.2.</b> Valores de energía mensual, promedio y máxima. ....	13
<b>Tabla 2.3.</b> Valores de radiación solar global, en <i>kWh/m<sup>2</sup>/dia</i> . ....	14
<b>Tabla 2.4.</b> Factor se sombreado. ....	17
<b>Tabla 2.5.</b> Área útil definitiva del edificio principal, parte superior. ....	21
<b>Tabla 2.6.</b> Área útil definitiva del edificio secundario. ....	22
<b>Tabla 2.7.</b> Características del panel fotovoltaico JKM585M-7RL4-V. ....	23
<b>Tabla 2.9.</b> Disposición de los paneles para el edificio secundario-Vista superior. ....	26
<b>Tabla 2.10.</b> Disposición de los paneles para el edificio secundario. ....	27
<b>Tabla 2.12.</b> Disposición de los paneles en edificio principal- parte superior. ....	30
<b>Tabla 2.13.</b> Valores totales de potencia. ....	32
<b>Tabla 2.14.</b> Valores totales de potencia. ....	33
<b>Tabla 2.15.</b> Valores totales de potencia. ....	34
<b>Tabla 2.16.</b> Características de inversor. ....	34
<b>Tabla 2.17.</b> Número de paneles en conexión serie y paralelo. ....	38
<b>Tabla 2.18.</b> Arreglos instalados en el sistema-edificio principal. ....	38
<b>Tabla 2.19.</b> Arreglos instalados en el sistema-edificio secundario. ....	39
<b>Tabla 2.20.</b> Irradiación mensual diaria considerando sombreado e inclinación. ....	40
<b>Tabla 2.21.</b> Pérdidas del sistema y rendimiento global. ....	44
<b>Tabla 2.22.</b> Energía promedio diaria y mensual generada. ....	44



# ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1.</b> Definición de generación distribuida. [5] .....	4
<b>Figura 1.2.</b> Sistema fotovoltaico con conexión a la red. [12].....	7
<b>Figura 1.3.</b> Sistema fotovoltaico aislado. [13].....	8
<b>Figura 2.1.</b> Vista superior de la plataforma gubernamental. [17] .....	9
<b>Figura 2.2.</b> Vista isométrica de la plataforma gubernamental- edificio principal y secundario. [Realizado por el autor] .....	10
<b>Figura 2.7.</b> ángulo de elevación y Azimut. [18] .....	15
<b>Figura 2.8.</b> Planos de dimensiones del edificio principal. [Realizado por el autor] .....	18
<b>Figura 2.9.</b> Planos de dimensiones del edificio secundario. [Realizado por el autor].....	18
<b>Figura 2.10.</b> Vista superior del edificio secundario y edificio principal. [Realizado por el autor] ....	19
<b>Figura 2.11.</b> Vista isométrica de los elementos que afectan el espacio útil de edificio principal. [Realizado por el autor] .....	19
<b>Figura 2.12.</b> Establecimiento de distancia ante objetos y paneles. [18] .....	20
<b>Figura 2.13.</b> Vista isométrica de la terraza. [Realizado por el autor] .....	21
<b>Figura 2.14.</b> Disposición de distancia entre paneles. [Realizado por el autor] .....	24
<b>Figura 2.15.</b> Vista de la distribución de paneles con la disposición actual. [Realizado por el autor] .....	28
<b>Figura 2.16.</b> Esquema de disposición Este-Oeste. [9] .....	29
<b>Figura 2.17.</b> Esquema de disposición Este-Oeste. [Realizado por el autor].....	31
<b>Figura 2.19.</b> Caracterización del SGDA. [24] .....	45
<b>Figura 2.20.</b> Balance neto de energía .....	47
<b>Figura 3.1.</b> Creación de nuevo proyecto. ....	48
<b>Figura 3.2.</b> Selección de ubicación en el mapa.....	48
<b>Figura 3.3.</b> Alternativas de establecimiento de la ubicación .....	49
<b>Figura 3.4.</b> Vista superior de la plataforma gubernamental- edificio secundario .....	49
<b>Figura 3.5.</b> Selección de los principales parámetros.....	50
<b>Figura 3.6.</b> Selección de parámetros de prediseño.....	50
<b>Figura 3.7.</b> Ventana de tipo de orientación y selección de módulo.....	51
<b>Figura 3.8.</b> Ventana de selección de inversor y diseño de conjunto.....	51
<b>Figura 3.9.</b> Ventana de parámetros de autoconsumo. ....	52
<b>Figura 3.10.</b> Ventana de parámetros de valores mensuales del proyecto.....	52
<b>Figura 3.11.</b> Ventana de selección de la orientación e inclinación del panel.....	53
<b>Figura 3.12.</b> Ventana de parámetros de pérdidas del sistema. ....	53
<b>Figura 3.13.</b> Ventana de parámetros de envejecimiento del módulo FV. ....	54
<b>Figura 3.14.</b> Ventana de selección de pérdidas óhmicas. ....	54
<b>Figura 3.15.</b> Ventana de selección de porcentaje del factor de pérdidas de suciedad.....	55
<b>Figura 3.16.</b> Producción mensual del sistema. ....	55
<b>Figura 3.17.</b> Resumen de generación y pérdidas del sistema. ....	56

## RESUMEN

La aplicación de nuevas tecnologías enfocadas en el aprovechamiento de recursos renovables como la energía solar, forman parte del cambio de producción energética desarrolladas en varias partes del mundo y de igual forma en nuestro país.

Es conocido que el Ecuador se ubica en una posición geográfica que favorece el aprovechamiento del recurso solar. La plataforma Gubernamental Social está ubicada al sur de Quito, provincia de Pichincha y cuenta con una irradiancia promedio global horizontal de 5,47 kWh/m<sup>2</sup>, condiciones óptimas para la instalación de un sistema fotovoltaico para el autoabastecimiento de todo el lugar.

Se comienza con la determinación del recurso solar disponible, el área disponible y en base de la demanda promedio se procede a realizar el dimensionamiento de la central fotovoltaica acorde con lo establecido en la regulación Nro.ARCERNNR 001/21. Por último, mediante el software PVsyst se obtiene el análisis técnico del proyecto.

**PALABRAS CLAVE:** nuevas tecnologías, energía solar, autoabastecimiento, sistema fotovoltaico, módulos fotovoltaicos, inversor.

## ABSTRACT

The application of new technologies focused on the use of renewable resources such as solar energy, are part of the change in energy production developed in various parts of the world and in the same way in our country.

It is known that Ecuador is in a geographical position that allows it to take advantage of the solar resource. The Social Government platform is located south of Quito, Pichincha province and has an average global horizontal irradiance of 5,47 kWh/m<sup>2</sup>, optimal conditions for the implementation of a photovoltaic system for the self-supply of the entire place.

It begins with the determination of the available solar resource, the available area and based on the average demand, the sizing of the photovoltaic plant is carried out in accordance with the provisions of regulation Nro. ARCERNR 001/21. Lastly, through the PVsyst software, the technical analysis of the project is obtained.

**KEYWORDS:** new technologies, solar energy, self-supply, photovoltaic system, photovoltaic modules, inverter.

# 1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de industrias y empresas giran en torno al consumo de energía eléctrica, que permiten la realización de sus actividades. Este recurso normalmente se obtiene de fuentes no renovables como materiales en depósitos, energía naturalmente acumulada y recursos hídricos que, si bien existen en la actualidad a larga su disponibilidad puede ser nula. Además, se pretende disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> y la desertificación del suelo que ocasionan problemas ambientales.

La aplicación de nuevas tecnologías busca aprovechar recursos renovables como la energía solar, siendo el sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red una fuente de generación de energía eléctrica que tiene la finalidad de aprovechar el recurso solar durante el día para el abastecimiento de una carga, disminuyendo el ingreso de energía por parte de la red de distribución y en caso de la existencia de excedentes entregarlos a la red.

La plataforma de Gubernamental de Social del Sur cuenta con una infraestructura que busca ser un hito en el contexto social, geográfico y político. En donde si bien el consumo eléctrico va dirigido a los diferentes departamentos de gestión, se optó por un sistema de iluminación y control dmx para las fachadas del edificio con la finalidad de convertirse en un referente en la modernidad y potenciar su riqueza arquitectónica. La ubicación geográfica de la plataforma evidencia factibilidad para la implementación de un sistema fotovoltaico con conexión a la red y considerando que el estado ecuatoriano motiva a la implementación de energías de fuentes renovables no convencionales en base a la regulación Nro. ARCERNNR 001/20021 en entidades públicas.

Para cumplir con este proyecto es necesario realizar un estudio técnico de parámetros energéticos y planos tanto del edificio principal como secundario. Posteriormente, caracterizar el valor de la demanda de la plataforma a través de la información de consumo eléctrico mensual, establecer el área útil y el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

Como soporte de resultados se utilizará el software PVsyst que permite realizar la simulación de un sistema fotovoltaico ya que este cuenta con una base de datos de los elementos como paneles fotovoltaicos e inversores y condiciones tanto de posicionamiento como de posibles pérdidas del sistema para el análisis del sistema y la viabilidad del mismo.

## **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar una investigación para la implementación de sistemas de generación fotovoltaico en el marco de la normativa sobre energías renovables en el edificio de la Plataforma Gubernamental Sur de Desarrollo Social, a fin de establecer el dimensionamiento de la instalación para el autoabastecimiento.

## **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Investigar la normativa para la implementación de sistemas de generación fotovoltaica para autoconsumo en el Ecuador.
- Caracterizar el consumo de energía eléctrica del edificio de la Plataforma Gubernamental Sur de Desarrollo Social.
- Establecer áreas apropiadas para la implementación de sistemas de generación fotovoltaica para autoabastecimiento de la Plataforma Gubernamental Sur de Desarrollo Social.
- Dimensionar en función del consumo histórico la central fotovoltaica que permita el autoabastecimiento eléctrico de la Plataforma Gubernamental Sur de Desarrollo Social, con la ayuda del software PVsyst.

## **1.3 ALCANCE**

El presente Trabajo de Integración Curricular enmarcar el estudio, análisis de un sistema fotovoltaico con conexión a la red para compensar la demanda de la Plataforma Gubernamental Sur ubicada en la zona de Quitumbe en la ciudad de Quito.

Se realiza una investigación bibliográfica de la instalación de sistemas fotovoltaicos en base a fuentes bibliográficas como tesis, papes, artículos de revistas entre otros documentos que permitan abordar el tema.

El proceso del proyecto empieza como la determinación del potencial solar de la ubicación del proyecto en base a datos proporcionados por el programa PVsyst. Para posteriormente en base a las facturas de consumo de energía eléctrica del último año, establecer la demanda energética.

Posteriormente, se establece las zonas útiles para la instalación del sistema fotovoltaico y se procede al dimensionamiento de los principales elementos como módulos fotovoltaicos

e inversores considerando la regulación Nro. ARCERNR 001/2021. La misma información se ingresará en PVsyst para convalidar el diseño del proyecto.

## **1.4 MARCO TEÓRICO**

### **1.4.1 REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES**

Dentro de las definiciones de una red inteligente dada por el departamento de energía (DOE) se puede establecer como una red de distribución de energía, la cual se encuentra totalmente automatizada con la capacidad de monitorear y controlar todas las actividades del cliente, de esta forma se asegura un flujo bidireccional tanto de informaciones como de electricidad entre la central y el dispositivo de consumo. [1]

Mientras que Electric Power (EPRI) define a este concepto como el sistema de entrega de energía eléctrica cumpliendo como funciones de monitoreo, protección y optimización de forma automática las operaciones de todos los elementos conectados y distribuidos mediante la red de alto voltaje para llegar hasta el consumidor final ya sea de tipo doméstico, comercial o industrial. [2]

Se considera una red eléctrica inteligente como aquel sistema capaz de gestionar y distribuir la energía para mejorar la confiabilidad de la red con nuevas aplicaciones y la capacidad para que el consumo tenga la capacidad de gestionarse correctamente los costos de consumo. Condicionando a que estas acciones llevan a cabo varias operaciones con la finalidad de distribuir de forma eficiente el suministro eléctrico para que este sea económico, competitivo y seguro.

### **1.4.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

La generación distribuida conforma aquel tipo de generación o de almacenamiento que puede ser considerada pequeña, grande o mediana y cuya ubicación puede ser cercana al consumidor y que cuenta con la capacidad de interactuar con las redes de interconexión de los procesos de compra y venta. Según [3] debido a su presencia no centralizada, colabora a ubicarse en zonas libres cercanas a las cargas. Además, que se presenta mayor confiabilidad de la red que se ve reflejado en el mejoramiento de la calidad de energía ya que problemas como el congestionamiento de las redes pueden ser eliminados. La utilización de pequeñas fuentes de generación en base energías renovables enfocadas en la producción de electricidad, en donde aspectos con eficiencia, confiabilidad y calidad deben ser garantizados a cada uno de los consumidores. En donde el uso de los sistemas

de generación cambia en función de la generación en donde se puede considerar los siguientes: electrificación rural, servicios municipales, autoabastecimiento y soporte en la red. [4]

Para conceptualizar de manera correcta la definición de generación distribuida es necesario establecer algunas características como la capacidad de producción, el tipo de tecnología que se pretende utilizar, los límites de potencia presentes en el sistema, así como la conexión a la red.

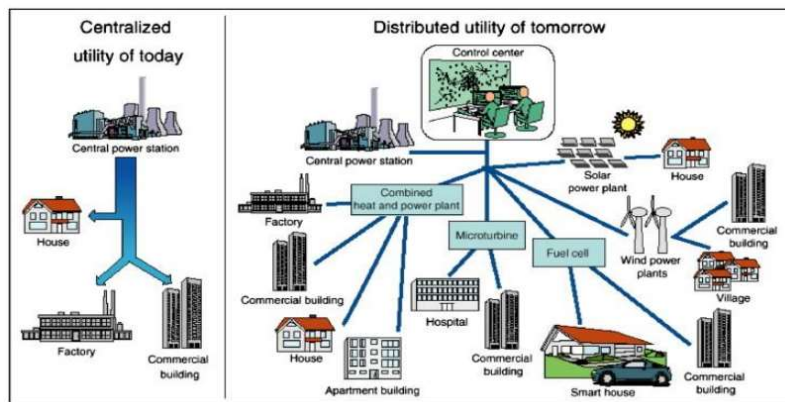


Figura 1.1. Definición de generación distribuida. [5]

### 1.4.3 AUTOCONSUMO

Respecto al autoconsumo, se busca el uso de la electricidad producida para el consumo dentro de donde se encuentre la carga, pero con la probabilidad de exportación de energía hacia la red. Cuando se tiene sistemas enlazados a la red para el proceso de autoconsumo, estos deben contar con un medidor inteligente capaz de controlar la salida del inversor fotovoltaico y disminuir la salida cuando la energía utilizada de la carga es menor.

Cuando se trata de autoconsumo fotovoltaico es necesario establecer la incidencia del sol sobre un material de tipo semiconductor, que excita a un electrón de su nivel de valencia y al momento de regresar a su órbita expulsa una energía cuanto de energía que sirve como aprovechamiento en los paneles solares. El autoconsumo no está enfocado en ser un negocio, sino que busca formar parte de las alternativas para la contribución con el medio ambiente y a un derecho de tener la capacidad de producir energía eléctrica propia. [6]

## 1.4.4 SISTEMA DE COMPENSACIÓN

- **Net metering**

Este mecanismo permite la compensación de la energía inyectada equiparando el valor económico con la energía consumida. Bajo este esquema, la entrada y salida es medida y contabilizada en un periodo mensual o anual mediante el uso de un medidor bidireccional. Se establece que con net metering, el usuario intenta generar la misma cantidad de energía consumida con la finalidad de establecer la potencia instalada optima del SFV pretende minimizar la desviación entre la energía generada y la demandada en un balance anual. [7]

Se menciona dos posibles escenarios, en donde el primer escenario se inyecta energía mayor a la consumida por lo que la empresa no estará obligada a pagar por la energía excedente producida por el sistema de autoabastecimiento lo que permite que el cliente no tenga la necesidad de pagar por el consumo. Mientras que el segundo escenario la energía inyectada es menor a la demanda por lo que usuario estará obligado a pagar solo por lo consumido por la red. [8]

- **Net Metering con crédito**

Este tipo de mecanismo ocurre cuando la energía eléctrica excede la generada por el sistema de autoabastecimiento en la red por lo que puede ser recompensada en un periodo de facturación establecido por la empresa de distribución. Lo que permite al usuario utilizar su crédito de energía en un futuro.

- **Net metering con pago**

Cuando se tiene este sistema, la compensación de la energía eléctrica puede ser compensada en un periodo de facturación, la empresa puede contribuir con el pago por la misma. Siendo una forma atractiva la implementación sistemas de generación de energías renovables ya que se puede esperar cierta rentabilidad. Si bien se puede considerar los dos escenarios propuestos anteriormente, en este proceso para el segundo caso cuando existe un excedente el cliente no puede vender la energía inyectada al mismo precio que compra de la red. [9]

- **Net metering con crédito y pago**

En este mecanismo se realiza una combinación de los casos anteriores, por lo que el proceso consta de la medición de la energía inyectada para continuar y en caso de que exista un excedente este se reserva para ser descontada en el siguiente periodo de



facturación; pero si no se ha descontado después de varios periodos se deberá pagar al cliente el valor de energía suministrada. [9]

- **Net Billing**

Se lo conoce como facturación neta siendo una variación del Net Metering, en donde no se realiza la compensación por un periodo de facturación, sino que se netea el costo de la facturación mensual. Se establece que el valor del costo de la energía no es el mismo cuando el cliente vende a la empresa eléctrica. [9]

El proceso de este método se establece mediante el siguiente ejemplo: En base a la instalación de medidores bidireccionales, los cuales permite la medición de la energía para establecer el valor de generación de electricidad de una instalación para posteriormente poder realizar la venta de excedentes a la empresa distribuidora. [9]

## **1.4.5 ENERGÍA SOLAR**

La energía solar forma parte de los diferentes tipos de energías renovables que existen en la actualidad y que tiene como objetivo ser una fuente de energía en la transición energética. Este recurso si bien se busca la protección del medio ambiente, pretende garantizar al consumidor, bienestar y beneficios económicos. [10]

En el Ecuador se presenta una alta radiación, gracias a su ubicación ya que según el consejo nacional de electricidad se cuenta con zonas de hasta 6,3 horas de luz perpendicular promedio día por año.

**Energía solar térmica.** Este consiste en la captación de la energía solar mediante elementos de captación de energía solar, de almacenamiento y de distribución para el consumo del cliente.

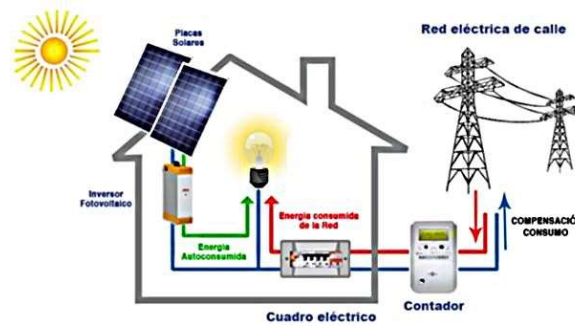
**Energía solar fotovoltaica.** Este se da al momento cuando los fotones que viajan a través de la luz del sol, llegan a las celdas de módulos fotovoltaicos y producen electrones. Estos debido al aumento de temperatura, comienzan a moverse creando un flujo de electricidad entre las capas del módulo solar. [10]

## 1.4.6 TIPOS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

- **Sistemas conectados a la red**

Son aquellos que la energía recibida inyecta a la red, en donde la operación de la empresa eléctrica realiza actividades de refuerzo para su generación y cubrir altas demandas ante fallas que se produzcan en la red. Teniendo en cuenta que el sistema propio del consumidor permite el aporte a la red y emplear la energía de la red al momento que el autoabastecimiento no es capaz de compensar el consumo solicitado por el cliente. [9]

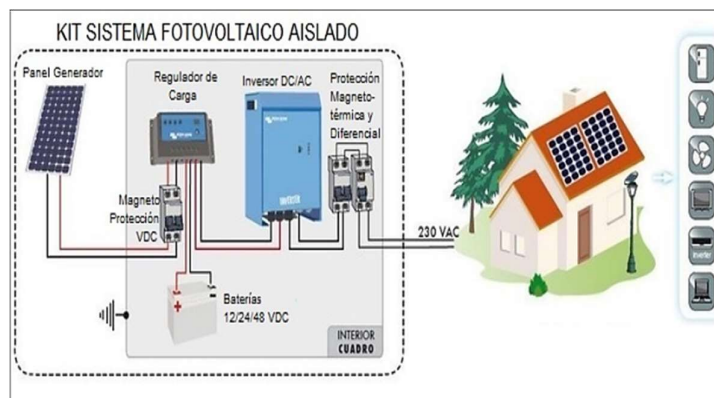
Este tipo de sistema no cuenta con un sistema de acumulación de energía, ya que esta es canalizada a la red durante el periodo donde la energía solar lo facilite caso contrario cuando no existe horas de insolación es nula por lo que es necesario que la carga sea alimentada de la red. La fiabilidad en este tipo de instalación es mayor en relación con un sistema aislado ya que presenta la posibilidad de alimentarse de la red en caso de una avería. [9]



**Figura 1.2.** Sistema fotovoltaico con conexión a la red. [12]

- **Sistema aislado de la red**

Por lo general se utilizan este sistema para producir la energía eléctrica y autoabastecer en sitios lejanos que no tiene la capacidad de conexión a la red pública por aspectos geográficos o falta de capacidad. En donde las plantas de generación presentan la capacidad de almacenamiento de energía para cubrir las horas en épocas donde exista poca producción, por lo que es necesario planificar el diseño del sistema considerando la rentabilidad de la creación de la planta. [11]



**Figura 1.3.** Sistema fotovoltaico aislado. [13]

### 1.4.7 PROGRAMA PVSYST

Es una herramienta que permite desarrollar instalaciones fotovoltaicas que se usan para el estudio, la simulación y el análisis de datos completos de los sistemas fotovoltaicos. Mediante este programa se puede realizar un diseño preliminar en base a los valores mensuales, en el caso de sistemas con conexión a la red se puede establecer la potencia requerida, para sistemas autónomos se puede establecer el valor de la potencia fotovoltaica y el valor de la capacidad de batería y para sistemas de bombeo evalúa la potencia de la bomba y el tamaño de la instalación fotovoltaica. En la parte de diseño y simulación de proyecto presenta diferentes entradas donde el usuario es capaz de especificar con detalle los elementos del sistema fotovoltaico, condiciones de posición de paneles fotovoltaicos, así como la posición y orientación de los mismos. [14]

Los resultados que se presentan en forma de informe permiten realizar una comparación ante la modificación de los parámetros cuando se realiza la simulación del proyecto. Dichas variaciones se pueden realizar en gran medida ya que cuenta con una base de datos que permite obtener información de datos meteorológicos de diferentes sitios geográficos, así como la comparación de los mismo ya que presentan más de un estimador, el cual es escogido a criterio del usuario. También, cuenta con un banco de datos de fabricantes en lo que corresponde a los elementos de una instalación fotovoltaica. Las herramientas con las que cuenta este programa, permiten mostrar tablas y gráficos del comportamiento de la matriz fotovoltaica ante modificaciones en las especificaciones del sistema, para un posterior análisis del funcionamiento del sistema para realizar modificaciones en el caso de existir irregularidades para alcanzar el máximo de rendimiento. De igual manera el software, se puede utilizar para realizar un análisis económico en base a costos reales de los componentes, costos adicionales y condiciones de inversión en cualquier moneda. [15]

## 2. METODOLOGÍA

En el dimensionamiento del sistema fotovoltaico para el presente proyecto, se efectúa el cálculo del número de paneles solares e inversores necesarios para compensar la demanda que consume en un valor igual o menor, dependiendo del área útil donde se puede instalar, inclinación y afectación de sombras por la infraestructura. A su vez, en caso de necesitar optimizar los recursos se puede establecerá una nueva disposición de los paneles sobre el techo donde se colocarán.

### 2.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO

La plataforma gubernamental sur se encuentra localizada en la ciudad de Quito, precisamente en el sector de Quitumbe, cuyo terrero se encuentra limitado por las avenidas Quitumbe Ñan, Lira Ñan y Amaru Ñan, y cerca de la Plaza Quitumbe. La ubicación geográfica en base a la información proporcionada por Google Earth, es la siguiente: latitud  $-0,292222$  y longitud  $-78,54428004847087$ . En la figura 2.1 se puede visualizar el edificio principal y el edificio secundario que serán los lugares donde se implementará el sistema fotovoltaico. [12]

El área correspondiente al edificio principal de la Plataforma es de  $10000\text{ m}^2$ , mientras que del edificio secundario es de  $1152\text{ m}^2$ . Pero debido a factores de infraestructura de los edificios, los valores de áreas útiles precisos se detallarán más adelante.

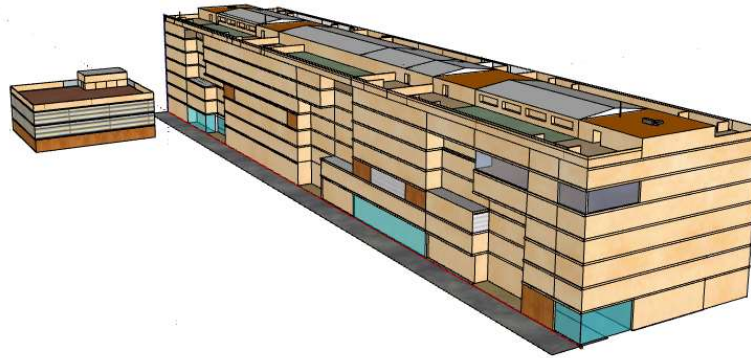


Figura 2.1. Vista superior de la plataforma gubernamental. [17]

- **Modelado 3D**

Se realizará una modelación en 3D del edificio principal y del secundario con la finalidad de observar a detalle la infraestructura de cada uno mediante el programa Sktechup. En donde la presencia de elementos como antenas y sistemas de ventilación puede afectar

en la disposición del área. En la figura 2.2 se muestra la vista de la ubicación de proyecto con la infraestructura a detalle que componen a cada edificio.



**Figura 2.2.** Vista isométrica de la plataforma gubernamental- edificio principal y secundario. [Realizado por el autor]

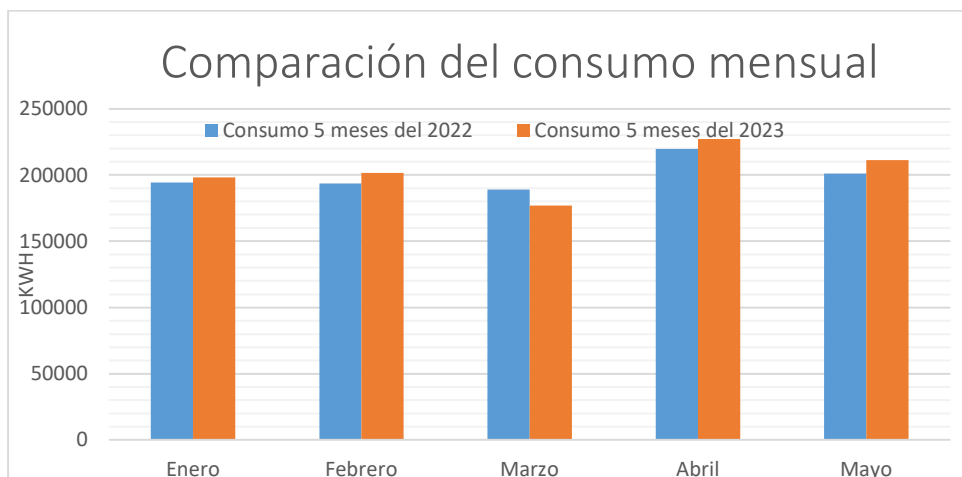
## 2.2 CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO

Para la caracterización del consumo tanto en el edificio principal como del edificio secundario se utilizará los datos facturación dados por la plataforma gubernamental del sur, de los cuales se considera los valores de energía de consumo mensual que se pueden observar en la figura 2.3 considerando el último año. De la factura se considera el valor energía en cada horario y posteriormente se presenta la energía total mensual para establecer el valor de energía del proyecto.

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.		Empresa Eléctrica Quito S.A.E.E.Q. Matriz: Bartolomé de las Casas E1-24 y Av. 10 de Agosto		Nro. factura: 001-999-062095728 Nro. doc. interno: 130058038 Fecha de emisión: 06-01-2022 Fecha de vencimiento: 04-02-2022 Número de autorización: 050120220117005388100120019990620957280026434216					
RUC: 098382198		Ruc: 1790053881001		Contribuyente especial: resolución No. 5368					
Código Único Eléctrico: 14202034359		OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD		MTC/CD14 - MT Entidades Oficiales Con Dem Hor: 14017004000389					
K201001354293		VALOR TOTAL: 16513,84							
<b>Información del Consumidor</b>									
<b>CUENTA CONTRATO 201001285493</b>									
Cédula: 098382198		Tipo de tarifa: AR CERNNR		Unidad de Lectura: 14017004					
Correo Electrónico: madalena.guzman@inmobiliar.gob.ec		Geocódigo:							
Dirección del servicio: AV LARA MAN GUTIERREZ / BELISARIO QUEVEDO - QUITO									
Ejecutivo de cuentas: BASTIDAS QUINALUISA JOSE FERNANDO mif: 022542800 ext: 3713 e-mail: bastidas@eeq.com.ec									
<b>1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público</b>									
Número de medidor: 80000032	Días facturados: 31	Factor de multiplicación: 1320,00							
Tipo de consumo: 02-12-2021	Fecha desde: 01-01-2022	Factor de corrección: 0,6572							
	Fecha hasta: 01-01-2022	Factor de potencia (FP): 0,9736							
		Penalización bajo FP: 0,0000							
Descripción	Fecha hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad	Monto (\$)
Energía act. hor. A (08:00-18:00)	01-01-2022	4038,74	3862,20	0,00	113838,12	0,00	113838,12	kWh	7740,99
Energía act. hor. B (18:00-20:00)	01-01-2022	193,57	911,91	0,00	2637,62	0,00	2637,62	kWh	1330,98
Energía act. hor. C (20:00-08:00)	01-01-2022	1890,48	1658,87	0,00	32289,76	0,00	32289,76	kWh	2028,19
Energía reactiva total	01-01-2022	1096,01	1681,81	0,00	45411,36	0,00	45411,36	VArh	
Demanda max. hor. A (08:00-18:00)	01-01-2022	0,41	0,00	0,41	0,00	0,00	0,41	kW	
Demanda max. hor. B (18:00-20:00)	01-01-2022	0,28	0,00	0,28	0,00	0,00	0,28	kW	
Demanda max. hor. C (20:00-08:00)	01-01-2022	0,20	0,00	0,20	0,00	0,00	0,20	kW	
Demanda Max Horaria	01-01-2022	0,65,99	0,00	0,65,99	0,00	0,00	0,65,99	kW	1520,00

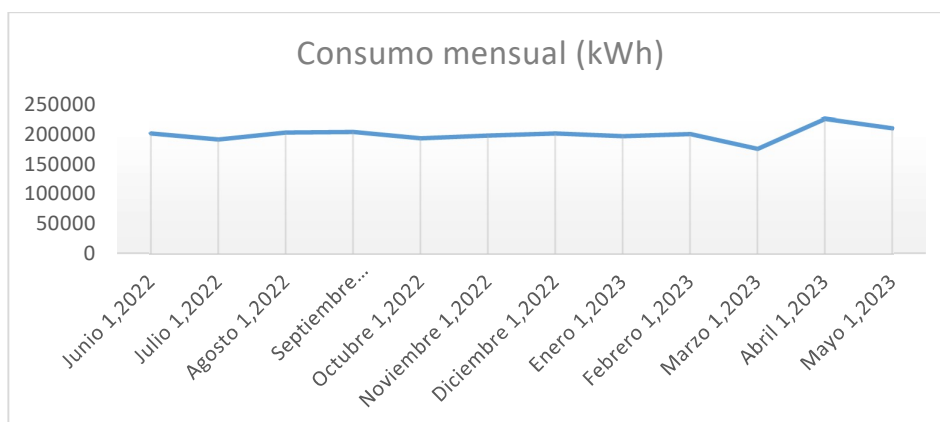
**Figura 2.3.** Planilla mensual del consumo de la plataforma.

De igual manera se muestra en la figura 2.4 la comparación de consumo que existió durante los primeros meses del 2022 y 2023, que presenta un incremento en el consumo del 2023 dado principalmente por el retorno a mayores actividades desde de la pandemia por COV-19.



**Figura 2.4.** Comparación del consumo mensual de los 5 primeros meses del 2022 y 2023. [Realizado por el autor]

De igual manera se presenta la curva en la figura 2.5 del consumo mensual en kWh durante el último año, en base a las 12 últimas planillas donde se puede observar que el consumo no presenta muchos puntos de aumento o disminuciones considerables, porque el valor promedio de este, permitirá establecer cuál es la demanda que se desea sustentar.



**Figura 2.5.** Consumo mensual (kWh) durante los 2 últimos años. [Realizado por el autor]

La plataforma gubernamental del sur cuenta con diferentes horarios en donde los equipos de trabajo en las diferentes son utilizados, así como el contar con sistema de iluminación como atractivo en esta zona.

Con los datos obtenidos en la tabla 2.1 que muestra a detalle cada consumo mensual obtenido en referencia a un periodo de 12 meses se procede a obtener el consumo total mensual que se desea compensar mediante la instalación del sistema fotovoltaico.

**Tabla 2.1.** Consumo eléctrico mensual de cada horario.

Fecha inicial	fecha final	Energía act. hor. A (08h00-18h00)	Energía act. hor. B (18h00-22h00)	Energía act. hor. C (22h00-08h00)
Desde	Hasta	Consumo total A(kWh)	Consumo total B(kWh)	Consumo total C(kWh)
2/5/2022	1/6/2022	120538,44	28628,16	53687,04
2/6/2022	1/7/2022	110583	27115,44	54815,64
2/7/2022	1/8/2022	122440,56	28477,68	53471,88
2/8/2022	1/9/2022	123719,64	28818,24	52893,72
2/9/2022	1/10/2022	117741,36	26796	49952,76
2/10/2022	1/11/2022	118246,92	27985,32	52876,56
2/11/2022	1/12/2022	119326,68	29150,88	54494,88
2/12/2022	1/1/2023	115056,48	28650,6	54632,16
2/1/2023	1/2/2023	120859,20	27873,12	52954,44
2/2/2023	1/3/2023	103865,52	25437,72	47517,36
2/3/2023	1/4/2023	139347,12	30556,68	57218,04
2/4/2023	3/5/2023	125913,48	28654,56	56727

Para encontrar el valor de la demanda en kW es necesario aplicar el valor del factor de planta, el cual depende del tipo de sistema que se desea instalar.

- **Factor de planta de sistemas fotovoltaicas.**

Este se establece como como la razón entre la energía que se produce y la energía que se estimaría producir al momento de realizarse una operación continua a condiciones de máxima capacidad en un determinado tiempo.

Para el caso de centrales fotovoltaicas se puede medir en AC y DC, considerando sus respectivas pérdidas debido a procesos de transformación. Este factor de planta puede alcanzar valores de 30% anuales cuando se presentan lugares con alta radiación con

paneles solares con seguimiento de la luz. Mientras que un valor de 24% con sistemas fijos. Se utiliza la ecuación 2.1 para establecer el valor de capacidad instalada. [13]

$$Capacidad\ instalada = \frac{Energia\ mensual * número\ de\ meses}{Fp * hora\_año} \quad (2.1)$$

Donde

- *Capacidad instalada: Potencia nominal al mes, (kW).*
- *Energía mensual: Energía mensual demanda por el consumidor (kWh).*
- *Fp: Factor de planta propuesto para el sistema fotovoltaico.*
- *horas\_año: horas en un año, (h)*

Mientras que en la tabla 2.2 se muestra la sumatoria correspondiente al consumo total de cada horario para cada mes, así como la energía de consumo correspondiente, para lo cual se aplica la ecuación 2.1 con el factor de planta definido de 27%, considerando que este valor puede variar una vez realizado la simulación del sistema fotovoltaico.

**Tabla 2.2.** Valores de energía mensual, promedio y máxima.

Fecha de inicio	fecha de fin	Energía Total de cada horario (kWh)	Capacidad (kW Total)
2/5/2022	1/6/2022	202853,64	1157,840411
2/6/2022	1/7/2022	192514,08	1098,824658
2/7/2022	1/8/2022	204390,12	1166,610274
2/8/2022	1/9/2022	205431,6	1172,554795
2/9/2022	1/10/2022	194490,12	1110,103425
2/10/2022	1/11/2022	199108,8	1136,465753
2/11/2022	1/12/2022	202972,44	1158,518493
2/12/2022	1/1/2023	198339,24	1132,073288
2/1/2023	1/2/2023	201686,76	1151,180137
2/2/2023	1/3/2023	176820,6	1009,25
2/3/2023	1/4/2023	227121,84	1296,357534
2/4/2023	3/5/2023	211295,04	1206,021918
<b>Valor Promedio</b>			1149,650057
<b>Valor máximo</b>			1296,357534



En base a los resultados obtenidos en la tabla 2.1 se puede establecer que la demanda promedio es de 1149, 65 kW.

## 2.3 ESTIMACIÓN DEL RECURSO SOLAR ÚTIL

Para la implementación de este proyecto, es necesario realizar una evaluación del recurso solar presente en esta zona. En base a la obtención de datos sobre la radiación solar global sobre el plano horizontal que posee el software PVsyst. La información se presenta en valores medios  $G_{dm(0)}$  de radiación sobre una posición horizontal, en kWh/m<sup>2</sup>/dia. Los valores obtenidos de los diferentes estimadores obtenidos de la base de datos se muestran en la tabla 2.3.

**Tabla 2.3.** Valores de radiación solar global, en kWh/m<sup>2</sup>/dia.

Estimación Mensual	Estimadores			
	Meteonorm 8.1	Nasa-SSE	PVGIS-TMY	NREL/NSDB TMY
Enero	5,83	4,14	5,14	5,68
Febrero	5,06	4,35	5,3	4,73
Marzo	5,32	4,55	4,76	4,74
Abril	5,33	4,33	4,8	4,33
Mayo	5,53	4,12	5,02	5,14
Junio	5,63	4,02	5,29	4,49
Julio	5,83	4,27	5,64	5,04
Agosto	6,16	4,46	5,77	5,04
Septiembre	5,59	4,27	5,68	5,13
Octubre	5,03	4,24	5,63	5,55
Noviembre	4,92	4,3	5,41	5,63
Diciembre	5,35	3,98	5,18	4,85
Año	5,47	4,25	5,30	5,03

De la base de información recopilada de los diferentes estimadores del programa PVsyst, se escogerá el estimador Meteonorm 8.1 ya que la información brindada es más precisa para lugares de Latinoamérica, en comparación con los otros estimadores que son más utilizados en américa del norte u otras regiones del mundo.

## 2.4 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR

La adecuación del direccionamiento de los paneles solares busca evitar la producción de sombras cercanas, maximizando la generación de producción eléctrica. Se presentan 2 variables angulares como lo son: azimut e inclinación.

- **Azimut**

Es el ángulo que forma la proyección horizontal de la línea que une el centro del Sol con el meridiano de la ubicación con origen en el Sur cuando se tiene dirección Norte-Sur. Cuando el sistema se encuentra localizado en el hemisferio norte este se forma por la proyección sobre el plano horizontal a la perpendicular y la dirección sur; mientras que cuando se tiene el sistema fotovoltaico en el hemisferio sur, el ángulo se compone entre la dirección norte y la proyección. [18]

- **Ángulo de inclinación o elevación**

Este ángulo se forma entre el panel fotovoltaico y la horizontal del piso, este puede variar dependiendo de la latitud de la ubicación del sistema, aunque se busca mantener un rango entre  $10^\circ$  a  $20^\circ$  con el objetivo de obtener el mayor impacto de la radiación. La representación gráfica tanto del ángulo azimut como de elevación se presenta en la figura 2.7 [18]

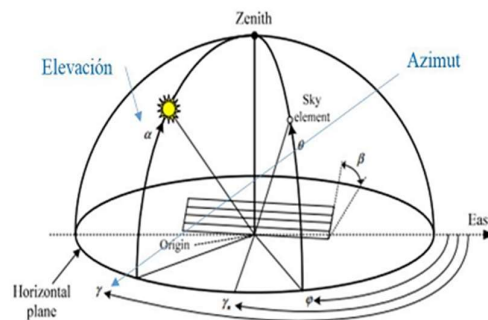


Figura 2.7. ángulo de elevación y Azimut. [18]

### 2.4.1 Determinación de la orientación la inclinación óptima

La importancia de encontrar un ángulo óptimo tanto de inclinación como de orientación es primordial para el correcto direccionamiento de cada uno de los paneles solares en la zona

que se desee ubicar. Con el objetivo de optimizar el recurso solar que se brinda a lo largo del año.

Se considera que, si el módulo se encuentra en la parte del hemisferio norte o el hemisferio sur, además de una inclinación en función de la ubicación geográfica. Se recomienda una inclinación de 10° menor a la latitud de la región de estudio, pero es necesario obtener un resultado más preciso mediante la ecuación 2.2 que toma en cuenta la latitud geográfica del sitio.

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0,69 \times |\phi| \quad (2.2)$$

- $\beta_{opt}$  : *Ángulo de inclinación óptimo del panel fotovoltaico (°)*
- $\phi$ : *Latitud geográfica del lugar de estudio (°)*

La plataforma gubernamental sur cuenta con una latitud de: -0,292329 por lo que al aplicar la ecuación 2.1, el valor de ángulo óptimo obtenido es:

$$\beta_{opt} = 3.902$$

El resultado obtenido indica un espacio muy bajo entre el plano horizontal y el módulo, siendo necesario modificar su valor a 10°, ya que existen proceso de limpieza, mantenimiento que se deben realizar a lo largo de la vida útil de la instalación.

- **Factor de incidencia**

Las pérdidas de energías ocasionadas por un ajuste incorrecto en el direccionamiento; así como limitaciones debido al espacio físico, se representan mediante el factor de incidencia o de irradiación que se encuentra en función del ángulo de inclinaciones en las ecuaciones 2.3 y 2.4

Si  $\beta \leq 15^\circ$  se emplea:

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} \times (\beta - \beta_{opt})^2] \quad (2.3)$$

Si  $15^\circ < \beta \leq 90^\circ$  se emplea:

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} \times (\beta - \beta_{opt}) + 3,5^2 \times 10^{-5} \times \alpha^2] \quad (2.4)$$

- *FI: Factor de Irradiación o incidencia.*
- $\beta$ : *Ángulo de desnivel del plano del generador fotovoltaico. (°)*

- $\beta_{opt}$ : Ángulo de desnivel óptimo del plano del generador fotovoltaico. (°)
- $\alpha$ : Ángulo de orientación del plano del generador fotovoltaico. (°)

En este caso se aplicará la ecuación 2.3 ya que el ángulo a utilizarse es de 10, que no se ve influenciada por el ángulo de orientación del plano. Se tiene como resultados del factor de incidencia.

$$FI = 0,9955373$$

## 2.4.2 Sombras en el plano de la instalación fotovoltaico

- **Factor de sombras**

Este se establece como el porcentaje de la radiación incidente de un generador a condiciones de orientación e inclinación respecto a los datos óptimos tanto de orientación como inclinación. Estas pérdidas se calculan con la Ecuación 2.5:

$$FS = 100 - PS \quad (2.5)$$

Donde

- $FS$ : Factor de sombras. (%)
- $PS$ : Pérdidas de sombreado en los paneles fotovoltaicos. (%)

El porcentaje de pérdidas por sombras con el trabajará en este lugar será del 10%, ya que para la instalación de los módulos solares se plantea mantener una distancia óptima de los objetos que puedan ocasionar sombras durante el transcurso del día, basándose en las categorías presentadas en la tabla 2.4.

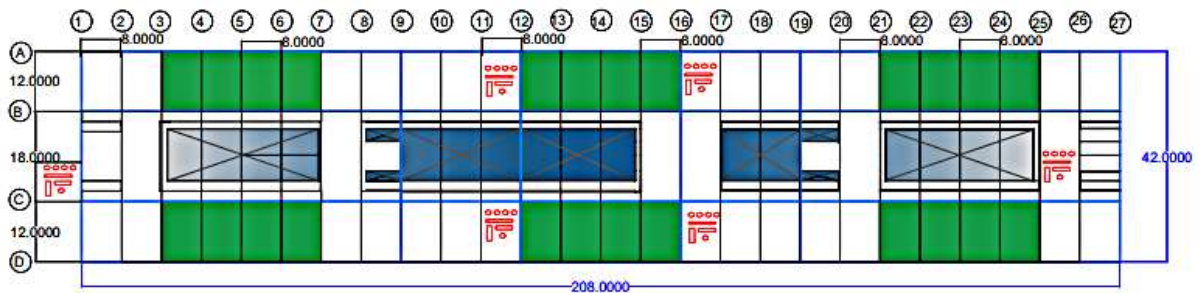
**Tabla 2.4.** Factor se sombreado.

Categoría	Sombras [%]
General	10
Superposición	15
Integración Arquitectónica	20

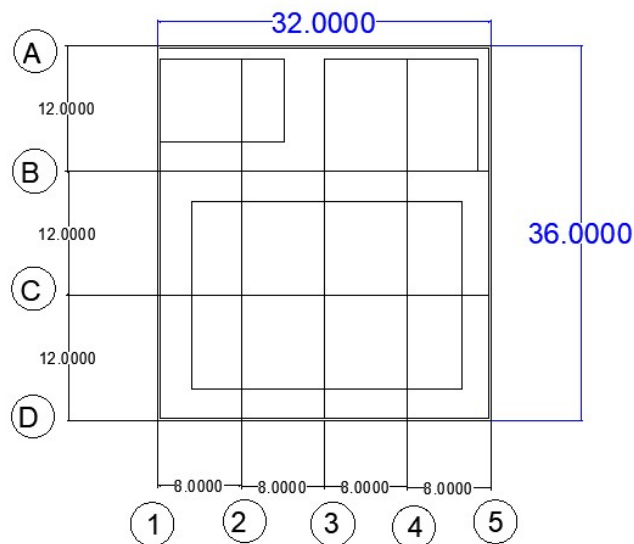
## 2.5 ÁREA EFECTIVA DEL PROYECTO

De la información recopilada en [20], se estableció que el área total en el edificio principal de la plataforma es de  $8736 \text{ m}^2$ , mientras que el edificio secundario cuenta con un área de  $1152 \text{ m}^2$ .

Se consideró también una visita a la plataforma para poder observar con mayor rigurosidad la existencia de sombras ya sean por la propia infraestructura, como también de posibles elementos que puedan afectar en la determinación del área útil para la realización del proyecto. En la figura 2.8 se puede observar los planos del edificio principal y en la figura 2.9 se presentan los planos para el edificio secundario. En el ANEXO I y el ANEXO II se detalla con mayor rigurosidad el área de cada edificio. [20]



**Figura 2.8.** Planos de dimensiones del edificio principal. [Realizado por el autor]

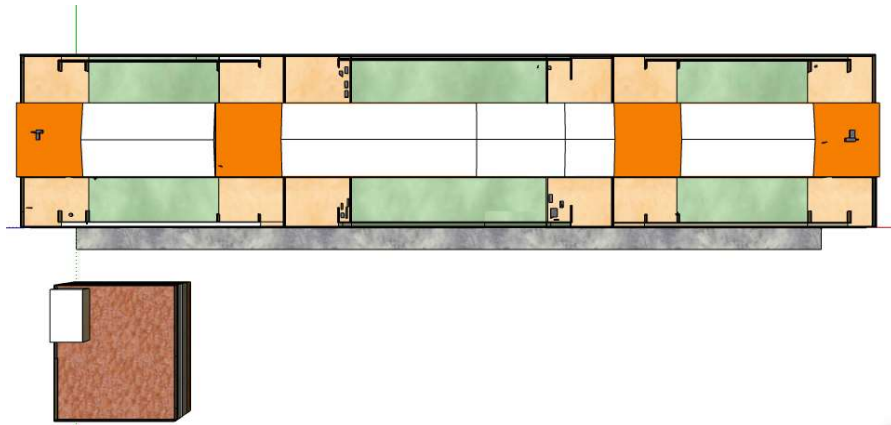


**Figura 2.9.** Planos de dimensiones del edificio secundario. [Realizado por el autor]

## 2.5.1 Análisis de sombras

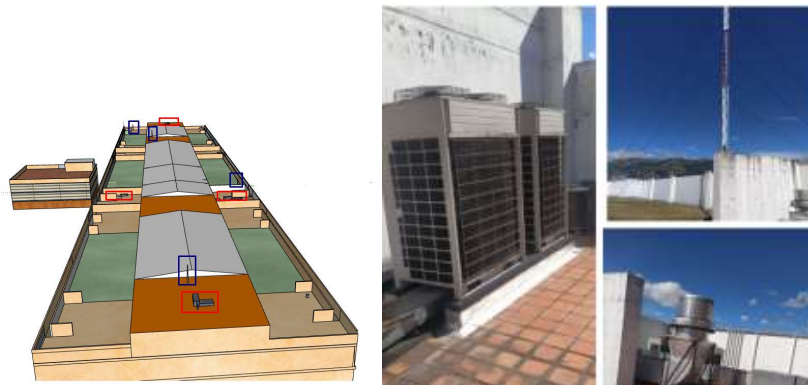
Se procedió a un estudio de la afectación de las sombras a lo largo del día desde la 6 a.m. hasta las 5 p.m. donde se tiene disponible el recurso solar. Lo que permite establecer el periodo para obtener el mayor beneficio de la irradiación solar.

También, se muestra en la figura 2.10 se presenta la infraestructura en toda la plataforma principalmente en el edificio principal, mediante un modelo 3D que permite visualizar una vista general de toda la plataforma.



**Figura 2.10.** Vista superior del edificio secundario y edificio principal. [Realizado por el autor]

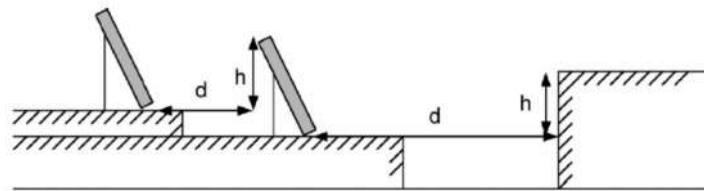
Mientras, que en la figura 2.11 se muestra la vista isométrica del edificio, el cual presenta en la terraza, 4 antenas y 6 bloques que representan los sistemas de ventilación que ocuparían espacio tanto en la parte principal como en los costados del edificio.



**Figura 2.11.** Vista isométrica de los elementos que afectan el espacio útil de edificio principal. [Realizado por el autor]

## 2.5.2 Establecimiento de área útil disponible

En este proyecto se pudo establecer que existe un cerramiento que afecta en la disposición de los paneles solares en la parte inferior de la terraza ya que se pretende colocar tanto módulos fotovoltaicos en la losa superior como en la inferior por lo que es necesario establecer una distancia apropiada para la colocación de estos. El cálculo de la distancia sobre la horizontal depende de la latitud de la locación que cambia en función del ángulo de incidencia solar. Esta distancia permitirá contar un mínimo de 4 horas de sol respecto al mediodía del solsticio de invierno. En la figura 2.12 se puede observar la descripción de la distancia. El valor de la distancia se calcula mediante la ecuación 2.6. [18]



**Figura 2.12.** Establecimiento de distancia ante objetos y paneles. [18]

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} = k \times h \quad (2.6)$$

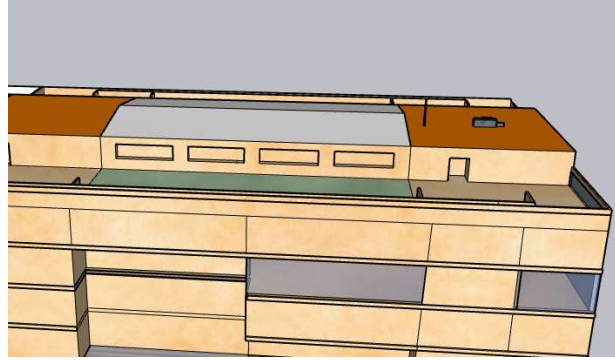
$$d = k \times h \quad (2.7)$$

- $h$ : Es la altura máxima del obstáculo. (m)
- $k$ : es el coeficiente que es igual a  $\frac{1}{\tan(61 - \text{latitud})}$

despejando el valor de  $k$  se tiene

$$k = \frac{1}{\tan(61 - (0,292329))} = 0,5475$$

El cálculo del espacio útil se encuentra una vez se aplica la condición de establecer una distancia debido a la presencia del cerramiento ya que presenta una altura de 2,6 [m], así como la altura de la terraza igual a 2,75 [m] que se presenta en la figura 2.13.



**Figura 2.13.** Vista isométrica de la terraza. [Realizado por el autor]

Los resultados obtenidos de las áreas disponibles se pueden observar en las tablas 2.5 y 2.6, una vez aplicado la condición de la distancia debido a la altura tanto del cerramiento como de la terraza, además también se delimitó más el área debido a elementos de ventilación y comunicación que se encontraban en algunas partes de edificio principal. Como se pudo observar en la figura 2.6 existe paredes en la parte inferior de la terraza del edificio principal por lo que división para establecer el área efectiva se basa mediante el plano dado en el anexo I.

**Tabla 2.5.** Área útil definitiva del edificio principal, parte superior.

EDIFICIO PRINCIPAL				
	Descripción	ancho (m)	Largo(m)	área útil(m <sup>2</sup> )
Vista Superior	BC (1-2)	14	7,75	108,5
	BC (26-27)	14	7,75	108,5
	BC (2-3)	8	8	64
	BC (25-26)	8	8	64
	BC (7-9)	14	12	168
	BC (19-21)	14	12	168
	Vista inferior	AB (1-9)	11,8	61,85
AB (19-27)		11,8	61,85	729,83
AB (9-11)		11,8	13,85	163,43
AB (19-21)		11,8	13,85	163,43
AB (12-16)		11,8	29,85	352,23
CD (1-9)		11,8	61,85	729,83



	CD (19-27)	11,8	61,85	729,83
	CD (9-11)	11,8	13,85	163,43
	CD (19-21)	11,8	13,85	163,43
	CD (12-16)	11,8	29,85	352,23
<b>Área total (m<sup>2</sup>)</b>				4958,5

**Tabla 2.6.** Área útil definitiva del edificio secundario.

<b>EDIFICIO SECUNDARIO</b>			
<b>Vista general</b>			
<b>Descripción</b>	<b>ancho (m)</b>	<b>Largo(m)</b>	<b>área útil(m<sup>2</sup>)</b>
BC (1-5)	28	18	504
AB (3-4)	16	10	160
AB (1-2)	8	12	96
<b>Área total(m<sup>2</sup>)</b>			760

Con los datos obtenidos en las anteriores tablas se puede establecer el área efectiva total cuyo valor es igual  $5718,5 m^2$ , aunque es preferible trabajar con alrededor del 90 % como área efectiva entre el área del edificio principal como en secundario, por lo que el valor a considerar es de  $5277 m^2$ . Este resultado servirá para la simulación en PVsyst y poder comparar los resultados obtenidos.

## **2.6 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

En el diseño de la instalación fotovoltaica con conexión a la red se considerará los cálculos necesarios de los equipos necesarios para el desarrollo del proyecto.

### **2.6.1 SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO**

Para la elección del módulo es necesario considerar aspectos como rendimiento, vida útil, tamaño y peso. Considerando aquellos que se encuentran en producción en el mercado, siendo los más frecuentes los monocristalinos y policristalinos. Por lo que dependiendo de la ubicación geográfica donde se va a realizar el proyecto, además de la importancia de que este cuente con una vida útil larga y con un rendimiento aceptable se escoge el de tipo monocristalino.

Para el presente proyecto se utilizará el panel solar monocristalino JKM585M-7RL4-V que cuenta con una potencia de 875 [W], producido por la compañía Jinko Solar. El cual se puede encontrar dentro del mercado ecuatoriano en caso de realizarse la compra en masa. En la tabla 2.7 se expone las principales propiedades en condiciones estándar del panel fotovoltaico y que permiten el dimensionamiento aproximado de los componentes que conforman toda la instalación. En el ANEXO VI se tiene la ficha técnica perteneciente al fabricante.

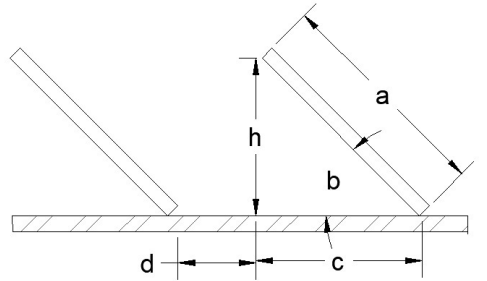
**Tabla 2.7.** Características del panel fotovoltaico JKM585M-7RL4-V.

Datos técnicos	Modelo
	JKM585M-7RL4-V
<b>parámetros eléctricos</b>	
Potencia máxima nominal (Pmax)[W]	585
Voltaje de operación a Pmax(Vmpp)[V]	44,42
Corriente de operación a Pmax (Impp)[A]	13,17
Voltaje de circuito abierto (Voc) [V]	53,65
Corriente de cortocircuito (Isc)[A]	13,85
<b>Características de temperatura</b>	
Coefficiente de temp. De Pmax (Ctpmax)[%/°C]	-0,35
Coefficiente de temp. De Voc (CTvoc)[%/°C]	-0,28
Coefficiente de temp. de Isc (CTisc)[%/°C]	0,048
Temp. Nominal de operación del módulo [°C]	45
<b>Datos Generales</b>	
eficiencia %	21.40
tipo de celda	Monocristalino
Número de celdas	156 (2×78)
Dimensiones [mm]	2411*1134*35
Peso[kg]	60

### 2.6.2 Distancia entre filas de paneles fotovoltaicos

Debido a la alta probabilidad de existencia de sombras entre los paneles solares que pueden ocasionar la reducción de producción energética, de igual manera la afectación sobre las células fotovoltaicos la radiación solar genera un mal funcionamiento en el consumo de energía que puede ocasionar sobrecalentamiento y a su vez deterioro del equipo. Siendo necesario establecer cierto valor de distancia entre filas de los paneles

fotovoltaicos, cuyo valor estar determinado por la ecuación 2.8. se utilizará la figura 2.14 para establecer los diferentes parámetros geométricos que forman parte en la separación de los módulos fotovoltaicos.



**Figura 2.14.** Disposición de distancia entre paneles. [Realizado por el autor]

$$d = \frac{h}{\tan(\gamma_s)} \quad (2.8)$$

- $d$ : Distancia de separación entre filas de módulos fotovoltaicos, (m).
- $h$ : Altura de la adyacente, (m).
- $\gamma_s$ : Altura solar, ( $^\circ$ ).

Se debe asegurar que no exista sombras, un periodo mínimo de 4 horas en el transcurso del medio día. Se utiliza la ecuación 2.9 para el cálculo de altura solar valorando el solsticio de invierno.

$$\gamma_s = 61^\circ - |\phi| \quad (2.9)$$

- $\gamma_s$ : Altura solar, ( $^\circ$ ).
- $\phi$ : Latitud del sector de ubicación del proyecto, ( $^\circ$ ).

Reemplazando la información obtenida se tiene el valor de la altura solar de la plataforma gubernamental sur.

$$\gamma_s = 61^\circ - |\phi|$$

$$\gamma_s = 61.2923^\circ$$

Para la obtención de la altura adyacente del módulo mediante aplicación de funciones trigonométricas se obtiene la ecuación 2.10.

$$h = L \times \sin(\beta) \quad (2.10)$$

- $h$ : Altura a la que coloca el panel sobre la horizontal del techo, (m).
- $L$ : Largo del módulo fotovoltaico, (m).
- $\beta$ : Ángulo de inclinación, (°)

Reemplazando la ecuación con el ángulo de 10 ° que se utilizará para este proyecto y considerando que el largo del panel es de 2,411 [m] se obtiene el valor de la altura de la fila contigua.

$$h = 2,411 \times \sin(10^\circ)$$

$$h = 0,419 \text{ [m]}$$

Una vez obtenido el resultado las dos variables desconocidas, se procederá a aplicar la ecuación 2.10 para determinar el valor de la distancia entre paneles.

$$d = \frac{0,419}{\tan(61.2923)}$$

$$d = 0,229 \text{ [m]}$$

Se considera los datos principales en la tabla 2.8 referente a la distancia mínima de separación entre paneles.

**Tabla 2.8.** Datos de los parámetros de la distancia mínima entre paneles

Parámetros de distancia	
a(m)	2,411
b(m)	1,134
B (°)	10
h(m)	0,4187
c(m)	1,1338
dmin(m)	0,2292
latitud (°)	-0,292329
<b>distancia recomendada(m)</b>	<b>0,6</b>

### 2.6.3 Estimación del número de paneles fotovoltaicos

Para la instalación de los módulos fotovoltaicos se necesita establecer las distancias correctas tanto de filas como de columnas del sistema. Cuando se tiene una instalación con una sola orientación se presenta un valor de distancia entre columnas equivalente a 5 [cm], mientras que la distancia que corresponde a las filas es igual a 15 [cm]. Para los

cálculos se debe considerar que los datos obtenidos se deben redondear al inmediato inferior, considerando que es preferible reducir el número por efecto de espacio.

$$N_{columnas} = \frac{A_{ef}}{(A_m + 0,05)} \quad (2.11)$$

Donde

- $N_{columnas}$ : Número de columnas que da el arreglo fotovoltaico.
- $A_{ef}$ : Ancho del área disponible, (m).
- $A_m$ : Ancho del panel fotovoltaico, (m).

Mientras que se utiliza la ecuación 2.12 para obtener el número de filas de paneles fotovoltaicos.

$$N_{filas} = \frac{L_{ef}}{(l_{pm} + 0,15)} \quad (2.12)$$

Donde

- $N_{filas}$ : Número de filas que da el arreglo fotovoltaico.
- $L_{ef}$ : Largo del área disponible, (m).
- $l_{pm}$ : Proyección del panel sobre el techo, (m).

La ecuación 2.12 corresponde a la proyección del panel se establece como:

$$l_{pm} = l_m * \cos(\beta) \quad (2.12)$$

Donde

- $N_{filas}$ : Número de filas que da el arreglo fotovoltaico.
- $L_{ef}$ : Largo del área disponible, (m).
- $l_{pm}$ : Proyección del panel sobre la superficie con su inclinación  $\beta$ , (m).

En la tabla 2.9 y en la tabla 2.10 se presenta el número de filas y columnas correspondiente tanto al edificio principal como secundario respectivamente, considerando que existen paredes se especifica área delimitadas para una mejor representación del número de paneles solares individual y total.

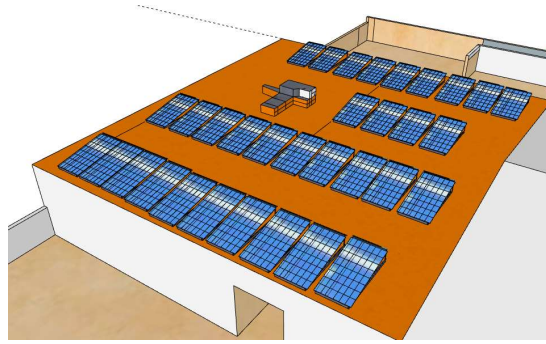
**Tabla 2.9.** Disposición de los paneles para el edificio secundario-Vista superior.

EDIFICIO PRINCIPAL				
Vista Superior	Descripción	filas	Columnas	Número de paneles
	BC (1-2)	11	2	22
	BC (26-27)	11	2	22
	BC (2-3)	6	2	12
	BC (25-26)	6	2	12
	BC (7-9)	11	4	44
	BC (19-21)	11	4	44
	Vista inferior	AB (1-9)	24	8
AB (19-27)		24	8	192
AB (9-11)		5	8	40
AB (19-21)		5	8	40
AB (12-16)		12	8	96
CD (1-9)		24	8	192
CD (19-27)		24	8	192
CD (9-11)		5	8	40
CD (19-21)		5	8	40
CD (12-16)		11	8	88
<b>Número total de paneles</b>				<b>1268</b>

**Tabla 2.10.** Disposición de los paneles para el edificio secundario.

EDIFICIO SECUNDARIO			
Vista			
Descripción	filas	Columnas	Número de paneles
BC (1-5)	7	21	147
AB (3-4)	3	16	48
AD (1-2)	4	6	24
<b>Número total de paneles</b>			<b>219</b>

Se presenta una distribución de los paneles según esta disposición mediante la modelación en 3D en la figura 2.15, en donde se tiene un limitado número de paneles fotovoltaicos ubicados en la terraza del edificio principal. En donde el total de paneles que se puede instalar mediante esta disposición fue de 1487 paneles entre el edificio primario y secundario.



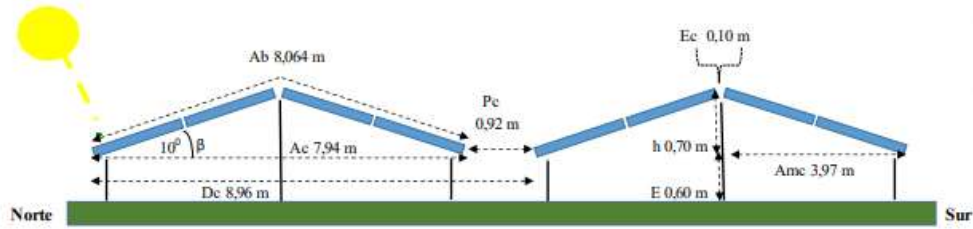
**Figura 2.15.** Vista de la distribución de paneles con la disposición actual. [Realizado por el autor]

## 2.7 OPTIMIZACIÓN DEL RECURSO DEL ÁREA DISPONIBLE

Si bien se logra una cantidad aceptable de paneles solares para la instalación fotovoltaica sobre la plataforma en el edificio principal y en el secundario, existe una alternativa que permite el incremento del número de paneles que se puede ubicar sobre el área útil. Esta es mediante la configuración de orientación Este-Oeste o disposición de los módulos fotovoltaicos a dos aguas la cual permite algunas ventajas como: [21]

- Aumento en un 30 % más de densidad por metro cuadrado.
- El rendimiento es mayor debido a que la temperatura de funcionamiento es menor en relación con otro tipo de disposiciones.
- Se evidencia que reducción en las sombras entre las filas de los paneles solares.
- Se cuenta con una potencia de salida más consistente ya que se busca ampliar la duración de producción al inicio y final del día.
- Se presenta un diseño aerodinámico que reduce la presión del viento en comparación con una disposición de orientación Sur.
- Existe menor contrapeso lo que disminuye el peso de la cubierta, esto principalmente por existe menor exposición al viento.

Con la aplicación las siguientes ecuaciones 2.13 y 2.14 se puede obtener número de paneles, basándose en la figura 2.16 en donde se puede observar la instalación de este sistema.



**Figura 2.16.** Esquema de disposición Este-Oeste. [9]

En el diseño Este-Oeste establece algunas consideraciones:

La existencia de una distancia entre cúpulas no es necesaria con el fin de evitar sombras entre paneles, excepto al momento de actividades como operación y mantenimiento. Para este proyecto se tiene una inclinación de  $10^\circ$ , en donde el valor de latitud en el sector de la plataforma es igual a  $-0,2923^\circ$ , donde el valor de la elevación de sol obtenida fue de  $61,23^\circ$  y el valor de acimut corresponde a  $30^\circ$ . La ecuación 2.13 establece el ancho de media cúpula. [9]

$$A_{mc} = A_b * \cos(\beta) \quad (2.13)$$

Donde

- $A_{mc}$ : Ancho de media cúpula, (m).
- $A_b$ : Largo de la proyección de los paneles, (m).
- $\beta$ : Ángulo de inclinación, ( $^\circ$ )

Para el cálculo del pasillo mínimo entre cúpula que permita prevenir la afectación de sombras se utiliza la ecuación 2.14.

$$P_c = A_b * \frac{\text{sen}(\beta)}{\tan(\gamma_s)} \cos(A) \quad (2.14)$$

Donde

- $P_c$ : Pasillo mínimo que existe entre cúpulas que permite evitar sombras.
- $A_b$ : área disponible, (m).
- $\beta$ : Ángulo de inclinación, ( $^\circ$ )
- $\gamma_s$ : Altura solar.
- $A$ : Valor de acimut.



En la tabla 2.11 se presenta los principales datos de para la determinación de distancia entre los paneles fotovoltaicos, con la principal observación que el valor a ahora es el ancho de panel en esta nueva disposición.

**Tabla 2.11.** Datos de los parámetros de la distancia mínima entre paneles.

Parámetros de distancia Este-Oeste	
a(m)	1,134
b(m)	2,411
K	0,5475
B (°)	10
h(m)	0,1969
ab(m)	2,2680
Amc(m)	2,2335
Pc(m)	0,1868
latitud (°)	-0,292329
<b>distancia recomendada(m)</b>	<b>0,2</b>

A continuación, se presenta los resultados del número de paneles que se puede conectar en esta nueva disposición en base la resolución de las ecuaciones planteadas. En el edificio principal la tabla 2.12 y en el edificio secundario la tabla 2.13.

**Tabla 2.12.** Disposición de los paneles en edificio principal- parte superior.

EDIFICIO PRINCIPAL					
	Descripción	Filas	Cúpulas	Unidad	Número de paneles
Vista Superior	BC (1-2)	3	4	8	24
	BC (26-27)	3	4	8	24
	BC (2-3)	3	3	6	18
	BC (25-26)	3	3	6	18
	BC (7-9)	5	5	10	50
	BC (19-21)	5	5	10	50
Vista inferior	AB (1-9)	5	26	52	260
	AB (19-27)	5	26	52	260
	AB (9-11)	5	6	12	60
	AB (19-21)	5	5	10	50
	AB (12-16)	5	12	24	120
	CD (1-9)	5	26	52	260
	CD (19-27)	5	26	52	260
	CD (9-11)	5	5	10	50

	<b>CD (19-21)</b>	5	5	10	50
	<b>CD (12-16)</b>	5	12	24	120
<b>Número total de paneles</b>					<b>1674</b>

En la tabla 2.13 se presenta la disposición de los paneles para el edificio secundario acorde con el sistema de separación Este-Oeste.

**Tabla 2.13.** Disposición de los paneles en edificio secundario

<b>EDIFICIO SECUNDARIO</b>			
<b>Vista</b>			
<b>Descripción</b>	<b>filas</b>	<b>Cúpulas</b>	<b>Número de paneles</b>
<b>BC (1-5)</b>	8	21	168
<b>AB (3-4)</b>	3	20	60
<b>AD (1-2)</b>	2	11	22
<b>Número total de paneles</b>			<b>250</b>

En donde el total de paneles que se puede instalar en el edificio principal es 1674, la disposición se presenta en la figura. Para el caso del edificio secundario se tiene un total de 250 paneles que se pueden instalarse, modelados en la figura 2.17.



**Figura 2.17.** Esquema de disposición Este-Oeste. [Realizado por el autor]

## 2.8 ANÁLISIS ESTRUCTURAL DEL EDIFICIO PRINCIPAL Y SECUNDARIO

Para establecer si el edificio es capaz de soportar el peso extra que se coloque sobre este, es necesario determinar cuál es la carga transmitida al terreno para lo cual se realizará una aproximación de la plataforma gubernamental sur. Analizando tanto en el edificio principal como el secundario en base a las consideraciones del CTE. [22]

Se utilizará la tabla C.5 del CTE-AE que indica el peso propio de varios elementos constructivos presentando en el ANEXO IV. También se considera los valores característicos de las sobrecargas en función del uso del edificio, en base a la tabla 3.1 del CTE dado por el ANEXO IV. [23]

### 2.8.1 Peso del edificio principal

En base al Anexo IV, se establece el peso aproximando y las cargas que pueden afectar al edificio principal. Los valores obtenidos de peso y cargas se presentan en el ANEXO V

### 2.8.2 Peso del edificio secundario

En el caso del segundo edificio, es análisis es más simple ya que el número de pisos es menor y los resultados se muestran en el ANEXO V.

### 2.8.3 Peso de la instalación fotovoltaica

De igual manera los resultados del peso se presentan en el en el ANEXO V en función del número de paneles colocados en cada edificio para establecer el valor total del montaje y con un incremento del 10% del peso total dentro del cálculo de la instalación eléctrica.

### Análisis de resultados obtenidos

En la tabla 2.13 se muestra el peso total para el edificio principal en base al análisis de pesos por cada y piso y los valores de cargas que puede ocupar un espacio en cada uno, Además del peso aproximando de la instalación fotovoltaica sobre este edificio.

**Tabla 2.13.** Valores totales de potencia

Tipo	Peso (Ton)
Peso Propio	24003,0456
Sobrecargo	15834,1657
Peso Total Edificio principal	39837,2113
Peso instalación fotovoltaico	93,00888

De igual manera en las tablas 2.14 se presenta el peso total para el edificio secundario en función de los pisos que presenta y el peso del sistema sobre este.

**Tabla 2.14.** Valores totales de potencia

Tipo	Peso (Ton)
<b>Peso Propio</b>	1080,23449
<b>Sobrecargo</b>	648,140694
<b>Peso Total Edificio secundario.</b>	1728,37518
<b>Peso instalación fotovoltaico</b>	12,7699

Ya determinado tanto los valores de peso y carga para cada edificio y en relación se obtuvo los siguientes resultados de la tabla 2.13 para el edificio principal y tabla 2.14 para el edificio secundario. El incremento de la instalación fotovoltaica corresponde al 0,223 [%] de peso total del edificio principal, mientras que la segunda instalación en el edificio secundario es igual a 0,743 [%]. Por lo que son incrementos insignificantes que no condicionan la cimentación del edificio.

## 2.9 VALOR DE POTENCIA MÁXIMA DE GENERACIÓN DE LA PLANTA

Una vez obtenido el número de paneles que se pueden colocar en el proyecto, así como el valor de potencia nominal que se presentó en la tabla 2.7, se procede a realizar el cálculo de la potencia máxima mediante la ecuación 2.15.

$$P_{g\text{máx}} = N_{\text{paneles}} \times P_{\text{máx}} \quad (2.15)$$

Donde

- $P_{g\text{máx}}$ : *Potencia máxima de generación, (kWp).*
- $N_{\text{paneles}}$ : *Número de paneles fotovoltaicos.*
- $P_{\text{máx}}$ : *Potencia máxima nominal del panel fotovoltaico, (kWp).*

En la tabla 2.15 se presenta el total de paneles y la potencia máxima de generación para cada área tanto el edificio principal como secundario.

**Tabla 2.15.** Valores totales de potencia

Ubicación	Número de paneles	Potencia(kW)
Edificio principal	1674	979,29
Edificio secundario	250	146,25
<b>Potencia Total (kW)</b>		<b>1125,54</b>

## 2.10 DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR FOTOVOLTAICO

Para la selección de tamaño del inversor apropiado es necesario establecer la potencia continua que debe tener, siendo necesario establecer el valor de las cargas que operan de forma simultánea. Por lo que se aumenta una potencia adicional entre el 15 al 20% como medida de seguridad para evitar posibles sobrecargas del inversor. Además, que es necesario considerar la potencia pico que puede suministrar el inversor.

En este proyecto se utilizará el inversor distribuido y fabricado por la empresa Huawei, ya que su rango de trabajo es menor al 100% y cuenta con las consideraciones tanto de costo como de accesibilidad para la plataforma gubernamental del sur.

En la tabla 2.15 se presenta las características principales en régimen estándar de medida (STC). En el ANEXO VII se expone la ficha técnica dada por el fabricante.

**Tabla 2.16.** Características de inversor

Características	Modelo
	175KTL-H1
<b>Parámetros de entrada (CC)</b>	
potencia nominal CC [kWp]	185
Voltaje max en CC (Vinmax) [V]	1500
Rango de voltaje, MPPT (Vmpptmin a Vmpptmax) [V]	500-1500
voltaje nominal CC (Vin nom) [V]	1080
número de entradas con MPPT ind	18
Corriente máxima total (Iinmáx)	40
<b>Parámetros de salida (CA)</b>	
Potencia nominal CA [kWp]	175
Potencia máxima de CA [kw]	185
Corriente máxima de salida [A]	134,9
Voltaje nominal CA [V]	800

Frecuencia red [Hz]	50/60
Factor de potencia	0,8
tipo de conexión	Trifásico
THD [%]	<3 %
<b>Datos Generales</b>	
Rendimiento	98,60%
Dimensiones (mm)	1035*700*365
Peso	84 kg
Grado de Protección	IP66

Para encontrar el número de inversores se considera que este debe estar siempre trabajando a su máxima eficiencia, sin eventos que puede provocar una sobrecarga que pueda afectar el rendimiento en el sistema. Siendo la relación entre la potencia máxima del generador a condiciones STC y la potencia de salida del inversor, que está establecida en la ecuación 2.16 que permite determinar este parámetro.

$$NV_{in} = \frac{N_{mod} \times P_{mop}}{1,15 \times P_{ac,inv}} \quad (2.16)$$

Donde

- $NV_{in}$ : Número de inversores.
- $N_{mod}$ : Número de módulos fotovoltaicos.
- $P_{mop}$ : Potencia del módulo a condiciones STC, (W).
- $P_{ac,inv}$ : Potencia del inversor, (W).

$$NV_{in} = \frac{1924 * 575}{1,15 * 185000}$$

$$NV_{in} = 5,59 \sim 5 \text{ inversores}$$

Para este proyecto se considerará 5 inversores, ya que si se aumenta 6 se estaría sobredimensionado el sistema y afectaría tanto en términos de eficiencia como de costos.

## 2.11 Configuración de arreglo de paneles fotovoltaicos

En necesario establecer la configuración de los módulos fotovoltaicos donde la colocación de los arreglos puede ser en serie y en paralelo, considerando que el voltaje que va al inversor fotovoltaico se produce depende del arreglo en serie. En tanto que la corriente de salida que se entrega a inversor viene dada por el arreglo en paralelo.

### 2.11.1 Arreglo en serie

Para encontrar el máximo número de módulos se utiliza el voltaje máximo de entrada de recepción del inversor en base a la siguiente ecuación 2.17 en estado de circuito abierto.

$$N_{smax} = \frac{V_{max,inv}}{V_{oc,mod}} \quad (2.17)$$

Donde

- $N_{smax}$ : *Máximo número de paneles conectados en serie.*
- $V_{max,inv}$ : *Voltaje máximo de entrada al inversor, (V).*
- $V_{oc,mod}$ : *Voltaje en estado de circuito abierto del sistema, (V).*

Se considera al sistema fotovoltaico en condiciones de máxima potencia (MPPT), el cual presenta un rango superior en inferior, que permite el cálculo de número máximo y mínimo de paneles conectados en serie. En base de las ecuaciones 2.18 y 2.19.

$$N_{serie\_maxMPPT} = \frac{V_{MPPT\_máx}}{V_{mmp,modu}} \quad (2.18)$$

Donde

- $N_{serie\_max}$ : *Número máximo de paneles fotovoltaicos conectados en serie.*
- $V_{MPPT\_máx}$ : *Voltaje máximo que provee el sistema fotovoltaico en el MMP, (V).*
- $V_{mmp,modu}$ : *Voltaje de operación del panel en máxima potencia y a CEM, (V).*

Se considera también el número mínimo de paneles que se pueden conectar para lo cual se aplica la ecuación 2.19

$$N_{serie\_mínMPPT} = \frac{V_{MPPT\_mín}}{V_{mmp,mod}} \quad (2.19)$$

Donde

- $N_{serie\_miMPPT}$ : Mínimo de paneles fotovoltaicos conectados en serie en MMPT.
- $V_{MPPT\_min}$ : Voltaje mínimo que provee el sistema fotovoltaico en el MMP, (V).
- $V_{mmp}$ : Voltaje de operación del panel en máxima potencia y a CEM, (V).

## 2.11.2 Arreglo en paralelo

- Para conocer el valor de la corriente máxima del sistema fotovoltaico se aplica la ecuación 2.20 que permite establecer que inversor es apto ante condiciones de corto circuito con una temperatura de 70 °C e irradiancia de 1000  $W/m^2$ .

$$I_{GSC(70^\circ C)} = N_{ramal} \times I_{SC(70^\circ C)} \quad (2.20)$$

Donde

- $I_{GSC(70^\circ C)}$ : Valor máximo de corriente de salida fotovoltaico, (A).
- $N_{ramal}$ : Número de ramales en el sistema fotovoltaico.
- $I_{SC(70^\circ C)}$ : Corriente de corto circuito del módulo fotovoltaico, (A).

En el caso del arreglo fotovoltaico es necesario la corrección de la corriente de circuito abierto y la corriente de operación a potencia máxima se utiliza la ecuación 2.21.

$$I_{(T)} = I_{CEM} + \frac{I_{SC} \times CT_{ISC}}{100} \times (T - 25) \quad (2.21)$$

Donde

- $I_{(T)}$ : Corriente del módulo fotovoltaico corregido a temperatura especificada, (A).
- $I_{CEM}$ : Corriente que debe ser corregido del módulo fotovoltaico a CEM, (V).
- $I_{OC}$ : Valor del corriente de circuito abierto del módulo fotovoltaico a CEM, (V).
- $CT_{ISC}$ : Coeficiente del corriente ante la temperatura del módulo, (%/°C).
- $T$ : Temperatura de operación ante la corrección de parámetro, (°C).

Por lo que la ecuación 2.22 que se presenta a continuación, permite el cálculo del número máximo de arreglos que se pueden conectar en paralelo.



$$N_{ramales} = \frac{I_{in\_m\acute{a}x\_in}}{I_{SC} + \frac{CT_{IOC} \times (45)}{100}} \quad (2.22)$$

Donde

- $N_{ramales}$ : Número máximo de ramales de paneles fotovoltaicos.
- $I_{in\_m\acute{a}x\_in}$ : Corriente máxima que soporta la entrada del inversor, (A).
- $I_{SC}$ : Valor de Corriente de corto circuito que tiene panel fotovoltaico a CEM, (A).
- $CT_{VOC}$ : Coeficiente voltaje sobre temperatura del panel fotovoltaico, (%/°C).

En la tabla 2.17 se muestra los rangos obtenidos de las conexiones en serie y en paralelo de los paneles en base a los parámetros del inversor y paneles escogido, en base a las ecuaciones planteadas.

**Tabla 2.17.** Número de paneles en conexión serie y paralelo.

	Número de paneles
<b>N. máximo en serie</b>	27
<b>N. máximo en serie a condiciones de MPPT</b>	34
<b>N. mínimo en serie a condiciones de MPPT</b>	11
<b>N. máximo en paralelo</b>	15

Se puede establecer los arreglos que se ubicarán en el edificio principal, presentes en la tabla 2.18. Para el arreglo del edificio secundario se detallan en la tabla 2.19.

**Tabla 2.18.** Arreglos instalados en el sistema-edificio principal.

Arreglos	Paneles por arreglo	Cadenas	Serie
<b>A</b>	390	15	26
<b>B</b>	390	15	26
<b>C</b>	390	15	26
<b>D</b>	390	15	26

**Tabla 2.19.** Arreglos instalados en el sistema-edificio secundario.

Arreglos	Paneles por arreglo	Cadenas	serie
A	364	14	26

## 2.12 DETERMINACIÓN DE LA ENERGIA GENERADA

Para estimar el valor de energía que puede generar el sistema fotovoltaico se aplicará la ecuación 2.23 que permite obtener el promedio del consumo para un periodo de un año.

$$E_p = \frac{P_{GM\acute{A}X} * Gdm_{(\alpha,\beta)} * PR}{G_{CEM}} \quad (2.23)$$

Donde

- $E_p$ : Valor promedio del consumo diaria de energía.
- $P_{GM\acute{A}X}$ : Valor de potencia pico del generador, (A).
- $Gdm_{(\alpha,\beta)}$ : Estimación medio mensual de irradiación solar diaria sobre el plano incidente del generador.
- $PR$ : Rendimiento global del sistema fotovoltaico.
- $G_{CEM}$ : Irradiancia solar en CEM

Para establecer el valor de la irradiación que se incide sobre el plano incidente la cual depende de características de orientación, inclinación y porcentaje de sombras que pueden afectar el rendimiento del sistema. La ecuación 2.24 permite encontrar el valor de irradiación que influye sobre el panel fotovoltaico.

$$Gdm_{(\alpha,\beta)} = Gdm_{(0)} \times FI \times FS \times K \quad (2.24)$$

Donde

- $Gdm_{(\alpha,\beta)}$ : Valor de irradiación media diaria que incide sobre el generador orientado considerando el ángulo de azimut y el ángulo de inclinación.
- $Gdm_{(0)}$ : Valor de irradiación diaria encima del lugar de instalación del panel fotovoltaico que fue obtenido del METEONORM 8, (A).
- $FI$ : Factor de incidencia.

- *FS: Factor de sombreado.*
- *K: Constante.*

Para determinar el valor de la constante K se aplicará la ecuación 2.25 que depende del ángulo de inclinación del proyecto.

$$K = \frac{Ga_{(\alpha_{opt},\beta_{opt})}}{G\alpha_{(0)}} = \frac{1}{1-(4.46 \times 10^{-4} \times \beta_{opt}) - (1.19 \times 10^{-4} \times \beta_{opt}^2)} \quad (2.25)$$

Donde

- $Ga_{(\alpha_{opt},\beta_{opt})}$  *Valor medio anual de irradiación diaria encima del lugar óptimo.*
- $G\alpha_{(0)}$ : *Valor medio anual de irradiación diaria sobre el plano del generador fotovoltaico.*
- $\beta_{opt}$ : *Ángulo de inclinación óptimo del panel fotovoltaico.*

Una vez obtenido el ángulo de inclinación de la sección 2.4.1, se puede reemplazar en la ecuación 2.26 para encontrar el valor correspondiente de la constante K

$$K = \frac{Ga_{(\alpha_{opt},\beta_{opt})}}{G\alpha_{(0)}} \quad (2.26)$$

Conocidos los valores de factor de incidencia, de sombras obtenidos en la sección 2.4.1, el dato de la constante y el valor mensual obtenido de la base de datos de METEORO se presentan a continuación en la tabla 2.20, en donde se presentan los resultados de la ecuación del valor mensual de irradiancia diaria.

**Tabla 2.20.** Irradiación mensual diaria considerando sombreado e inclinación

Meses	Gdm(0)	FI	FS	K	Gdm(alf,B)
Enero	5,83	0,9955373	0,9	1,0035644	5,24220313
Febrero	5,06	0,9955373	0,9	1,0035644	4,54983668
Marzo	5,32	0,9955373	0,9	1,0035644	4,78362275
Abril	5,33	0,9955373	0,9	1,0035644	4,79261452
OMayo	5,53	0,9955373	0,9	1,0035644	4,97244997
Junio	5,63	0,9955373	0,9	1,0035644	5,06236769
Julio	5,83	0,9955373	0,9	1,0035644	5,24220313
Agosto	6,16	0,9955373	0,9	1,0035644	5,53893161
Septiembre	5,59	0,9955373	0,9	1,0035644	5,0264006
Octubre	5,03	0,9955373	0,9	1,0035644	4,52286136
Noviembre	4,92	0,9955373	0,9	1,0035644	4,42395187
Diciembre	5,35	0,9955373	0,9	1,0035644	4,81059807
Año	5,47				4,91400345

## 2.13 RENDIMIENTO GLOBAL DEL SISTEMA

Para establecer el rendimiento global es necesario considerar todas las pérdidas que se puede producir en el sistema, considerando también aspectos como la energía útil y la máxima energía que se encarga de producir los módulos fotovoltaicos. Acorde a la normativa se busca establecer el dimensionamiento del sistema fotovoltaico de tal manera, que este tenga la capacidad de abastecer de forma correcta, sin importar que sea un mes desfavorable en el año. Para el cálculo del rendimiento global se aplicará la ecuación 2.27. [18]

$$PR = (1 - P_{temp}) \times (1 - P_{disp}) \times (1 - P_{cab}) \times (1 - P_{pol}) \times (1 - P_{pan}) \times (1 - P_{inv}) \times (1 - P_{ref}) \quad (2.27)$$

Donde

- *PR* : Rendimiento global del sistema
- *P<sub>temp</sub>*: Pérdidas por temperatura anual.
- *P<sub>disp</sub>*: Pérdidas por dispersión.
- *P<sub>cab</sub>*: Pérdidas de cableado en C.C y C.A.
- *P<sub>pol</sub>*: Pérdidas por acumulación de polvo en los paneles fotovoltaicos.
- *P<sub>pan</sub>*: Pérdida de vida útil del panel.
- *P<sub>inv</sub>*: Pérdida de vida útil del inversor.
- *P<sub>ref</sub>*: Pérdidas por reflectancia angular espectral.
- **Pérdidas por temperatura anual**

Las pérdidas generadas por la temperatura se basan en la diferencia de temperatura en los paneles y los 25 °C de las CEM, del modelo de célula fotovoltaico, encapsulado y del viento. Cuando se cuenta con una correcta ventilación de los paneles principalmente en la parte de atrás de esto, la diferencia de temperatura es de 30° C sobre la temperatura ambiente, ante una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>.

Se selecciona una temperatura promedio igual a 25° C ya que el sistema deberá de funcionar durante todo el año, siendo necesario determinar primero la temperatura del panel cuando se presenta una irradiación de 1000  $W/m^2$  con la ecuación 2.28.

$$T_C = T_a + (TONC - 20) \times \frac{E}{800} \quad (2.28)$$

Donde

- $T_C$  : Temperatura en el panel con una irradiación de 1000 ( $W/m^2$ ).
- $T_a$ : Temperatura del ambiente, ( $^{\circ}C$ ).
- $TONC$ : Temperatura del ambiente, estimando por el fabricante, ( $^{\circ}C$ ).
- $E$ : Irradiancia solar, ( $W/m^2$ ).

Ya establecido la temperatura en el panel fotovoltaico, las perdidas por temperatura se pueden obtener mediante la ecuación 2.29.

$$P_{temp} = 1 - CT_{m\acute{a}x} \times (T_C - 25) \quad (2.29)$$

Donde

- $T_C$  : Temperatura en el panel con una irradiación de 1000  $W/m^2$ .
- $P_{temp}$ : Pérdidas por temperatura anual.
- $CT_{m\acute{a}x}$ : Coeficiente de cambio de la potencia de funcionamiento a temperatura, proporcionado por el fabricante, ( $1/^{\circ}C$ ).

- **Pérdidas por dispersión de parámetros**

Los parámetros eléctricos que componen un panel FV, presentan dispersión que pueden afectar la producción energética ocasionando que esta sea menor a la ideal. Dichas pérdidas se pueden presentar dispersión por corriente que puede ocasionar el aumento de número de paneles en serie, así como también de pérdidas por dispersión de voltaje las cuales pueden ser despreciables. En donde las características individuales de un mismo módulo pueden ser diferente, aunque sea de la misma línea de producción.

En base a la hoja de información presentada por el fabricante se tiene una tolerancia de  $\pm 3\%$ , siendo este el valor de pérdidas aplicable al proyecto.

- **Pérdidas de cableado en C.C y C.A.**

Por lo general las pérdidas que ocasionan el cableado debe ser menores al 3%, para el desarrollo de este proyecto se aplicará un valor de 2% con el fin de establecer el valor del rendimiento.

- **Pérdidas por acumulación de polvo en los paneles fotovoltaicos**

Generalmente las pérdidas generadas por polvo pueden estar en un rango de 0% a 8% en el transcurso del día ante cambios climáticos. Donde el valor de las pérdidas se puede ver modificado por la inclinación de los paneles fotovoltaicos, la cercanía de marcos con otros paneles y presencia de sobresalidas de los módulos que pueden actuar como retenes de polvo. Para este proyecto considerando que se tiene una instalación a 2 aguas y con un ángulo de inclinación de 10°, el porcentaje de pérdidas puede ser de 3 %. [18]

- **Pérdida de vida útil del panel**

La degradación del rendimiento de módulo fotovoltaico depende del tiempo de vida útil registro en la hoja de datos brindando por el fabricante, aunque procesos como in mantenimiento adecuado, una revisión regular, así como una ubicación correcto libre de objetos que puedan ensuciar o afectar a los paneles permitiría reducir este proceso en cierto porcentaje. Al contar con el modelo JKM4100, el cual presenta una un porcentaje de pérdidas por degradación de 5% cada año durante los 25 años de vida útil. [18]

- **Pérdida de vida útil del inversor**

Los factores que pueden afectar la vida útil de inversor pueden ser las cargas eléctricas, los cambios bruscos de temperatura en el interior del dispositivo y de las piezas móviles. También el rendimiento esta dado por la relación entre la potencia de C.A que se encarga de trasforma el equipo y la potencia C.C que llega a este. De igual manera que para el panel fotovoltaico, para inversor se utiliza la información dada por el fabricante siendo este porcentaje de pérdidas de 2% por año.

- **Pérdidas por reflectancia angular espectral**

El módulo fotovoltaico se encuentra referido condiciones CEM, en donde la presencia de pérdidas se presenta la influencia del grado de suciedad. También dependiendo del tipo de capa, ya que las pérdidas anuales cuando se tiene capas autorreflexivas son mayores que en células texturizadas. Aspectos como el cambio de estación influyen en este aumento, además que dependiendo de la ubicación en donde la latitud es mayor, el valor de las pérdidas aumenta. [22]

Según [18] las pérdidas pueden presentarse a lo largo de un día con valores que van desde el 2% hasta el 6%, para este proyecto se considera el peor escenario por lo que el valor de las pérdidas sería igual a 4 %. [22]

En la tabla 2.21 se presenta las pérdidas que se toma para obtener el rendimiento final del sistema mediante la ecuación 2.23.

**Tabla 2.21.** Pérdidas del sistema y rendimiento global

Tipo	Valor
<b>P. Temperatura anual</b>	0,1234
<b>P. por dispersión de parámetros</b>	0,03
<b>P. de cableado en C.C y C.A.</b>	0,02
<b>P. por acumulación de polvo</b>	0,03
<b>P. de vida útil del panel</b>	0,05
<b>P. de vida útil del inversor</b>	0,02
<b>P. por reflectancia angular espectral</b>	0,04
<b>Rendimiento Global</b>	0,72242

Con el valor del rendimiento de la instalación fotovoltaica se puede establecer la energía promedio diaria y mensual presentadas en la tabla 2.22.

**Tabla 2.22.** Energía promedio diaria y mensual generada

Meses	Energía promedio diario [kWh/día]	Energía promedio mensual [kWh/mensual]
<b>Enero</b>	4260,820792	127824,6237
<b>Febrero</b>	3698,070876	110942,1263
<b>Marzo</b>	3888,090328	116642,7098
<b>Abril</b>	3895,398768	116861,963
<b>Mayo</b>	4041,567578	121247,0273
<b>Junio</b>	4114,651982	123439,5595
<b>Julio</b>	4260,820792	127824,6237
<b>Agosto</b>	4501,999327	135059,9798
<b>Septiembre</b>	4085,41822	122562,5466
<b>Octubre</b>	3676,145554	110284,3666
<b>Noviembre</b>	3595,752709	107872,5813
<b>Diciembre</b>	3910,015649	117300,4695
<b>Energía anual</b>		1437862.577

El rendimiento de Panel fotovoltaico y de la energía que puede ofrecer durante su vida útil se ve representando se puede observar en el anexo VIII.

## 2.14 Evaluación de la regulación ARCERNN 001/21

Durante el año 2018 entró en vigencia la regulación del Nro. ARCONEL 003/18 con la finalidad de darle mayor importancia al uso de la energía solar en el país, así como su la regulación de su uso. La cual establece como la generación fotovoltaica para el autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica principalmente para aquellos que se encuentren conectados a la red ya que una instalación de tipo aislada no necesita entrar en regulación. Mediante la cual se busca las condiciones óptimas que les permitan a los consumidores integrar sistemas de micro generación fotovoltaica, cuya ubicación generalmente va dirigido en techos de edificios y casas, con una capacidad instalada de hasta 1000 kW en donde la producción sea de autoconsumo en sus propias instalaciones y en caso de presentar excedentes poder aportar a la red de distribución.

Sin embargo, en el año del 2021 esta fue derogada y entre en vigencia la regulación Nro. ARCERNNR 001/2021 dentro de su base normativa establece condiciones para la producción de energía mediante recursos renovables, así como aspectos de condiciones técnicas y comerciales a los que está limitado el usuario. En el alcance de esta regulación establece las características y modalidades de la generación distribuida para el autoabastecimiento dirigido a consumidores regulados como no regulados, de igual manera engloba los procedimientos para la obtención de factibilidad de conexión y habilitación para la realización de actividades como instalación, conexión y tratamiento comercial de la energía que se inyecta al sistema de distribución. La caracterización de la generación distribuida queda establecida por la figura 2.14. [23]

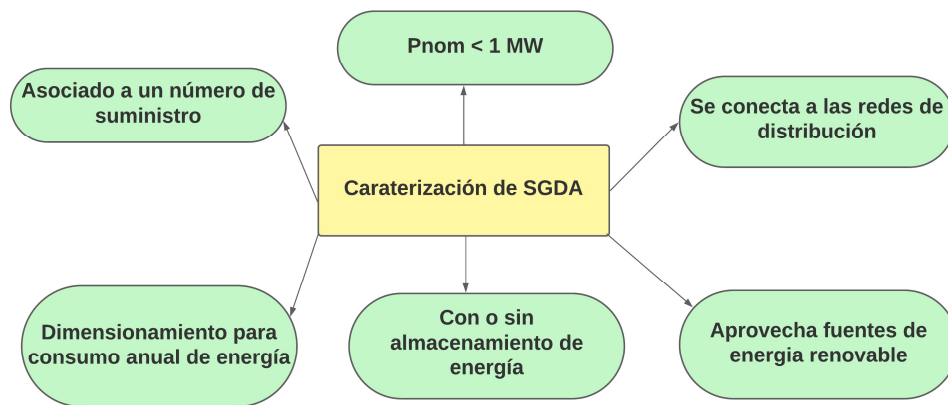


Figura 2.19. Caracterización del SGDA. [24]



Dentro de las modalidades de instalaciones se presentan

- Las Instalaciones SGDA y la demanda del consumidor se encuentra en el lugar del predio.
- Instalaciones SGDA y la demanda del consumidor se encuentran ubicados en diferentes predios debido a el espacio de ubicación y conectados mediante la red de distribución.

En la parte de factibilidad de conexión se presenta el tipo de conexión, en donde se presenta la categoría 1 con conexión de bajo voltaje con potencias nominales menores a: 10 kW monofásica, 20 kW bifásica y 30 kW trifásica. Por otro lado, la categoría 2 presenta potencias mayores a las anteriores. En donde las adecuaciones de conexión a la red de distribución forman parte del trabajo de proponente, para la conexión correspondiente.

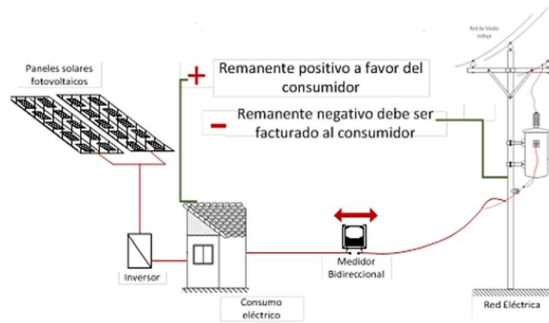
En lo que concierne al intercambio de energía entre el consumidor y la red de distribución, se presentan los siguientes tipos de consumidores.

Consumidores con tarifa tipo residencial y general sin demanda, en este caso se necesita determinar el balance de energía mensual, entre la energía que se consume inyectada de la red y la energía proporcionada por el SGDA y encontrar la energía neta.

Consumidores con tarifa general con demanda, donde el consumidor presenta asignada una tarifa con la demanda previamente establecido con el pliego tarifario del SPEE vigente. En donde con la operación del SGDA, el valor de la demanda facturable corresponde a la demanda máxima requerida por el usuario.

Consumidor con tarifa general con demanda horaria, considera la determinación del balance neto, entre la energía mensual consumida desde la red de distribución y la energía inyectada por el SGDA. Donde la energía consumida e inyectada depende del cálculo de energía equivalente inyectada por sistema de fotovoltaica y la energía consumida de la red consumida por el cliente.

Se presenta en la figura 2.25 la relación del balance neto de energía en el consumo de energía eléctrica. [24]



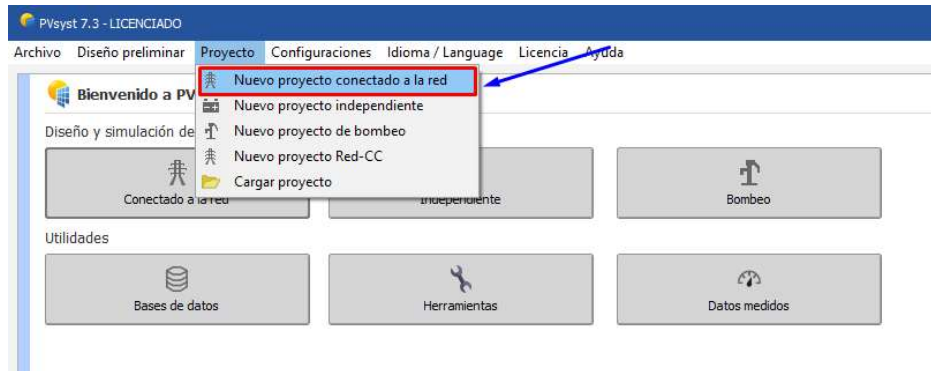
**Figura 2.20.** Balance neto de energía. [24]

Para el sistema de medición se utiliza un medidor bidireccional que se encargará de medir en un punto de generación o realizar la medición en un punto de carga. En donde el responsable de la adquisición e instalación será la distribuidora. En base a los resultados obtenidos se pudo establecer que el proyecto se encuentra dentro de los lineamientos de la normativa. [24]

### 3. RESULTADOS

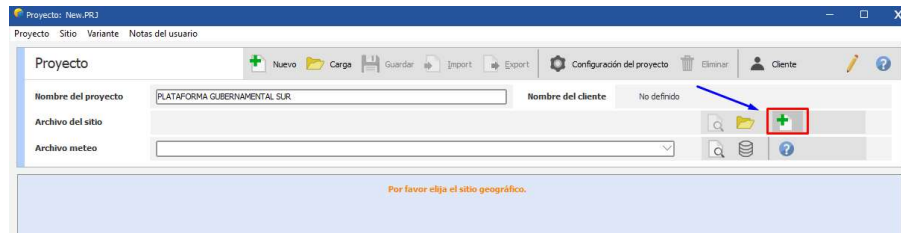
Para la validación de los resultados obtenidos se utilizará el programa PVsyst que permite establecer el número de paneles necesarios para la implementación de la instalación fotovoltaica en la plataforma gubernamental sur.

1. Una vez abierto el programa se selecciona “nuevo proyecto conectado a la red”.



**Figura 3.1.** Creación de nuevo proyecto.

2. Después, de establecer un nombre al archivo se procede a establecer la ubicación del proyecto.



**Figura 3.2.** Selección de ubicación en el mapa.

3. Dentro de la ubicación del sitio se puede realizar mediante 2 opciones

Coordenadas geográficas. – Para establecer la ubicación se puede colocar el nombre del sitio, el cual debe ser muy específico y que se encuentre dentro de las bases de datos del programa. La otra opción en esta misma ventana es colocar los datos de la latitud, longitud, altitud y zona horario lo cuales se puede obtener de Google Earth.

Mapa interactivo. – Este mapa contiene información geográfica que permite establecer el punto donde se desea ubicar el sistema fotovoltaica, ya que presenta información detallada de las principales localidades en el mundo.

**Figura 3.3.** Alternativas de establecimiento de la ubicación

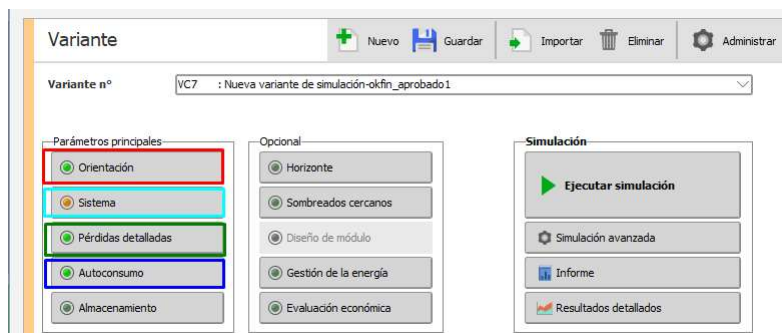
- En esta misma ventana se informaba que se debe importar los datos de meteo mensual, cuyos datos están dentro del programa considerando que se debe escoger el Meteonorm 8.1 en base a los establecido en la sección 1.4.2. los datos deben estar en unidades  $Kwh/m^2/día$ , siendo la columna de irradiación solar global los utilizados en este proyecto.

	Irradiación horizontal global kWh/m <sup>2</sup> /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m <sup>2</sup> /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	5.83	2.06	14.1	2.30	2.545	74.8
Febrero	5.06	2.14	14.0	2.20	2.686	76.2
Marzo	5.32	2.54	14.0	1.99	2.611	76.7
Abril	5.33	2.39	13.7	1.80	2.590	79.4
Mayo	5.53	2.22	14.1	2.10	2.456	74.8
Junio	5.63	1.93	13.8	2.50	2.308	69.1
Julio	5.82	2.07	14.0	2.79	2.305	63.6
Agosto	6.16	1.97	14.3	3.10	2.495	60.3
Septiembre	5.99	2.50	14.1	2.90	2.635	64.2
Octubre	5.03	2.36	14.1	2.20	2.726	71.0
Noviembre	4.92	2.34	13.7	2.00	2.753	74.2
Diciembre	5.34	2.59	13.9	2.10	2.673	75.9
<b>Año</b>	<b>5.47</b>	<b>2.26</b>	<b>14.0</b>	<b>2.3</b>	<b>2.565</b>	<b>71.7</b>

Irradiación horizontal global variabilidad año a año 6.8%

**Figura 3.4.** Vista superior de la plataforma gubernamental- edificio secundario

- Se procede al llenado de algunas condiciones que permitan establecer el dimensionamiento de este sistema para posteriormente poder realizar la simulación.



**Figura 3.5.** Selección de los principales parámetros.

- En la ventana de “sistema”, se procede a completar los datos requeridos, en donde se comenzará con el pre-dimensionamiento en donde se puede escoger dos opciones

Ingresar potencia planteada. - Siendo este el valor pico de la potencia que se desea suministrar para compensar al sistema.

Área disponible. – Este es valor de área útil donde se va a poner los módulos fotovoltaicos.

Para el desarrollo del proceso se utilizará área útil calculada en la sección 2.4 para determinar cuantos paneles se pueden instalarse se pueden ubicar en el proyecto.



**Figura 3.6.** Selección de parámetros de prediseño.

- En la parte del nombre y orientación del subconjunto se presenta la disposición del módulo fotovoltaico a ubicarse, considerando que se tiene el mezclado 1, mezclado 2 que son para una instalación orientada ya sea hacia al sur o hacia el norte respectivamente. Mientras que al tener una instalación a dos aguas se considera contar con el mezclado 1 y 2 al mismo tiempo.

Mientras que para la selección del módulo FV, la base de datos que cuenta es muy amplia y en este caso se escoge el panel solar Jinkosolar con una potencia de 585 [Wp].

The screenshot shows a software window titled "Subconjunto" (Sub-array). It is divided into several sections:

- Nombre y orientación del subconjunto:** Name is "Generador FV", Orientation is "Mezclado #1 y #2", Inclination is "10° / 10°", and Azimuth is "30° / -150°".
- Ayuda de pre-dimensionamiento:** Includes a "Redimens." button, "Ingreso potencia planeada" set to 1129.1 kWp, and "o área disponible(módulos)" set to 5277 m².
- Selección del módulo FV:** Shows a filter set to "Todos los módulos FV", a maximum of 1930 modules, and the selected module "Jinkosolar" with a power of 585 Wp, 37V, Si-mono, JKM585M-7RL4-V, and "Desde 2021".
- Technical Data:** Dimensioning voltage: Vmpp (40°C) 41.9 V, Voc (0°C) 57.3 V.

Figura 3.7. Ventana de tipo de orientación y selección de módulo.

8. En esta misma ventana también se cuenta con la selección de inversor fotovoltaico, en donde se escogió uno de la marca Huawei con una potencia de 185 kW, y en donde el número de inversores corresponde a 5. Si bien se menciona que la potencia es ligeramente inferior; si se aumenta a 6 inversores se estaría sobredimensionando el proyecto. El sistema trabaja a una frecuencia de 60 Hz.

En el diseño del conjunto se verifica que los datos tanto de módulos en serie como las cadenas estén acordes con los datos obtenidos en la sección 2.14 y que se encuentre dentro de los valores máximos obtenidos y en donde la potencia de funcionamiento se encuentra en condiciones STC.

The screenshot shows a software window with two main sections:

- Selección del inversor:** Shows the selected inverter "Huawei Technologies" with a power of 185 kW, 550-1500 V TL, 50/60Hz, SUN2000-185KTL-H1.m, and "Desde 2019". It also shows 5 inverters, a global power of 925 kWca, and a maximum input voltage of 1500 V. A note states "La potencia del inversor es ligeramente inferior." (The inverter power is slightly lower).
- Disene el conjunto:** Shows the number of modules and strings: 26 modules in series (between 14 and 26) and 74 strings (between 61 and 74). It also shows a "Potencia nom. conjunto (STC) 1126 kWp" and "Irradia. plano 1000 W/m²".

Figura 3.8. Ventana de selección de inversor y diseño de conjunto.

9. En la ventana de “Autoconsumo” se escoge la selección de valores mensuales, ya que, para obtener resultados más exactos, colocaremos en el programa la información obtenidos de las facturas de consumidor.

Figura 3.9. Ventana de parámetros de autoconsumo.

10. El ingreso de información de consumo de la plataforma gubernamental sur durante operaciones de un año se colocará en valores mensuales con la selección de operador como idéntico.

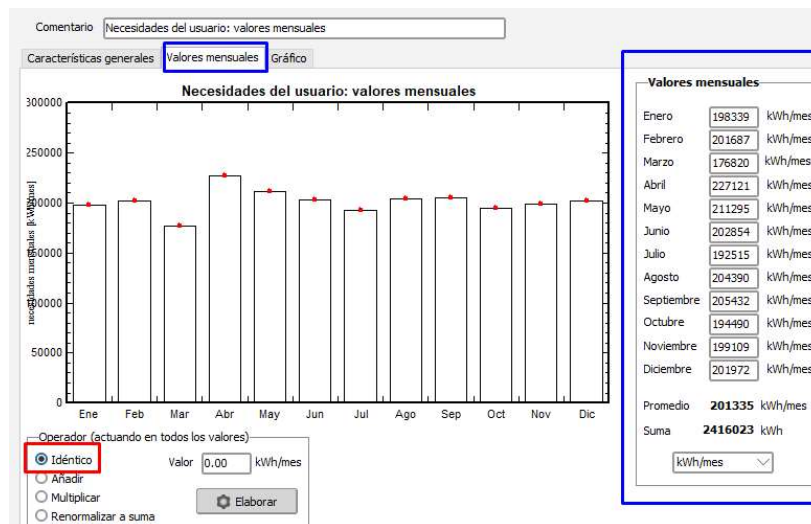
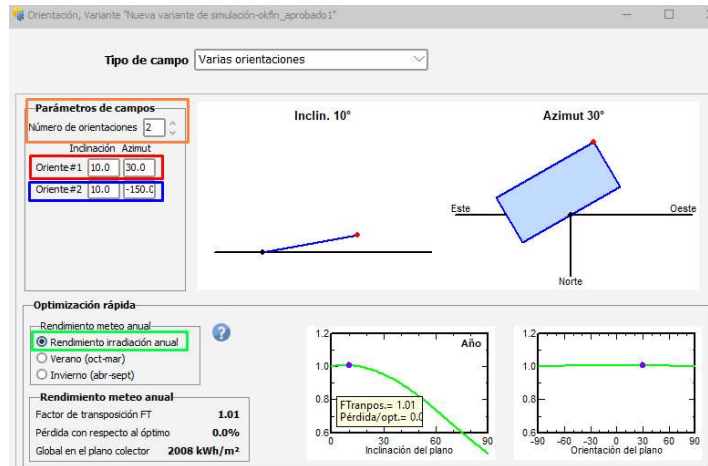


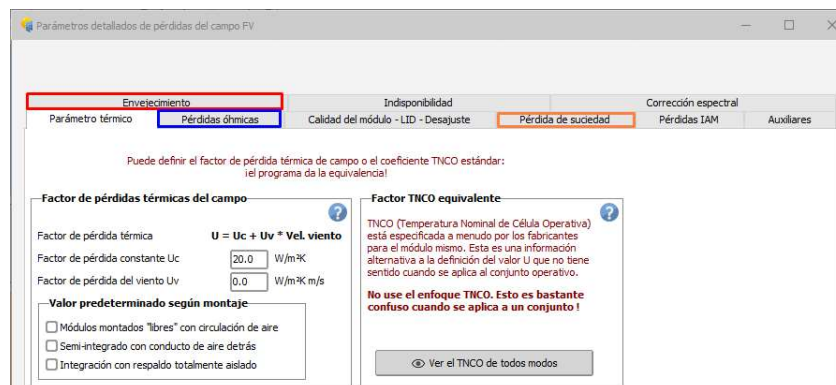
Figura 3.10. Ventana de parámetros de valores mensuales del proyecto.

11. En la ventana de “Orientación” se establece el número de orientaciones igual ya que se tiene un sistema a dos aguas. Para el Oriente 1 se tiene una inclinación de 10° con un ángulo de Azimut de 30°, mientras que para el Oriente 2, el valor de la inclinación es de 10° y con ángulo de Azimut de -150°. En la parte optimización rápida se selecciona “Rendimiento irradiación anual”.



**Figura 3.11.** Ventana de selección de la orientación e inclinación del panel.

12. En la parte de parámetros de pérdidas se revisará el envejecimiento, pérdidas óhmicas y la pérdida de suciedad, con la finalidad de observar con influyen en el rendimiento del sistema al final de la simulación.

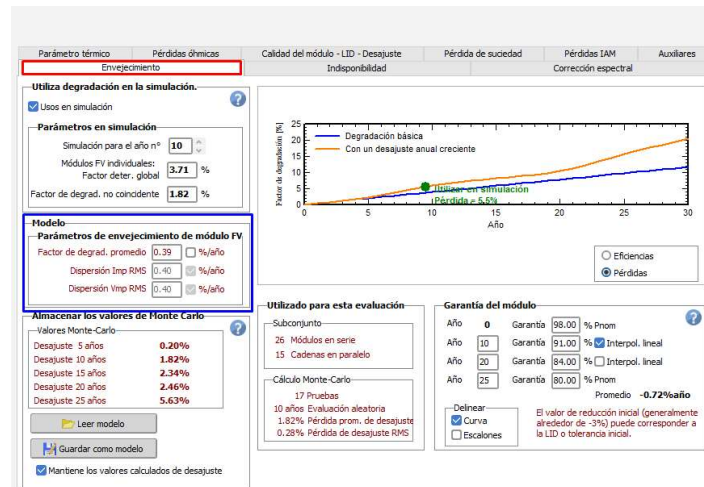


**Figura 3.12.** Ventana de parámetros de pérdidas del sistema.

13. En la parte de “Envejecimiento” primero se establece el factor de degradación promedio dado por la hoja de datos dado por el fabricante, lo que permite establecer

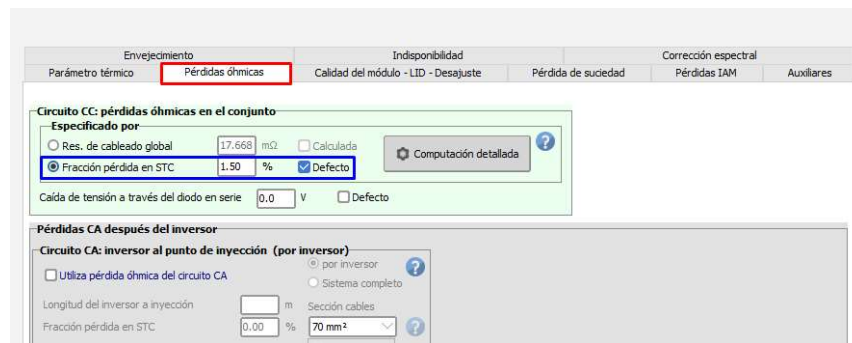


la gráfica de pérdidas por degradación a lo larga del tiempo de vida útil. Mientras que los demás parámetros se seleccionan por defecto.



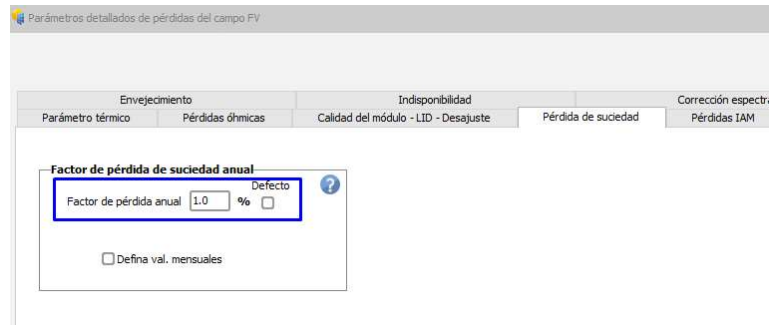
**Figura 3.13.** Ventana de parámetros de envejecimiento del módulo FV.

- En la parte de pérdidas óhmicas de igual manera se establece las pérdidas en STC por defecto siendo igual a 1.5%.



**Figura 3.14.** Ventana de selección de pérdidas óhmicas.

- Mientras, que las pérdidas de suciedad debido a que se tiene un sistema de dos aguas donde hay menor cantidad de pérdidas se cuenta con un porcentaje igual a 2%.

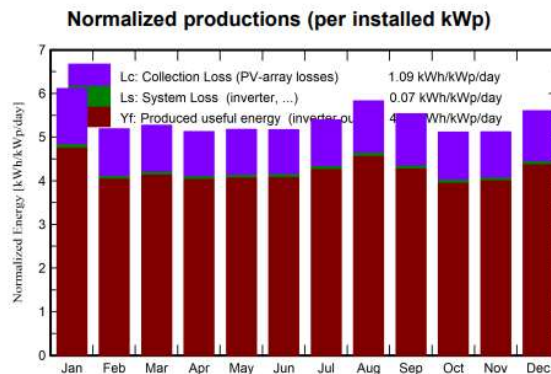


**Figura 3.15.** Ventana de selección de porcentaje del factor de pérdidas de suciedad.

Finalmente, después de completar la respectiva información se procede a realizar la simulación para el posterior análisis de resultados.

### **Análisis de resultados obtenidos en la simulación**

En la figura 3.16 se muestra la producción mensual de energía del sistema, así como la presencia de pérdidas del sistema que reducen la producción final del sistema. En el Anexo III se presenta con mayor detalle la simulación del sistema.



**Figura 3.16.** Producción mensual del sistema.

En la figura 3 se muestra un resumen de los resultados de generación en base al dimensionamiento de paneles e inversores con sus respectivas características a instalarse en este proyecto.

<b>Resumen de resultados</b>	
<b>Tipo de sistema</b>	
Producción del sistema	<b>1742</b> MWh/año
Producción específica	<b>1548</b> kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	<b>0.787</b>
Producción normalizada	<b>4.24</b> kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	<b>1.08</b> kWh/kWp/día
Pérdidas del sistema.	<b>0.07</b> kWh/kWp/día

**Figura 3.17.** Resumen de generación y pérdidas del sistema.

De los resultados obtenidos en PVsyst, en base a la figura 3.17 y al ANEXO IX se tiene:

- La generación del sistema fotovoltaico generará 1742 [MWh] en el primer año de funcionamiento, cumpliendo con la regulación ARCERNNR 001/2021 dentro de los rangos en la caracterización de la generación distribuida. En donde el valor de la demanda promedio fue de 1437 [MWh].
- El factor de planta en la simulación fue 17,6 %, siendo un valor que se encuentra dentro de los rangos aceptables para plantas fotovoltaicas y se debe hacer la corrección de factor de planta inicial que fue 27%.
- El factor de rendimiento en base a la simulación es de 0,786 que se encuentra en el rango de los parámetros aceptables. El aumento de rendimiento se debe principalmente debido a la disposición Este- Oeste ya que hay reducción de pérdidas principalmente por suciedad.
- La relación entre la potencia generada por los paneles fotovoltaicos y la potencia de inversores es de 1,22. Para que un sistema funcione correctamente esta relación debe estar en rango de 1,2 a 1,3 por lo que se cumple con el requisito.
- Mediante la orientación Este-Oeste se obtuvo un incremento de alrededor del 29% el número de paneles fotovoltaicos sobre el área disponible ya que se pasó de tener 1487 a 1924 módulo fotovoltaicos, lo que se ve reflejando en la energía disponible para el sistema. Además, que mediante este tipo de conexión se busca sacar el máximo provecho de la energía solar.

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

- La ubicación geográfica de la plataforma Gubernamental del Sur en el sur de Quito, en la zona de Quitumbe permite la explotación de la energía solar mediante la implementación de un sistema fotovoltaico, ya que el promedio del recurso solar es de  $5,47 \text{ kWh/m}^2$  en base a la información obtenido por la base de datos PVsyst, condiciones que se encuentra de los rangos para que una instalación de tipo fotovoltaica presente un rendimiento óptimo para el autoabastecimiento de cualquier proyecto.
- La implementación del sistema doble orientación permite aprovechar la irradiancia solar por mayor tiempo, además que se puede colocar mayor cantidad de paneles fotovoltaicos sobre las infraestructuras y existe disminución pérdidas de los paneles, puesto que la generación de sombras entre paneles es mínima. De igual manera, la generación será mayor y el porcentaje de pérdidas como pérdidas por suciedad o por temperatura se verá reducido en relación a una instalación de una solar orientación.
- El área disponible se vio reducida en gran manera ya que la terraza presentaba un cerramiento de 2,75 m que dificulta a la hora de la instalación en el edificio principal. De igual manera existe equipos de ventilación y elementos de comunicación que no dan mucha facilidad para la realización de trabajos en varias partes de la terraza. Por otro lado, en el edificio secundario, se realizó el estudio con la finalidad de compensar la demanda de la plataforma en general, aunque esta zona está establecida como zona verde. Por lo que si se desea implementar paneles solares es necesario una adecuación de esta terraza.
- la aplicación del software PVSyst permitió establecer una simulación acorde a la orientación, ingreso de parámetros y selección de los principales componentes de la instalación fotovoltaica. Los resultados obtenidos en la simulación permiten verificar los cálculos realizadas en el dimensionamiento de forma teórica. Para establecer la factibilidad del proyecto en función del área útil que se determinó.

## 4.2 Recomendaciones

- La aplicación de una instalación fotovoltaica forma parte de las nuevas tecnologías que se basan en el aprovechamiento de recursos renovables no convencionales, que lamentablemente en el Ecuador no presentan mucha participación. Por lo que el establecimiento de nuevos proyectos enfocados en el autoabastecimiento ayudaría tanto en la parte económica como ambiental a consumidores públicos y privados.
- Se debe dimensionar correctamente los elementos que forma parte de la instalación para evitar posibles pérdidas que influyen en el rendimiento de todo el sistema.
- La generación obtenida debe ser destinada solo para el consumo de la plataforma en su respectivo horario de consumo, esta no puede ser vendida a terceros en base a la regulación Nro. ARCERNNR 001/20021.

## 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. M. J. Washington Fernández R, «OFDM Óptimo para las Redes Eléctricas Inteligentes,» IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, Concepción, 2015.
- [2] C. A. CALDERÓN, «PROPUESTA DE DISEÑO DE UN MODELO SMART GRID PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN ECUATORIANAS (EEQ S.A.),» Quito, 2012.
- [3] D. Ricardo, «Estudio del impacto de la generación distribuida renovable,» Piura, 2021.
- [4] A. Paulina, «ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOABASTECIMIENTO EN LA EMPRESA INDUSTRIAL “TORNASOL”,» Quito, 2021.
- [5] D. K. Rajkumar Viral, «Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review,,» 2012. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112003498>. [Último acceso: 12 Julio 2023].
- [6] C. Garzón-Chalco, «FLOORS SUPPORTED BY TENSORS AT THE PLATAFORMA GUBERNAMENTAL DE GESTION DE ESARROLLO SOCIAL,» INNOVATIVA EP, Quito, 2018.
- [7] D. H. Mojonero, «ANALISIS COMPARATIVO DE LOS MECANISMOS NET METERING Y NET BILLING PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO,» Huaraz, 2017.
- [8] I. A. Sajjad, «Net-Metering Benefits for Residential Customers,» IEEE Industry Applications Magazine, 2018.
- [9] L. P. Suárez, L. G. Urdaneta y V. A. J, «Sistemas fotovoltaicos con limitaciones de terreno: la doble orientación como alternativa,» la Habana, 2021.
- [10] I. Núñez, «Generación eólica y solar fotovoltaica: ¿Qué tan variables?,» brevesdeenergia, 25 Marzo 2015. [En línea]. Available: <https://www.brevesdeenergia.com/wp-content/uploads/2015-02-24-generacion-eolica-y-solar-fotovoltaica-que-tan-variables-son.pdf>. [Último acceso: 24 Junio 2023].
- [11] BUN-CA, «Manual sobre energía renovable solar fotovoltaica,» Biomass Users Network, San Jose, 2002.
- [12] «Guía de autoconsumo con placas solares,» Noviembre 2021. [En línea]. Available: <https://placasolarfacil.com/>. [Último acceso: 12 Julio 2023].
- [13] L. S. F. V. Tamar Jimenez, «Aprovechamiento de la energía solar para mejorar las condiciones sociales de la comunidad de Loma Muleto, Bocas del Toro,» Centro Regional de Bocas del Toro, 2019.
- [14] «PVsyst 7 Help,» 2022. [En línea]. Available: [https://www.pvsyst.com/help/general\\_descr.htm](https://www.pvsyst.com/help/general_descr.htm). [Último acceso: 1 Agosto 2023].

- [15] C. García, «SIMULACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CON PVSYST,» Jaén, 2015.
- [16] S. T. d. G. I. d. S. Público, «Sistema de iluminación para la Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social,» [En línea]. Available: <https://www.inmobiliar.gob.ec/sistema-de-iluminacion-para-la-plataforma-gubernamental-de-desarrollo-social/>. [Último acceso: 28 Mayo 2023].
- [17] «google earth,» [En línea]. Available: <https://earth.google.com/web/search/Plataforma+Gubernamental+Sur+de+Desarrollo+Social,+Av.+Amaru+%c3%91an,+Quito/@-0.2924324,-78.54562516,2895.46435992a,1052.72888068d,35y,0.04787272h,0t,0r/data=CigiJgokCThmbwqwJTNAETHmbwqwJTPAGSRnAwaajD5AIWjX5eeuXIHA>. [Último acceso: 20 Agosto 2023].
- [18] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red,» [En línea]. Available: [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf). [Último acceso: 6 Junio 2023].
- [19] M. S. M. Shahrokh Akhlaghi, «Study of Sufficient Number of Optimal Tilt Angle, Hossein Sangrody,» 21 Diciembre 2017. [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/315382425\\_Residential\\_Solar\\_Panel\\_Performance\\_Improvement\\_based\\_on\\_Optimal\\_Intervals\\_and\\_Optimal\\_Tilt\\_Angle#fullTextFileContent](https://www.researchgate.net/publication/315382425_Residential_Solar_Panel_Performance_Improvement_based_on_Optimal_Intervals_and_Optimal_Tilt_Angle#fullTextFileContent). [Último acceso: 2 Julio 2023].
- [20] Secretaría Técnica de Gestión Inmobiliaria del Sector Público, «Sistema de iluminación para la Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social,» 25 Junio 2019. [En línea]. Available: <https://www.inmobiliar.gob.ec/wp-content/uploads/2019/10/MEMORIA-TE%CC%81CNICA-ILUMINACIO%CC%81N-FACHADA-25-jul-2019.pdf>. [Último acceso: 1 Junio 2023].
- [21] SUNLOCK, «4 Reasons you should be using the SUNLOCK East-West Tilt System,» 2 Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://sunlock.com.au/news/4-reasons-you-should-be-using-the-sunlock-east-west-tilt-mounting-system>. [Último acceso: 1 Junio 2023].
- [22] A. R. Ruiz, «Proyecto de Instalación Solar Fotovoltaica de autoconsumo para la Biblioteca General de la Universidad de Alicante.,» 2022.
- [23] SE-AE, «Seguridad Estructural Acciones en la edificación,» Marzo 2006. [En línea]. Available: [http://ocw.upm.es/pluginfile.php/675/mod\\_label/intro/CTEParte2DBSE-AEMarzo2006.pdf](http://ocw.upm.es/pluginfile.php/675/mod_label/intro/CTEParte2DBSE-AEMarzo2006.pdf). [Último acceso: 28 Junio 2023].
- [24] «Resolución Nro. ARCERNNR 001/2021,» 8 Marzo 2021. [En línea]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/03/Resolucion-ARCERNNR-003-2021.pdf>. [Último acceso: 31 Junio 2023].

## **6. ANEXOS**

En esta sección se incluye los planos de las áreas de la plataforma gubernamental sur, tablas para el análisis de peso y cargas, hojas de datos de los principales elementos del sistema fotovoltaicos y los resultados obtenidos de la simulación en el programa PVsyst.

**ANEXO I.** Planos de edificio principal de la plataforma gubernamental.

**ANEXO II.** Áreas útiles del edificio principal de la plataforma gubernamental.

**ANEXO III.** Planos de áreas del edificio secundario de la plataforma gubernamental.

**ANEXO IV.** Tablas de pesos y cargas en edificios

**ANEXO V.** Tablas de pesos y cargas en cada edificio y peso de la instalación fotovoltaica

**ANEXO VI.** Hojas de datos de panel fotovoltaico.

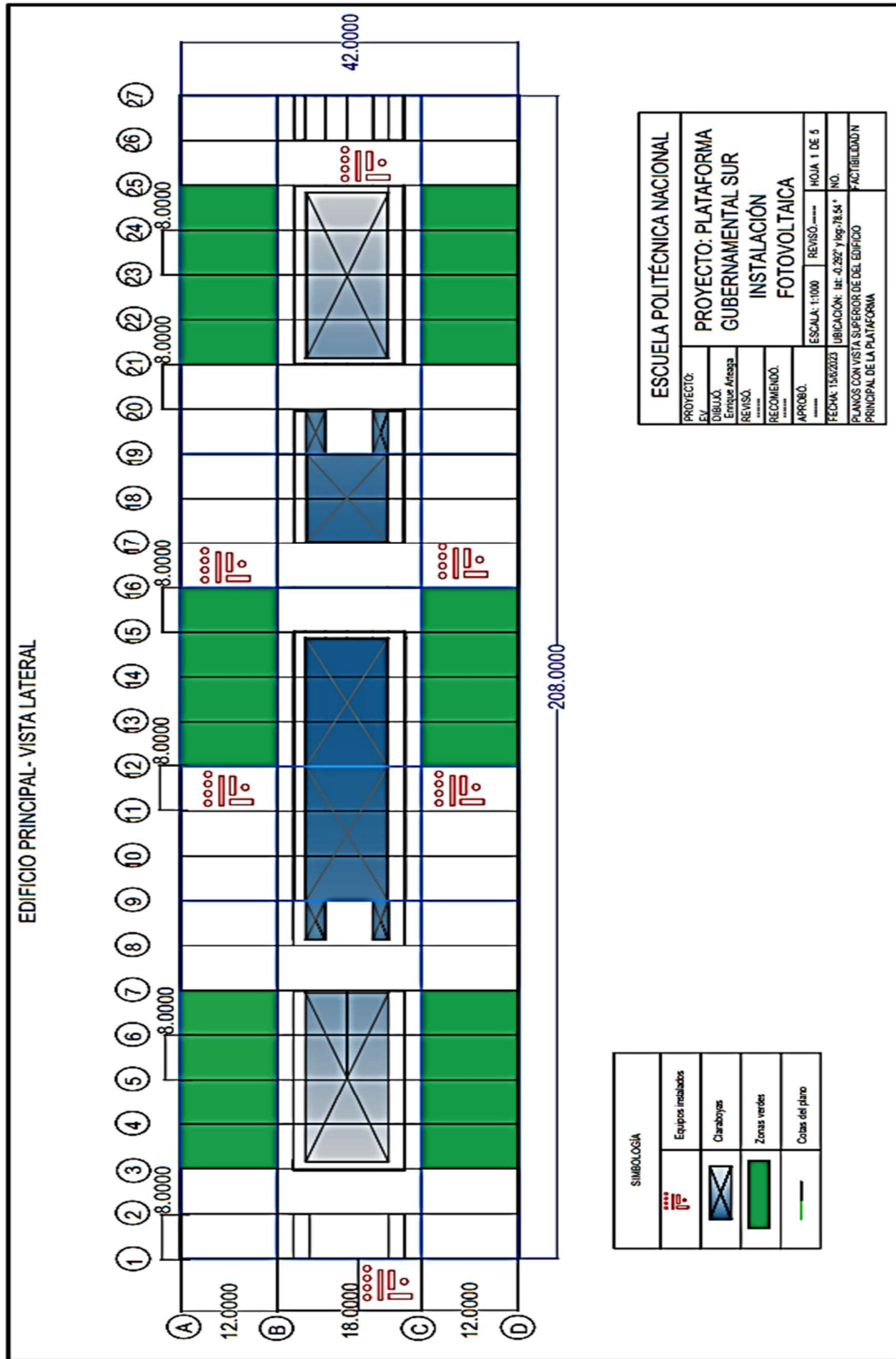
**ANEXO VII.** Hojas de datos de inversor fotovoltaico.

**ANEXO VIII.** Tabla de la vida útil de panel fotovoltaico

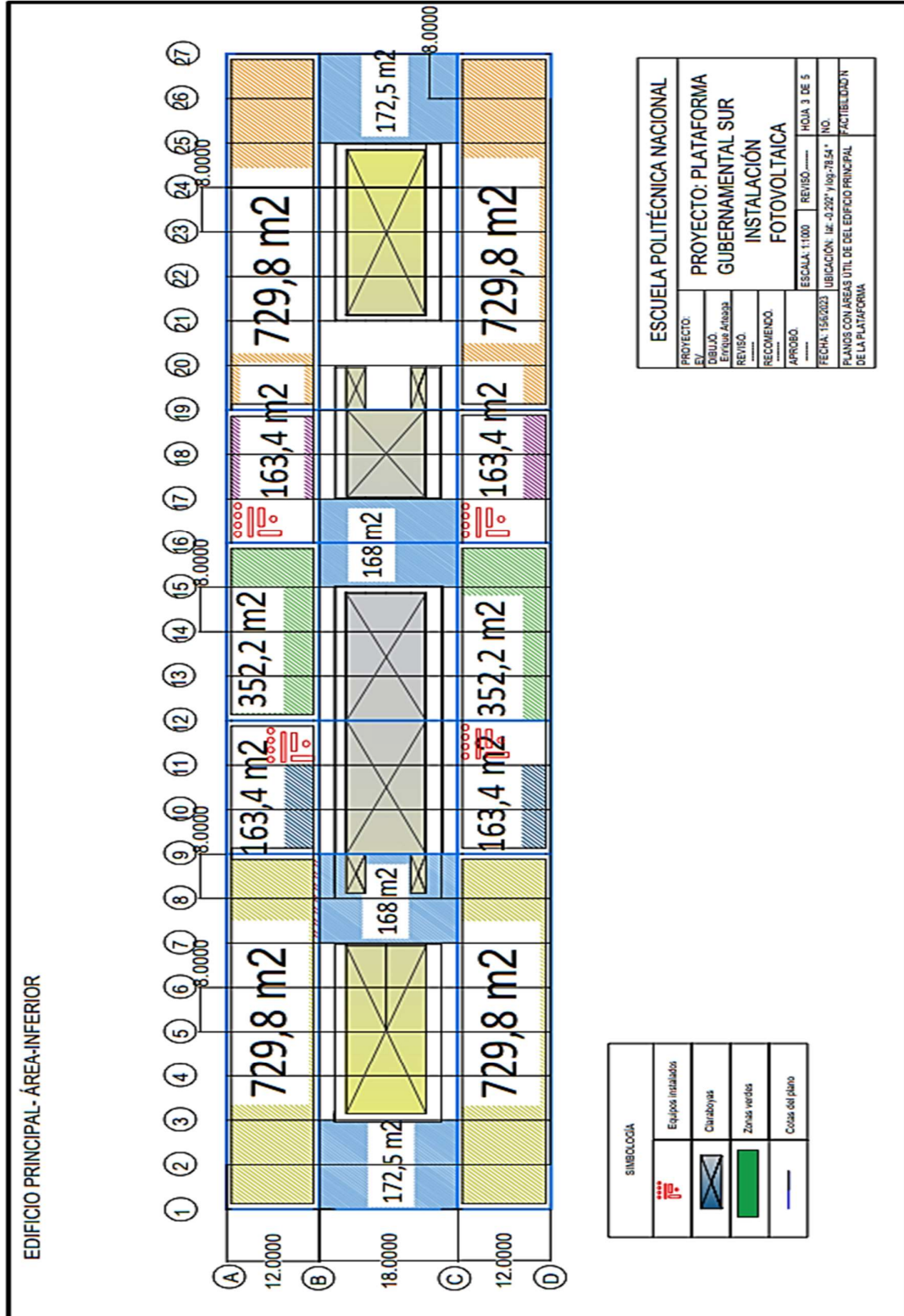
**ANEXO IX.** Resultados de la simulación en PVsyst



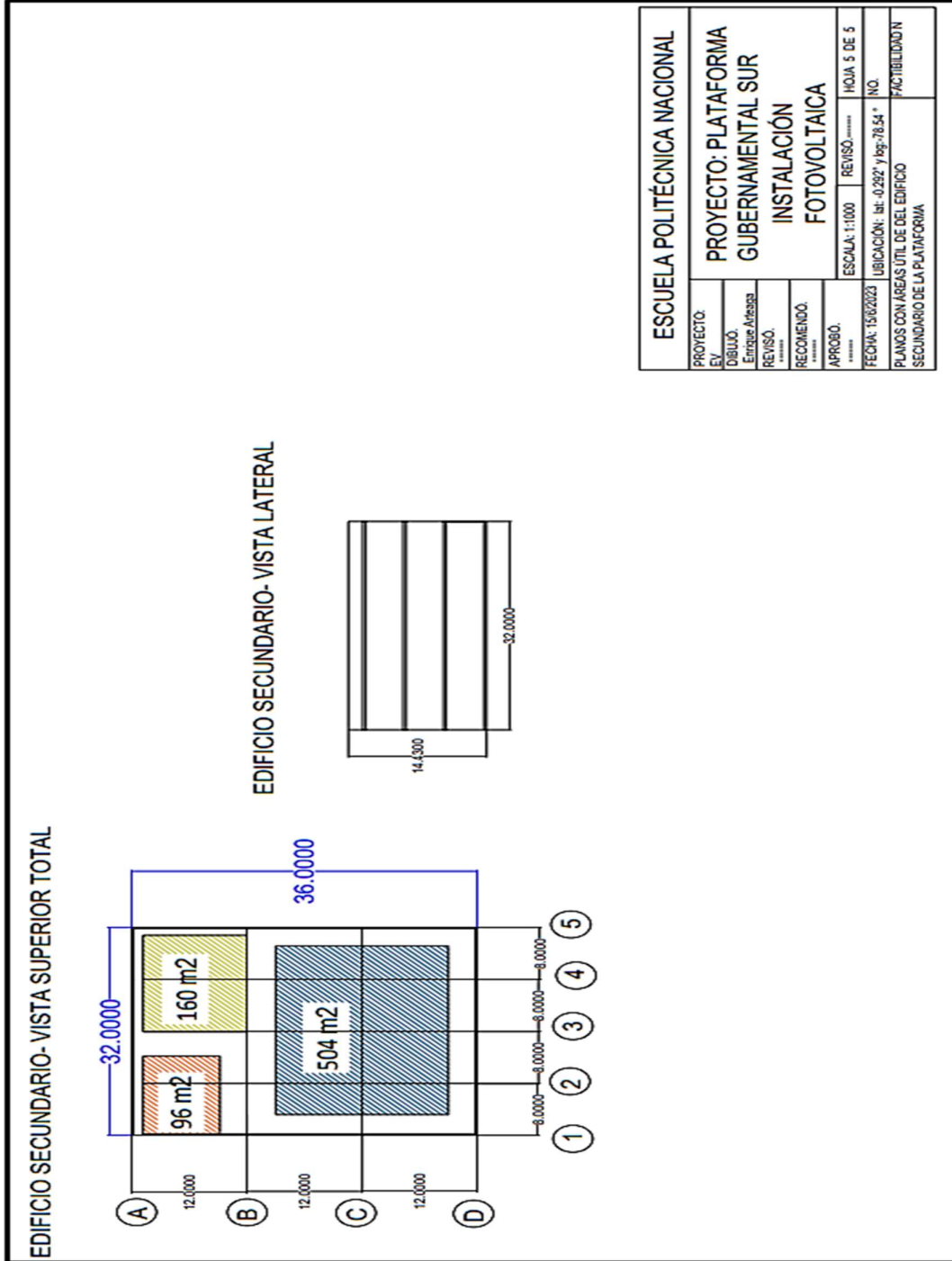
**ANEXO I.** Planos de edificio principal de la plataforma gubernamental.



**ANEXO II.** Áreas útiles del edificio principal de la plataforma gubernamental.



**ANEXO III.** Planos de áreas del edificio secundario de la plataforma gubernamental.



## ANEXO IV. Tablas de pesos y cargas en edificios

### Tablas de componentes de pisos

Elemento	Peso
<b>Forjados</b>	kN / m <sup>2</sup>
Chapa grecada con capa de hormigón; grueso total < 0,12 m	2
Forjado unidireccional, luces de hasta 5 m; grueso total < 0,28 m	3
Forjado uni o bidireccional; grueso total < 0,30 m	4
Forjado bidireccional, grueso total < 0,35 m	5
Losa maciza de hormigón, grueso total 0,20 m	5
<b>Cerramientos y particiones</b> (para una altura libre del orden de 3,0 m) incluso enlucido	kN / m
Tablero o tabique simple; grueso total < 0,09 m	3
Tabicón u hoja simple de albañilería; grueso total < 0,14 m	5
Hoja de albañilería exterior y tabique interior; grueso total < 0,25 m	7
<b>Solados</b> (incluyendo material de agarre)	kN / m <sup>2</sup>
Lámina pegada o moqueta; grueso total < 0,03 m	0,5
Pavimento de madera, cerámico o hidráulico sobre plastón; grueso total < 0,08 m	1,0
Placas de piedra, o peldañeados; grueso total < 0,15 m	1,5
<b>Cubierta, sobre forjado</b> (peso en proyección horizontal)	kN / m <sup>2</sup>
Faldones de chapa, tablero o paneles ligeros	1,0
Faldones de placas, teja o pizarra	2,0
Faldones de teja sobre tableros y tabiques palomeros	3,0
Cubierta plana, recrecido, con impermeabilización vista protegida	1,5
Cubierta plana, a la catalana o invertida con acabado de grava	2,5
<b>Rellenos</b>	kN / m <sup>3</sup>
Agua en aljibes o piscinas	10
Terreno, como en jardineras, incluyendo material de drenaje <sup>(1)</sup>	20

### Tabla de cargas

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m <sup>2</sup> ]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 <sup>(1)</sup>
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente <sup>(2)</sup>			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación <sup>(3)</sup>	G1 <sup>(7)</sup>	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 <sup>(4)(5)</sup>	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) <sup>(5)</sup>	0,4 <sup>(4)</sup>	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

## ANEXO V. Tablas de pesos y cargas en cada edificio y peso de la instalación fotovoltaica

- Peso del Edificio Principal**

Aproximación del peso para el edificio principal

Ubicación	Superficie (m <sup>2</sup> )	Peso Estructura (kN/m <sup>2</sup> )	Peso (kN)	Peso (Ton)
Plata Subsuelo 1	9680,88	5	48404,4	4935,79667
Plata Subsuelo 2	9680,88	5	48404,4	4935,79667
Plata Baja	9617,21	5	48086,05	4903,33452
Piso 1	2286,41	3	6859,23	699,435683
Piso 2	2286,41	3	6859,23	699,435683
Piso 3	2286,41	3	6859,23	699,435683
Piso 4	2286,41	3	6859,23	699,435683
Piso 5	4850,88	5	24254,4	2473,22117
Piso 6	4850,88	5	24254,4	2473,22117
Terraza	4850,88	3	14552,64	1483,9327

Aproximación de las cargas para el edificio principal

Ubicación	Superficie (m <sup>2</sup> )	Peso Estructura (kN/m <sup>2</sup> )	Peso (kN)	Peso (Ton)
Plata Subsuelo 1	9680,88	3	29042,64	2961,478
Plata Subsuelo 2	9680,88	3	29042,64	2961,478
Plata Baja	9617,21	3	28851,63	2942,00071
Piso 1	2386,41	2	4772,82	486,684455
Piso 2	2386,41	2	4772,82	486,684455
Piso 3	2386,41	2	4772,82	486,684455
Piso 4	2386,41	2	4772,82	486,684455
Piso 5	9850,88	2	19701,76	2008,98847
Piso 6	9850,88	2	19701,76	2008,98847
Terraza	9850,88	1	9850,88	1004,49423

- Peso del Edificio Secundario**

Aproximación del peso para el edificio secundario

Ubicación	Superficie (m <sup>2</sup> )	Peso Estructura (kN/m <sup>2</sup> )	Peso (kN)	Peso (Ton)
Plata Comidas	927,23	5	4636,15	472,748216
Plata Auditorio	1191,5	5	5957,5	607,486275

Aproximación de cargas para el edificio secundario

Ubicación	Superficie (m <sup>2</sup> )	Peso Estructura (kN/m <sup>2</sup> )	Peso (kN)	Peso (Ton)
Plata Comidas	927,23	3	2781,69	283,648929
Plata Auditorio	1191,5	3	3574,5	364,491765

- **Peso de la instalación fotovoltaica**

Peso de los principales elementos de la instalación fotovoltaica para el edificio principal.

	Unidad	Peso (Kg)/Unidad	Peso (ton)
<b>Módulos</b>	1674	31,1	52,0614
<b>Estructura soporte</b>	837	30	25,11
<b>Inversor</b>	4	84	0,336
<b>Peso Total (ton+10%)</b>	93,00888		

Peso de los principales elementos de la instalación fotovoltaica para el edificio secundario.

	Unidad	Peso (Kg)/Unidad	Peso (ton)
<b>Módulos</b>	250	31,1	7,775
<b>Estructura soporte</b>	125	30	3,75
<b>Inversor</b>	1	84	0,084
<b>Peso Total (Ton+10%)</b>	12,7699		



# ANEXO VI. Hojas de datos de panel fotovoltaico.

www.jinkosolar.com



**TR 78M**  
**565-585 Watt**  
**Mono-facial**

Tiling Ribbon (TR) Technology






Positive power tolerance of 0~+3%

**TIGER Pro**





## KEY FEATURES

- 
**TR technology + Half Cell**  
 TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 21.40%)
- 
**MBB instead of 5BB**  
 MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.
- 
**Higher lifetime Power Yield**  
 2% first year degradation,  
 0.55% linear degradation
- 
**Best Warranty**  
 12 year product warranty,  
 25 year linear power warranty
- 
**Strengthened Mechanical Support**  
 5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

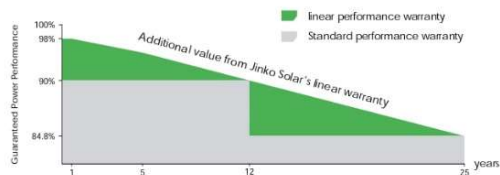


ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory

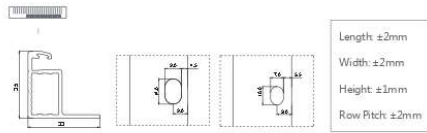
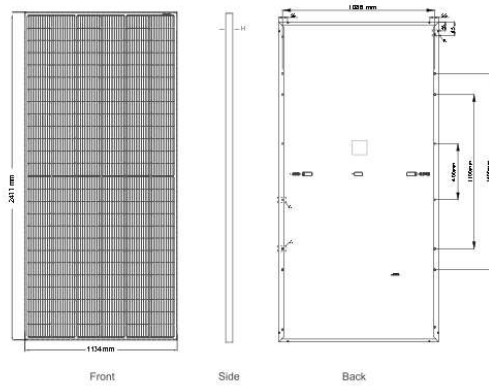
IEC61215, IEC61730 certified product

## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty  
 0.55% Annual Degradation Over 25 years



## Engineering Drawings

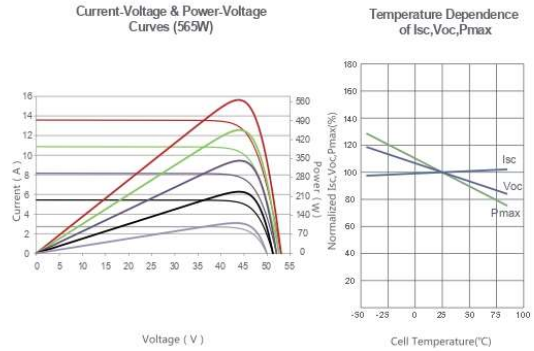


## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2411×1134×35mm (94.92×44.65×1.38 inch)
Weight	31.1 kg (68.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 290mm, (-): 145mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM565M-7RL4-V		JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V		JKM580M-7RL4-V		JKM585M-7RL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp	585Wp	435Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.97V	40.93V	44.09V	41.04V	44.20V	41.15V	44.31V	41.26V	44.42V	41.36V
Maximum Power Current (Imp)	12.85A	10.27A	12.93A	10.33A	13.01A	10.40A	13.09A	10.46A	13.17A	10.52A
Open-circuit Voltage (Voc)	53.20V	50.21V	53.32V	50.33V	53.43V	50.43V	53.54V	50.54V	53.65V	50.64V
Short-circuit Current (Isc)	13.53A	10.93A	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	20.67%		20.85%		21.03%		21.21%		21.40%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\* STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5  
 NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s



## ANEXO VII. Hojas de datos de inversor fotovoltaico.

SUN2000-185KTL-H1  
Smart String Inverter



9  
MPP Trackers



99.0%  
Max. Efficiency



String-level  
Management



Smart I-V Curve  
Diagnosis Supported



MBUS  
Supported



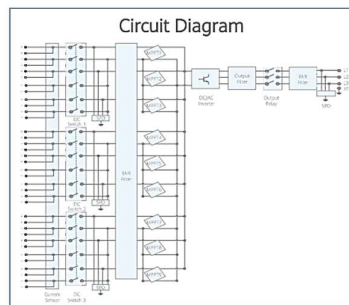
Fuse Free  
Design



Surge Arresters for  
DC & AC



IP66  
Protection



SOLAR.HUAWEI.COM

## Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116