

Diseño de un sistema fotovoltaico para analizar comparativamente tecnologías de paneles  
solares e inversores de potencia

Edgar Mauricio Pino Monterrosa y Jhair Alberto Meza Meneses

Trabajo de Grado para Optar al título de Ingeniero Electricista

Directora

María Alejandra Mantilla Villalobos

Doctora en ingeniería (Ing. Eléctrica, Electrónica y Gestión & Desarrollo)

Codirector

German Alfonso Osma Pinto

Doctor en ingeniería (Ing. Eléctrica, Electrónica y Gestión & Desarrollo)

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Bucaramanga

2021

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	13
Justificación .....	15
1. Objetivos .....	16
1.1. Objetivo general .....	16
1.2. Objetivos específicos .....	16
2. Ubicación del Proyecto .....	17
3. Elección de Tres Tecnologías de Paneles Solares e Inversores de Potencia. ....	20
3.1. Mercados de las tecnologías de inversores de potencia.....	20
3.2. Mercado de las tecnologías de paneles fotovoltaicos. ....	22
3.3. El clima y los paneles fotovoltaicos.....	26
3.4. Caracterización climática de Girón.....	27
3.4.1. Datos climatológicos (Girón).....	28
3.4.2. Radiación.....	28
3.4.3. Nubosidad.....	29
3.4.4. Brillo solar.....	31
3.4.5. Temperatura .....	32
3.4.6. Humedad .....	34
3.4.7. Lluvias .....	35

3.4.8. Viento .....	36
3.5. Comportamiento de los paneles fotovoltaicos ante diferentes condiciones climatológicas	
38	
3.5.1. Temperatura .....	38
3.5.2. Irradiancia.....	39
3.5.3. Polvo, lluvias y viento.....	39
3.5.4. Humedad .....	39
3.6. Elección de las tecnologías de paneles solares .....	40
4. Elección de Paneles Solares e Inversores de Potencia Comerciales.....	40
4.1. Método AHP .....	42
4.2. Elección de paneles fotovoltaicos comerciales.....	44
4.3. Elección de Inversores de Potencia Comerciales.....	49
4.3.1. Verificación de Parámetros.....	52
5. Diseño de las estructuras para la comparación de las tecnologías de paneles fotovoltaicos e inversores de potencia.....	56
5.1. Estructura para la Comparación de las Tecnologías de Paneles Fotovoltaicos .....	56
5.2. Estructura para la Comparación de las Tecnologías de Inversores de Potencia .....	57
5.3. Estructura para la Comparación del Efecto de la Orientación.....	58
5.4. Estructura para la Comparación del Efecto de la Inclinación en la Producción de Energía	
59	
5.5. Estructura para la Comparación del Efecto de la Altura en el Rendimiento del Panel Fotovoltaico .....	61

6.	Especificaciones Técnicas del Sistema Fotovoltaico.....	63
6.1.	Cableado .....	64
6.1.1.	Cableado Corriente Continua (CC).....	64
6.1.2.	Cableado corriente alterna (CA) .....	66
6.2.	Ductería.....	67
6.3.	Puesta a Tierra.....	69
6.3.1.	Puesta a tierra de los equipos .....	69
6.3.2.	Cálculo del conductor de puesta a tierra de los equipos. ....	70
6.3.3.	Malla de puesta a tierra .....	71
6.3.4.	Especificaciones técnicas básicas para la malla de puesta a tierra .....	72
6.4.	Protecciones .....	73
6.4.1.	Protecciones en corriente continua .....	73
6.4.2.	Protecciones en corriente alterna .....	75
7.	Medición y Monitorización de las Variables de Interés .....	79
7.1.	Identificación de variables de interés.....	79
7.2.	Instrumentos para la medición de las variables seleccionadas .....	80
7.3.	Selección de Equipos .....	82
7.3.1.	Equipos de medición de variables eléctricas operativas. ....	82
7.3.2.	Equipos de medición de variables eléctricas para la comparación de los subsistemas fotovoltaicos.....	84
7.3.3.	Equipos de medición de variables climáticas.....	84
7.4.	Requerimientos para la monitorización de las variables seleccionadas.....	86
7.4.1.	Red RS 485.....	86

7.4.2. Conexión a Internet .....	87
8. Conclusiones .....	88
Referencias Bibliográficas .....	90
Apéndices.....	96

### Lista de Tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 <i>Parámetros Zona 1 la Escombrera</i> .....	20
Tabla 2 <i>Parámetros Zona 2 la Cárcava 1</i> .....	20
Tabla 3 <i>Radiación solar global Girón. Periodo 1984-2013</i> .....	28
Tabla 4 <i>Condiciones de nubosidad de Girón</i> .....	30
Tabla 5 <i>Brillo Solar de Girón. Periodo 1984-2013</i> .....	31
Tabla 6 <i>Temperatura promedio mensual y anual en Girón</i> .....	33
Tabla 7 <i>Porcentaje de humedad relativa en Girón</i> .....	34
Tabla 8 <i>Pluviosidad de Girón</i> .....	35
Tabla 9 <i>Promedio velocidad del viento para Girón</i> .....	37
Tabla 10 <i>Escala para comparación por pares</i> .....	43
Tabla 11 <i>Escala para la comparación por pares según el factor x</i> .....	47
Tabla 12 <i>Verificación de parámetros para el inversor central</i> .....	53
Tabla 13 <i>Verificación de parámetros para el inversor string</i> .....	53
Tabla 14 <i>Verificación de parámetros para microinversor</i> .....	54
Tabla 15 <i>Verificación de parámetros para el panel amorfo y monocristalino seleccionado e inversor central</i> .....	54
Tabla 16 <i>Verificación de parámetros para el panel amorfo y monocristalino seleccionado e inversor string</i> .....	55
Tabla 17 <i>Verificación de parámetros para el panel monocristalino y amorfo seleccionado y microinversor</i> .....	55

Tabla 18 <i>Parámetros de comparación</i> .....	56
Tabla 19 <i>Ítems de diseño: comparación de paneles fotovoltaicos</i> .....	57
Tabla 20 <i>Ítems de diseño: comparación de inversores</i> .....	58
Tabla 21 <i>Ítems de diseño: comparación de orientaciones</i> .....	59
Tabla 22 <i>Ítems de diseño: comparación de inclinaciones</i> .....	61
Tabla 23 <i>Ítems de diseño: comparación de alturas</i> .....	62
Tabla 24 <i>Ítems del sistema fotovoltaico diseñado</i> .....	62
Tabla 25 <i>Especificaciones técnicas para construcción de las estructuras</i> .....	63
Tabla 26 <i>Sección transversal para cada tramo del sistema en CC.</i> .....	64
Tabla 27 <i>Calibre para cada tramo del sistema en AC.</i> .....	66
Tabla 28 <i>Calibre de ductería.</i> .....	68
Tabla 29 <i>Especificaciones básicas para el cálculo de puesta a tierra.</i> .....	72
Tabla 30 <i>Magnitudes físicas a medir</i> .....	80
Tabla 31 <i>Valores de precisión para diferentes instrumentos de medida</i> .....	81
Tabla 32 <i>Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida</i> .....	81
Tabla 33 <i>Clasificación de puntos de medición</i> .....	82

### Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1 <i>Vista aérea relleno sanitario el carrasco</i> .....	17
Figura 2 <i>Distribución relleno sanitario el carrasco</i> .....	17
Figura 3 <i>Zona 1 la Escombrera</i> .....	19
Figura 4 <i>Zona 2 la Cárcava 1</i> .....	19
Figura 5 <i>Cuotas de mercado mundiales de inversores fotovoltaicos por envíos para el año completo 2018</i> .....	21
Figura 6 <i>Evolución del costo de las diferentes tecnologías de paneles solares.</i> .....	23
Figura 7 <i>Evolución de la eficiencia de las diferentes tecnologías de paneles solares.</i> .....	24
Figura 8 <i>Distribución porcentual de PFV en proyectos FV</i> .....	25
Figura 9 <i>Tipos de paneles fotovoltaicos de silicio</i> .....	26
Figura 10 <i>Radiación solar global en Girón. Periodo 1984-2013</i> .....	28
Figura 11 <i>Simbología octas</i> .....	29
Figura 12 <i>Condiciones de nubosidad. Periodo 1984-2013</i> .....	30
Figura 13 <i>Brillo solar en Girón. periodo 1984-2013</i> .....	32
Figura 14 <i>Temperatura en Girón. Periodo 1984-2013</i> .....	33
Figura 15 <i>Porcentaje de humedad relativa en Girón. Periodo 1984-2013</i> .....	34
Figura 16 <i>Precipitación de Girón. Periodo 1984-2013</i> .....	36
Figura 17 <i>Promedio velocidad del viento para Girón. Periodo 1984-2013</i> .....	37
Figura 18 <i>Fases de un proceso de decisión multicriterio</i> .....	41
Figura 19 <i>Estructura jerárquica del modelo de selección AHP</i> .....	43

Figura 20	<i>Comparación de criterios por pares para la selección de módulos</i>	45
Figura 21	<i>Gráfico de sensibilidad dinámica panel monocristalino</i>	48
Figura 22	<i>Gráfico de sensibilidad dinámica panel policristalino</i>	48
Figura 23	<i>Gráfico de sensibilidad dinámica panel amorfo</i>	49
Figura 24	<i>Comparación de criterios por pares para la selección del inversor</i>	50
Figura 25	<i>Gráfica de sensibilidad dinámica inversor central</i>	51
Figura 26	<i>Gráfica de sensibilidad dinámica inversor string</i>	52
Figura 27	<i>Gráfica de sensibilidad dinámica microinversor</i>	52
Figura 28	<i>Estructura para la comparación de las tecnologías de paneles fotovoltaicos</i>	56
Figura 29	<i>Estructura para la comparación de las tecnologías de inversores de potencia</i>	58
Figura 30	<i>Estructura para la comparación del efecto de la orientación</i>	59
Figura 31	<i>Radiación global para diferentes planos inclinados</i>	60
Figura 32	<i>Estructura para la comparación del efecto de la inclinación</i>	60
Figura 33	<i>Estructuras para la comparación del efecto de la altura</i>	61
Figura 34	<i>Normativas utilizadas</i>	63
Figura 35	<i>Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas</i>	71
Figura 36	<i>Unifilar caja secundaria para protecciones en DC</i>	74
Figura 37	<i>Unifilar tablero general</i>	76
Figura 38	<i>Unifilar tablero secundario para protecciones en AC</i>	78
Figura 39	<i>Especificaciones técnicas de medidor gela energy meter</i>	83
Figura 40	<i>Especificaciones técnicas estación meteorológica PVmet-330</i>	84
Figura 41	<i>Especificaciones técnicas sensor de temperatura Pt 1000</i>	85
Figura 42	<i>Red de comunicación serial RS 485</i>	86

**Lista de Apéndices**

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. Datos Técnicos de Paneles e Inversores .....	96
Apéndice B. Planos Estructuras .....	106
Apéndice C. Especificaciones Técnicas .....	115

## Resumen

**Título:** Diseño de un Sistema Fotovoltaico para Analizar Comparativamente Tecnologías de Paneles Solares e Inversores de Potencia.\*

**Autor:** Edgar Mauricio Pino Monterrosa, Jhair Alberto Meza Meneses\*\*

**Palabras Clave:** Sistemas fotovoltaicos, paneles solares, inversores de potencia, relleno sanitario, variables meteorológicas

### Descripción:

En este trabajo de grado se presenta el diseño de un sistema fotovoltaico para el análisis comparativo de tres tecnologías de paneles fotovoltaicos y tres tecnologías de inversores de potencia, bajo diferentes escenarios de comparación como la altura, la orientación, la inclinación, los tipos de paneles fotovoltaicos y tipos de inversores de potencia de conexión a la red, para determinar la mejor configuración y elementos para el buen funcionamiento del sistema y producción de energía, bajo las condiciones climatológicas del municipio de San Juan de Girón. El proyecto está contemplado para el relleno sanitario El Carrasco específicamente en la celda o Cárcava 1, cuenta con cinco escenarios de comparación repartidos en 12 tipos de estructuras, con una potencia instalada de 25930 [W] distribuida en 87 paneles fotovoltaicos y 26 inversores de potencia, abarcando un área total de 4135 [m<sup>2</sup>].

Para la comparación de los subsistemas y verificación del buen funcionamiento de la instalación, se estableció un conjunto de variables eléctricas, climatológicas y un sistema de monitorización centralizado controlador/subordinado con protocolo de comunicación MODBUS RTU y puerto serial RS485. Además, la instalación eléctrica se diseñó teniendo en cuenta las especificaciones establecidas en el RETIE, NTC 2050 y norma técnica de la ESSA.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: María Alejandra Mantilla Villalobos. Doctorado en Ingeniería. Codirector: German Alfonso Osma Pinto. Doctorado en Ingeniería.

### Abstract

**Title:** Design of a Photovoltaic System to Comparatively Analyze Solar Panels and Power Inverters Technologies \*

**Author:** Edgar Mauricio Pino Monterrosa, Jhair Alberto Meza Meneses \*\*

**Key Words:** Photovoltaic system, solar panels, power inverters, landfill, meteorological variables

**Description:**

This degree work presents the design of a photovoltaic system for the comparative analysis of three technologies of photovoltaic panels and three technologies of power inverters, under different comparison scenarios such as height, orientation, inclination, types of photovoltaic panels and types of power inverters for grid connection, to determine the best configuration and elements for the proper functioning of the system and energy production, under the climatic conditions of the municipality of San Juan de Girón. The project is contemplated for the El Carrasco sanitary landfill, specifically in the cell or Carcava 1, it has five comparison scenarios distributed in 12 types of structures, with an installed power of 25930 [W] distributed in 87 photovoltaic panels and 26 power inverters, covering a total area of 4135 [m<sup>2</sup>].

For the comparison of the subsystems and verification of the proper functioning of the installation, a set of electrical and climatological variables and a centralized controller/subordinate monitoring system with MODBUS RTU communication protocol and RS485 serial port were established. In addition, the electrical installation was designed taking into account the specifications established in the RETIE, NTC 2050 and ESSA's technical standards.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physical and Mechanical Engineering. School of Electrical Engineering, Electronics and Telecommunications. Director: María Alejandra Mantilla Villalobos. Doctorate in Engineering. Co-Director: German Alfonso Osma Pinto. Doctorate in Engineering.

## Introducción

Las energías limpias, se definen de esta manera porque su fuente principal de producción no implica la emisión de partículas o vectores contaminantes a la atmosfera terrestre durante su operación, y se enmarcan en que son renovables e inagotables, especialmente la energía solar. Una de las maneras de aprovechar esta energía solar es implementar tecnología solar fotovoltaica que permita convertir esta a energía eléctrica. En este contexto, la energía solar fotovoltaica brinda soluciones para suplir necesidades de energía ya sea a gran escala (granjas solares), a nivel industrial, comercial y residencial.

Esta tecnología comprende una serie de equipos que permiten captar la energía solar y acondicionarla para su aprovechamiento. Estos equipos principales son los paneles fotovoltaicos (PFV) como elemento captador de energía y el inversor/controlador para el acondicionamiento de esta energía. Con el auge y crecimiento de la tecnología solar fotovoltaica se ha promovido un fuerte y constante desarrollo de diversos paneles fotovoltaicos e inversores solares y de igual manera, se han venido promoviendo investigaciones dentro y fuera de la academia para determinar maneras o formas de aprovechar de la mejor manera este tipo de tecnologías para su uso.

Este auge en el crecimiento de la tecnología solar ha generado que el mercado solar fotovoltaico se sature de una gran gama y variedad tanto de PFV, como de inversores solares, los cuales a su vez varían en calidad y precio. Esto, sumado a que no todas las tecnologías se comportan de la misma manera ante diferentes escenarios de aplicación como por ejemplo condiciones climatológicas, genera incertidumbre sobre cuáles deben ser los equipos idóneos para un lugar específico de instalación y a su vez, como debe ser la mejor manera de disponer los equipos (panel solar) para aprovechar de la mejor manera el recurso solar.

En este trabajo de grado se diseñó un sistema fotovoltaico que permite realizar el análisis comparativo de tres tecnologías de PFV y tres tecnologías de inversores de potencia fotovoltaicos ante diferentes escenarios de comparación. Este diseño se realizó siguiendo las disposiciones del reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE) y la norma NTC 2050. Además, para llevar a cabo este proyecto se contempló el relleno sanitario El Carrasco ubicado entre los municipios de Girón y Bucaramanga en el departamento de Santander.

En cumplimiento de los objetivos, este trabajo de grado se encuentra conformado por siete (7) capítulos y tres (3) anexos. El segundo capítulo hace referencia al lugar establecido para llevar a cabo el análisis comparativo del sistema fotovoltaicos, en él se detallan el lugar y punto geográfico en el que se ubicará el sistema fotovoltaico, además de parámetros característicos de la zona. En el tercer capítulo, se realiza la elección de tres tecnologías de PFV y tres tecnologías de inversores de potencia, teniendo en cuenta las condiciones actuales de las tecnologías y tipos de inversores en el mercado. De igual manera, para la elección de las tecnologías de PFV se tuvo en cuenta las condiciones del mercado de los PFV, asimismo el comportamiento de estos bajo las condiciones meteorológicas en la zona contemplada.

La elección de los equipos (PFV e inversores) a utilizar en este trabajo, se detalla en el cuarto capítulo. En este, se aplicó un proceso jerárquico basado en la evaluación de diferentes criterios que permiten priorizar de un conjunto de alternativas, cuál sería la mejor opción a implementar. En el quinto capítulo, se detallan los casos o escenarios de comparación para el proyecto y se describe el diseño estructural de todo el sistema, para los diferentes subsistemas de comparación, se detallan disposiciones físicas de las estructuras dentro de la zona de instalación, disposición de los PFV sobre las estructuras y de igual manera las dimensiones de cada estructura con sus receptivos planos.

Posteriormente, en el sexto capítulo se describen las específicas técnicas eléctricas para el proyecto, como lo son los conductores, la ductería, las protecciones y los requisitos del sistema de puesta a tierra. El séptimo capítulo contiene lo relacionado con la medición y monitorización de las variables eléctricas y climatológicas de interés para el análisis comparativo.

### **Justificación**

Después de muchos años de impacto ambiental en la zona del área metropolitana de Bucaramanga (AMB), el relleno sanitario más importante de Santander, que recibía desechos sanitarios de los municipios de Floridablanca, Piedecuesta, Lebrija, Rionegro, Playón, Charta, Suratá, Betulia, Santa Barbara, California, Matanza, Tona, Zapatoca, Bucaramanga y la mesa de los Santos, ha sido clausurado. Este sector ahora posee un objetivo claro, lograr un buen impacto social, es por esto que se emprendió la realización de un nuevo espacio público adecuado con canchas, juegos infantiles, gimnasio, senderos peatonales y zonas verdes que cambien la cara de este lugar.

Pensando no solo en el bienestar y la recreación de los habitantes de las zonas aledañas, sino también en el cuidado del planeta, se desea aprovechar un recurso natural gratuito, como lo es la energía solar, para generar electricidad mediante la implementación de un parque solar fotovoltaico, el cual permitiría también aprovechar el terreno clausurado del Carrasco. Partiendo de lo anterior, se requiere realizar un estudio sobre las tecnologías actuales de paneles solares fotovoltaicos e inversores de potencia y su desempeño en la región, con el fin de evaluar la mejor opción para la implementación del parque solar fotovoltaico. Para lo anterior, en este trabajo de grado se propone el diseño de un prototipo que permita realizar este estudio comparativo.

## **1. Objetivos**

### **1.1. Objetivo general**

Diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica que permita analizar comparativamente tres tecnologías de paneles solares fotovoltaicos y tres tipos de inversores de potencia bajo las condiciones meteorológicas de la región y ante diferentes escenarios de inclinación, orientación y altura de los módulos solares.

### **1.2. Objetivos específicos**

- Seleccionar tres diferentes tipos de tecnologías de paneles solares fotovoltaicos e inversores comerciales con base en estudios teóricos relacionados con la eficiencia en la región.
- Diseñar las diferentes estructuras a utilizar teniendo en cuenta los diferentes rangos de inclinación, orientación y altura a los que se deben instalar los paneles fotovoltaicos.
- Describir las especificaciones técnicas del sistema fotovoltaico requerido para realizar el análisis comparativo, incluyendo planos eléctricos y descripción de los diferentes componentes del sistema.
- Establecer el sistema de monitorización y medición de las variables meteorológicas y eléctricas relacionadas con el sistema fotovoltaico propuesto.

## 2. Ubicación del Proyecto

La ubicación determinada para el proyecto es el relleno sanitario el Carrasco que se encuentra ubicado entre los municipios de Girón y Bucaramanga al nororiente colombiano en el departamento de Santander, con una latitud de 7.07 N y una longitud de 73.14 O. La Figura 1 muestra una toma aérea del lugar.

### Figura 1

*Vista aérea relleno sanitario el carrasco*

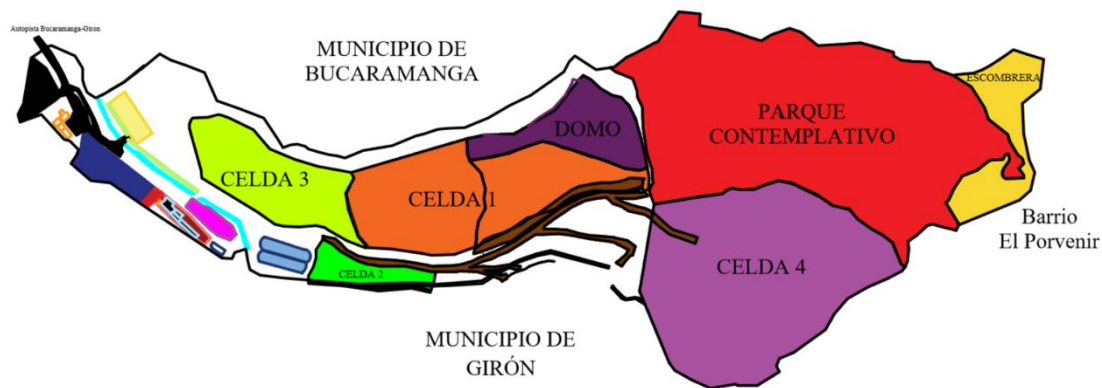


*Nota. Tomado de Google Earth*

El área cuenta con una extensión aproximada de 34 hectáreas, dividida en cuatro Cárcavas, un parque contemplativo y la escombrera. La figura 2 muestra la distribución del relleno sanitario el carrasco.

### Figura 2

*Distribución relleno sanitario el carrasco*



*Nota.* Tomado de *Pasantía de Investigación: Ingeniería Conceptual para Evaluar la Instalación de un Parque Solar Fotovoltaico en el Sitio de Disposición Final de Residuos Sólidos el Carrasco*, de Andrea Pérez, 2019.

La antigua celda uno, tiene un área de 48724,120 m<sup>2</sup> y colinda con un domo de 22000,000 m<sup>2</sup>, zona ya clausurada por llegar a su capacidad máxima; la cárcava dos, corresponde al antiguo botadero, clausurado luego de ocho años de uso con un área de 9000,000 m<sup>2</sup>; la tercera celda es considerada inadecuada para la disposición de basuras con 24916,662 m<sup>2</sup> y la celda cuatro, disposición vigente del relleno, cuenta con un área de 83141,963 m<sup>2</sup>, de la cual se presume poca disponibilidad para el vertimiento de desechos que conllevaría a su cierre total. Además, se puede encontrar un área de 127808,034 m<sup>2</sup> que corresponde al parque contemplativo y un sector llamado la escombrera que se encuentra en funcionamiento con 22383,756 m<sup>2</sup> (Pérez A., 2019).

El estudio realizado en *Pasantía de Investigación: Ingeniería Conceptual para Evaluar la Instalación de un Parque Solar Fotovoltaico en el Sitio de Disposición Final de Residuos Sólidos el Carrasco*, se identifican dos posibles zonas para la ubicación del parque solar. La Escombrera (zona de estudio 1) y la Cárcava 1 (zona de estudio 2), las cuales cuentan con un terreno plano, libres de obstáculos como árboles, estructuras o agentes externos que limiten la

incidencia de luz solar de manera uniforme sobre la superficie. Las Figura 3 y 4 muestran el estado actual de estas dos zonas.

### **Figura 3**

#### *Zona 1 la Escombrera*



*Nota. Tomado de Pasantía de Investigación: Ingeniería Conceptual para Evaluar la Instalación de un Parque Solar Fotovoltaico en el Sitio de Disposición Final de Residuos Sólidos el Carrasco, de Andrea Pérez, 2019.*

### **Figura 4**

#### *Zona 2 la Cárcava 1*



*Nota. Tomado de Pasantía de Investigación: Ingeniería Conceptual para Evaluar la Instalación de un Parque Solar Fotovoltaico en el Sitio de Disposición Final de Residuos Sólidos el Carrasco, de Andrea Pérez, 2019.*

En las Tablas 1 y 2 se exponen los parámetros característicos de las zonas de estudio.

**Tabla 1**

*Parámetros Zona 1 la Escombrera*

<b>parámetro</b>	<b>valor</b>
<b>latitud</b>	07° 04' 45" N
<b>longitud</b>	73° 08' 15" N
<b>altura sobre el nivel del mar</b>	868 m
<b>área de la zona de estudio</b>	22383,756 m <sup>2</sup>

**Tabla 2**

*Parámetros Zona 2 la Cárcava 1*

<b>parámetro</b>	<b>valor</b>
<b>latitud</b>	07° 04' 45" N
<b>longitud</b>	73° 08' 15" N
<b>altura sobre el nivel del mar</b>	805 m
<b>área de la zona de estudio</b>	70724,120 m <sup>2</sup>

Para el diseño del parque solar fotovoltaico se toma la zona Cárcava 1 siguiendo lo recomendado en *Pasantía de Investigación: Ingeniería Conceptual para Evaluar la Instalación de un Parque Solar Fotovoltaico en el Sitio de Disposición Final de Residuos Sólidos el Carrasco*.

### **3. Elección de Tres Tecnologías de Paneles Solares e Inversores de Potencia.**

#### **3.1. Mercados de las tecnologías de inversores de potencia**

El mercado de los inversores fotovoltaicos alcanzó envíos récord en 2019 según IHS Markit.<sup>1</sup> Las ventas de inversores solares crecieron aproximadamente un 18% respecto al 2018 según el

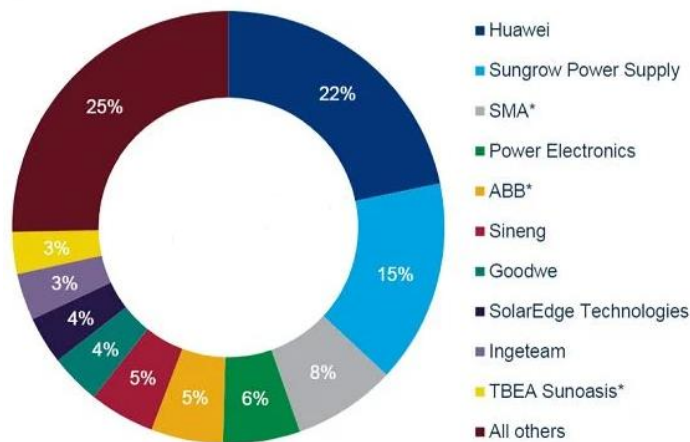
<sup>1</sup> *Solar PV Inverter | IHS Markit*. (n.d.). Retrieved November 12, 2020, from <https://ihsmarkit.com/products/pv-inverter-intelligence-service.html>.

análisis realizado por Wood Mackenzie Power and Renewables.<sup>2</sup> Este análisis indica que la región de Asia y el pacífico representaron aproximadamente el 64% de los envíos totales, la mayor porción del mercado en 2019, seguido por Estado Unidos y Canadá, con un crecimiento del 21%. América Latina presentó un crecimiento en su mercado cerca al 40%, mientras que la región del oriente medio/África y Turquía un 50%.

Según Wood Mackenzie Power and Renewables los 10 principales fabricantes de inversores representaron más del 70% de los envíos mundiales, siendo Huawei de china el mayor a nivel mundial. La Figura 5 muestra la participación de los principales fabricantes de inversores fotovoltaicos en el mercado mundial.

### Figura 5

*Cuotas de mercado mundiales de inversores fotovoltaicos por envíos para el año completo 2018*



*Nota.* Tomado de Los 10 mayores fabricantes de inversores fotovoltaicos en 2018: Huawei, Sungrow y SMA repiten podio e Ingeteam se incorpora al Top 10 – El periódico de la Energía |

<sup>2</sup>Global solar PV and module-level power electronics inverter market share 2020 | Wood Mackenzie. (n.d.).

Retrieved November 12, 2020, from <https://www.woodmac.com/our-expertise/focus/Power--Renewables/inverter-market-share-2020/>.

El periódico de la Energía con información diaria sobre energía eléctrica, eólica, renovable, petróleo y gas, mercados y legislación energética. (n.d.). Retrieved November 12, 2020, from <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-fabricantes-de-inversores-fotovoltaicos-en-2018-huawei-sungrow-y-sma-repiten-podio-e-ingeteam-se-incorpora-al-top-10/>

Los tipos de inversores solares fotovoltaicos que se encuentran en el mercado son, los String, Centrales y microinversores. El mercado de los microinversores fotovoltaicos fue el de más rápido crecimiento, aumentando más de 50% en 2019.

### **3.2. Mercado de las tecnologías de paneles fotovoltaicos.**

El mercado mundial fotovoltaico en las últimas décadas ha tomado gran impulso a nivel mundial. Los avances en los tipos de materiales para la fabricación de los módulos fotovoltaicos, el progreso en la electrónica de potencia para gestionar de manera efectiva la energía por medio de los inversores de potencia y los incentivos monetarios por parte de los gobiernos han impulsado su desarrollo e implementación.

La tecnología de paneles fotovoltaicos está en constante evolución y desarrollo en su proceso de manufactura y materiales que buscan principalmente disminuir los costos y aumentar su eficiencia. El mercado de paneles fotovoltaicos ha aumentado considerablemente dando lugar a una gran variedad de gamas, tipos, estilos, y materiales de fabricación que incluyen: silicio monocristalino (mc-Si), silicio multicristalino (c-Si), tecnologías de película delgada de silicio amorfo (a-Si), micromorfo (microcristalino/silicio amorfo), telurio de cadmio (CdTe), diselenuro de cobreindio-galio (CIGS), concentración de PV (CPV) y otras tecnologías emergentes de PV como la



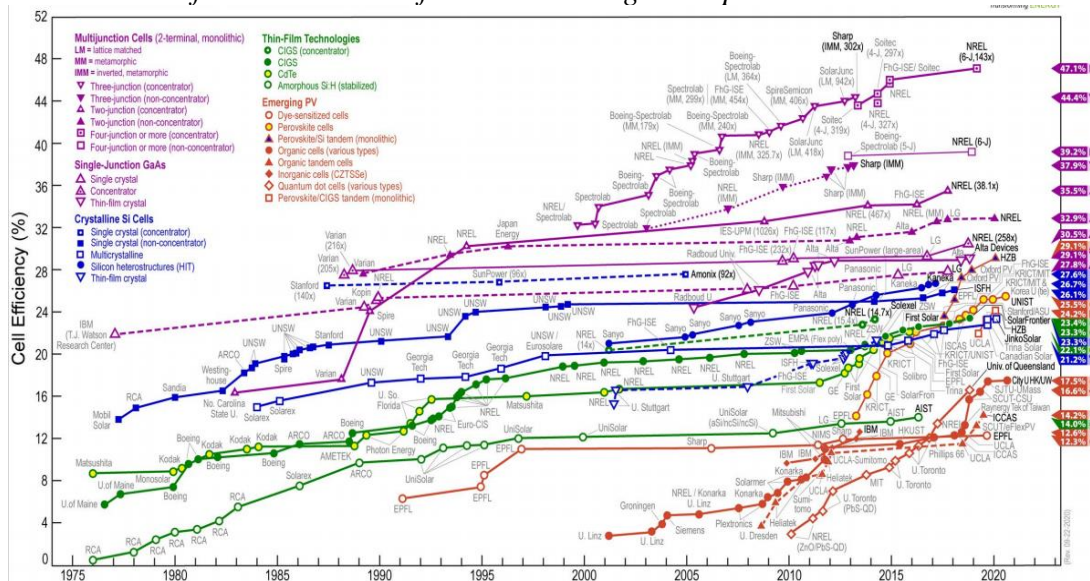
Nota. Tomado de *Renewable Power Generation Cost* de IRENA, 2020. ([https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf))

Según Yilmaz, Ozcalik, Kesler, Dincer y Yelmen (2015), las tecnologías de PFV predominantes en el mercado de fabricación a nivel mundial son:

1. mc-Si Silicio monocristalino.
2. c-Si Silicio policristalino.
3. a-Si silicio amorfo.
4. CdTe telurio de cadmio.
5. CIS selenio de cobre e indio.

Siendo las tecnologías de silicio monocristalino y policristalino, las de mayor maduración y eficiencia dentro del mercado. La Figura 7 muestra la evolución de la eficiencia de las diferentes tecnologías de PFV.

**Figura 7**  
*Evolución de la eficiencia de las diferentes tecnologías de paneles solares.*

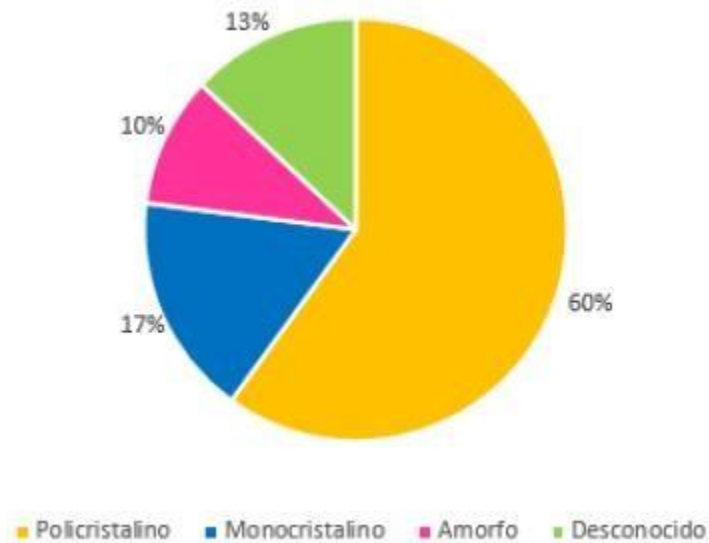


Nota. Tomado de *Best Research-Cell Efficiencies* de NREL, 2020. (<https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/best-research-cell-efficiencies.20200925.pdf>).

El estudio *identificación de sistemas de generación fotovoltaica en el área metropolitana de Bucaramanga* (Cifuentes, Luque y Peña, 2018), identificó 37 sistemas fotovoltaicos con 1219 PFV y una capacidad instalada de 322 [kW] para el año 2018 en el área metropolitana de Bucaramanga (AMB). Las diferentes tecnologías de PFV encontradas en los sistemas registrados se muestran en la Figura 8.

### Figura 8

*Distribución porcentual de PFV en proyectos FV*

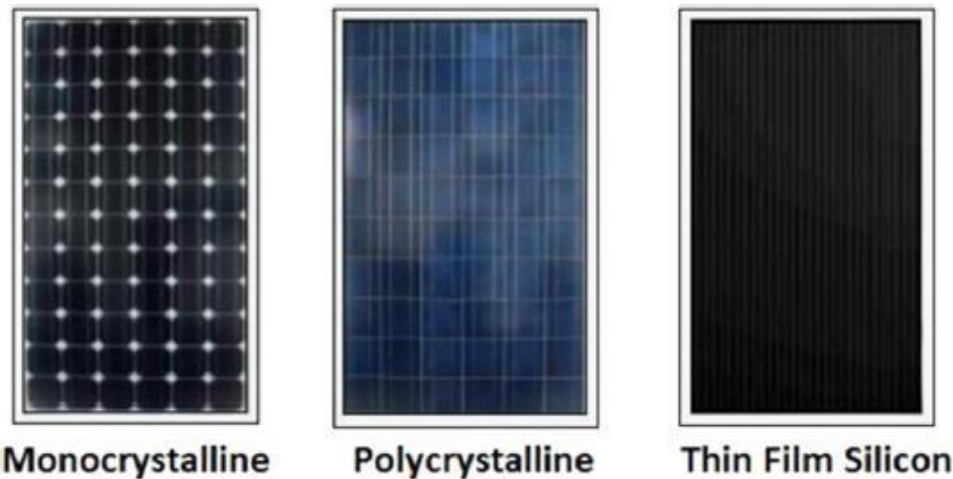


*Nota.* Tomado de *Distribución porcentual de PFV en proyectos FV*, de Cifuentes et al., 2018. Identificación de sistemas de generación fotovoltaica en el área metropolitana de Bucaramanga.

Las tecnologías de mayor comercialización a nivel mundial y local son las tecnologías de silicio: silicio monocristalino (mc-Si), silicio policristalino (c-Si) y las tecnologías de película delgada de silicio amorfo (a-Si). La Figura 9 muestra de manera general el aspecto físico de estas tecnologías.

**Figura 9**

*Tipos de paneles fotovoltaicos de silicio*



*Nota.* Tomado de *Photovoltaic panel types*, de Yilmaz et al, 2015. The analysis of different PV power systems for the determination of optimal PV panels and system installation—A case study.

### **3.3. El clima y los paneles fotovoltaicos**

Actualmente se discute la existencia de una tecnología de PFV óptima para un lugar específico o que se adapte a cualquier tipo de condición climática, muestra de ello son las diferentes investigaciones y proyectos a nivel mundial que tratan comparaciones desde el punto de vista del rendimiento bajo diferentes condiciones climatológicas. Según do Nascimento, Braga, Dolla, Campos y Ruther, 2018, las condiciones climáticas del área o entorno operativo de instalación juegan un papel importante en la elección efectiva del tipo de tecnología de panel, que puede cambiar de una ubicación a otra.

El rendimiento nominal del PFV se toma bajo condiciones de prueba estándar (STC) y son: irradiancia de 1000 [W/m<sup>2</sup>], temperatura de 25 [°C] y espectro solar AM de 1.5. Usualmente los PFV no funcionan bajo las condiciones estándar, por tanto, las características de salida de cada

una de las tecnologías de PFV depende de las diferentes características ambientales y locativas (Mohring y Stellbogen, 2008), las características propias de cada lugar son:

- Irradiancia.
- Temperatura.
- Humedad.
- Espectro solar.
- Velocidad del viento.
- Acumulación de polvo.

### **3.4. Caracterización climática de Girón**

La caracterización del clima representa un papel fundamental para analizar el desempeño o comportamiento de los sistemas fotovoltaicos ante las diferentes condiciones que se puedan presentar. La climatología es la ciencia que estudia el clima y las variaciones que este presenta a lo largo del tiempo. El clima de un lugar está determinado por su ubicación geográfica de altitud, longitud y relieve, utiliza parámetros como temperatura, velocidad del viento, humedad del aire, pluviosidad, nubosidad y radiación solar como las características más relevantes para determinar la climatología de determinado lugar.

El municipio de San Juan de Girón ubicado en el departamento de Santander Colombia, su cabecera principal está localizada a una latitud de  $07^{\circ} 04' 15''$  y una longitud de  $-73^{\circ} 10' 23''$ , presenta un clima tropical según la clasificación climática de Köppen Geiger (Il ProfE Alt et al., 1936), esto indica un comportamiento bimodal con inviernos lluvioso y veranos con presencia de lluvias.

### 3.4.1. Datos climatológicos (Girón)

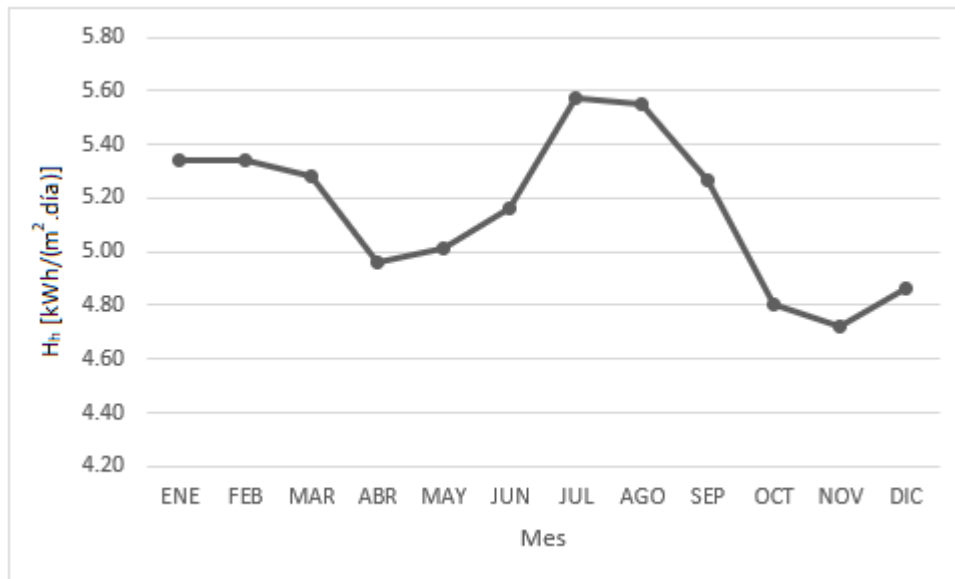
Los datos climatológicos usados para los análisis se toman de la base de datos de la NASA (NASA Power), los datos fueron recopilados por 29 años, periodo de 1984 a 2013.

### 3.4.2. Radiación

La Figura 10 y Tabla 3 muestran el comportamiento de la radiación mensual anual en Girón.

**Figura 10**

*Radiación solar global en Girón. Periodo 1984-2013*



*Nota. Tomado de Base de datos de la NASA.*

**Tabla 3**

*Radiación solar global Girón. Periodo 1984-2013*

mes	H <sub>h</sub> [kWh/m <sup>2</sup> /día]
ene	5.34
feb	5.34
mar	5.28
abr	4.96
may	5.01
jun	5.16

jul	5.57
ago	5.55
sep	5.27
oct	4.80
nov	4.72
dic	4.86
anual	<b>5.16</b>







*Nota.* Tomado de *Base de datos de la NASA*

De la figura 10 se aprecia que durante la mayoría de los meses del año se presentan niveles de radiación solar casi constantes con un promedio de 5.16 [kWh/m<sup>2</sup>/día], siendo los meses de octubre, noviembre y diciembre los meses con menor promedio de radiación solar. A nivel general la ciudad de Girón cuenta con buenos niveles de este recurso natural para implementar sistemas de paneles fotovoltaicos.

### 3.4.3. Nubosidad

Climatológicamente, la cantidad de nubes en el cielo se mide en octa u octava, esta medida se emplea para estimar la nubosidad o partes del cielo cubierto en un lugar determinado. La escala viene determinada como se muestra en la Figura 11.

**Figura 11**  
*Simbología octas*

Símbolo	Extensión cielo cubierto	
	0/8	Despejado
	1/8	Poco nuboso
	2/8	Poco nuboso
	3/8	Poco nuboso
	4/8	Nuboso
	5/8	Nuboso
	6/8	Muy nuboso
	7/8	Muy nuboso
	8/8	Cubierto

*Nota.* Tomado de *Las Nubes y su Clasificación* de Canal tiempo 21, 2020.

(<https://www.canaltiempo21.com/las-nubes-y-su-clasificacion/>)

La Tabla 4 indica las condiciones de nubosidad promedio, mensual y anual en porcentaje de cielo cubierto y en octas para el lugar determinado.

**Tabla 4**

*Condiciones de nubosidad de Girón*

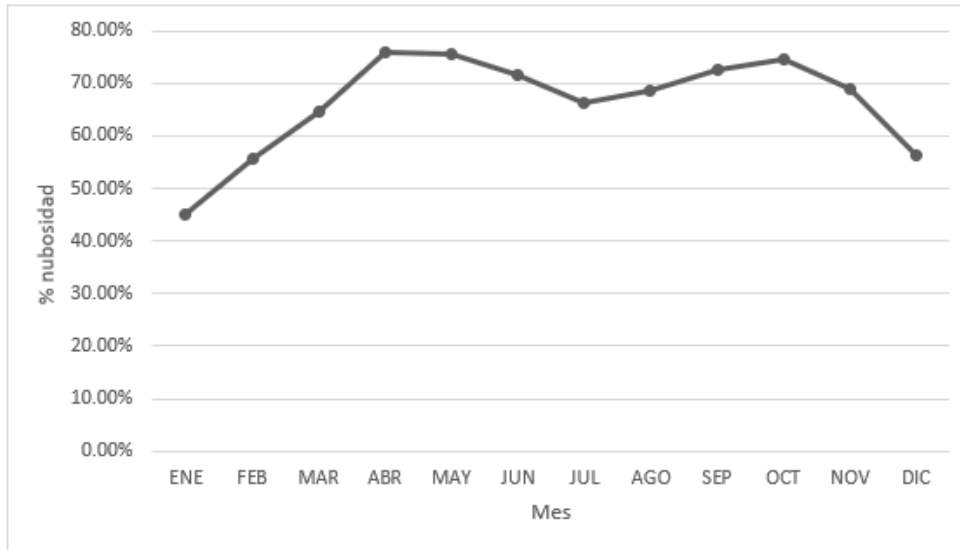
mes	% porcentaje de cielo cubierto	octas de cielo cubierto
ene	45.20%	3.62
feb	55.60%	4.45
mar	64.60%	5.17
abr	75.80%	6.06
may	75.60%	6.05
jun	71.60%	5.73
jul	66.20%	5.30
ago	68.60%	5.49
sep	72.60%	5.81
oct	74.40%	5.95
nov	68.80%	5.50
dic	56.30%	4.50
<b>anual</b>	<b>66.28%</b>	<b>5.30</b>

*Nota.* Tomado de *Base de Datos de la NASA*

La Figura 12 muestra gráficamente el comportamiento mensual anual del porcentaje de nubosidad.

**Figura 12**

*Condiciones de nubosidad. Periodo 1984-2013*



*Nota.* Tomado de *Base de Datos de la NASA*

De la figura 12 se deduce, de acuerdo con el porcentaje de cielo cubierto que la mayor parte del año en Girón se cuenta con condiciones de cielo nuboso con un promedio de 66.28% de cielo cubierto o 5.3 octas.

#### **3.4.4. Brillo solar**

El brillo solar representa el tiempo total durante el cual la luz solar incide directamente sobre un lugar determinado. La unidad de medida está dada en horas. El brillo solar anual se obtiene por la ponderación del brillo solar mensual del año. En la Tabla 5 se indica el valor promedio diario para cada mes y el promedio anual de brillo solar. Girón tiene 4.70 h de brillo solar anual, lo que equivale un total de aproximadamente 1692 horas de brillo solar durante todo el año.

**Tabla 5**  
*Brillo Solar de Girón. Periodo 1984-2013*

mes	horas de sol [h]
ene	5.90
feb	5.20
mar	4.80
abr	4.00

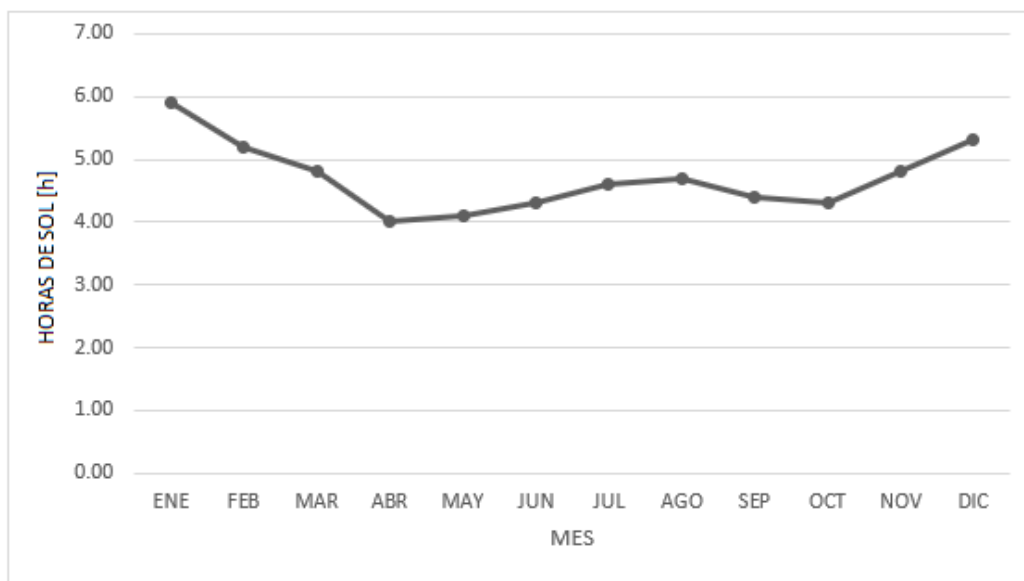
may	4.10
jun	4.30
jul	4.60
ago	4.70
sep	4.40
oct	4.30
nov	4.80
dic	5.30
anual	<b>4.70</b>

*Nota.* Tomado de *Base de Datos de la NASA*

La Figura 13 muestra las condiciones de brillo solar mensual y anual para Girón.

### Figura 13

*Brillo solar en Girón. periodo 1984-2013*



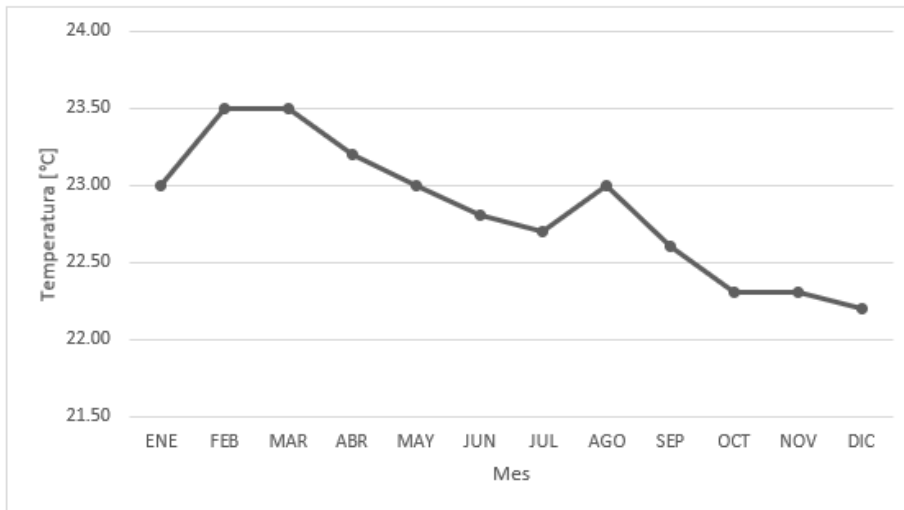
*Nota.* Tomado de *Base de Datos de la NASA*

#### 3.4.5. *Temperatura*

La temperatura es uno de los factores más importantes que inciden en el funcionamiento y diseño de los sistemas fotovoltaicos. La Figura 14 y Tabla 6 muestran el comportamiento promedio mensual y anual de la temperatura en Girón, siendo esta cuasi constante con una temperatura promedio anual de aproximadamente de 23 [°C].

**Tabla 6***Temperatura promedio mensual y anual en Girón*

mes	temperatura [°C]
ene	23.00
feb	23.50
mar	23.50
abr	23.20
may	23.00
jun	22.80
jul	22.70
ago	23.00
sep	22.60
oct	22.30
nov	22.30
dic	22.20
anual	<b>22.84</b>

*Nota. Tomado de Base de Datos de la NASA***Figura 14***Temperatura en Girón. Periodo 1984-2013**Nota. Tomado de Base de Datos de la NASA*

Los meses con menor promedio de temperatura son octubre, noviembre y diciembre, la mayor temperatura se presenta en los meses de febrero y marzo.

### 3.4.6. *Humedad*

La humedad relativa de determinado lugar está directamente relacionada con la sensación de calor. De la Figura 15 y Tabla 7, se puede concluir que el porcentaje de humedad relativa anual en Girón es cercano al 80 % con variaciones leves durante todo el año, siendo el último cuatrimestre del año el periodo con mayor porcentaje de humedad relativa, mientras que los meses de enero, febrero y marzo presentan los menores porcentajes.

**Tabla 7**

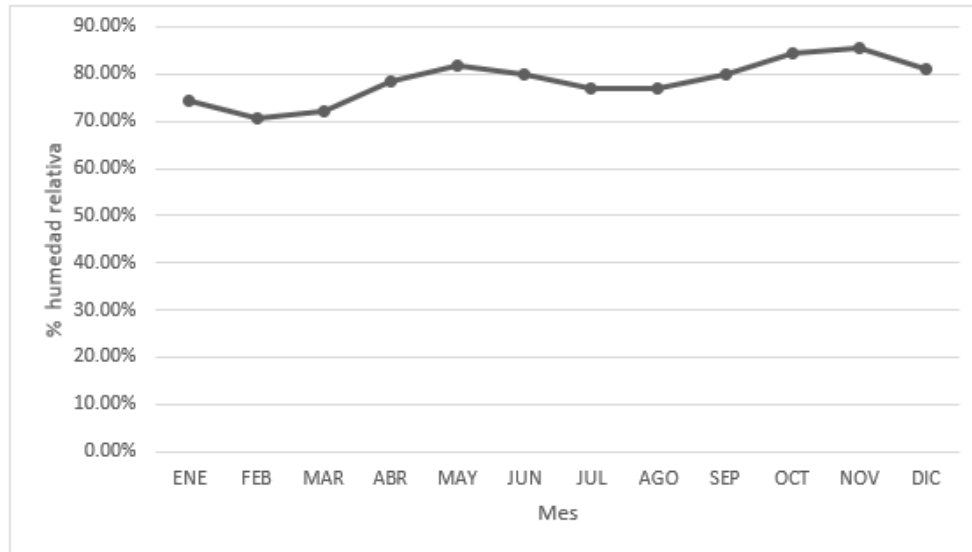
*Porcentaje de humedad relativa en Girón*

<b>mes</b>	<b>% humedad relativa</b>
ene	74.16%
feb	70.45%
mar	72.24%
abr	78.54%
may	81.95%
jun	79.90%
jul	77.05%
ago	77.01%
sep	80.01%
oct	84.51%
nov	85.65%
dic	80.98%
<b>anual</b>	<b>78.54%</b>

*Nota. Tomado de Base de Datos de la NASA*

**Figura 15**

*Porcentaje de humedad relativa en Girón. Periodo 1984-2013*



*Nota.* Tomado de *Base de Datos de la NASA*

### 3.4.7. Lluvias

La lluvia es la precipitación de partículas líquidas de agua y se mide en milímetros de agua o litros caídos por unidad de superficie. Las precipitaciones mensuales por encima de 150 [mm] son en su mayoría húmedas y por debajo de 30 [mm] mayormente secas. La zona de estudio posee clima tropical y presenta lluvias incluso en la temporada seca. La Figura 16 y Tabla 8 muestran el comportamiento de la pluviosidad para Girón donde la ponderación total de lluvias anualmente es de aproximadamente 1484 [mm].

**Tabla 8**  
*Pluviosidad de Girón*

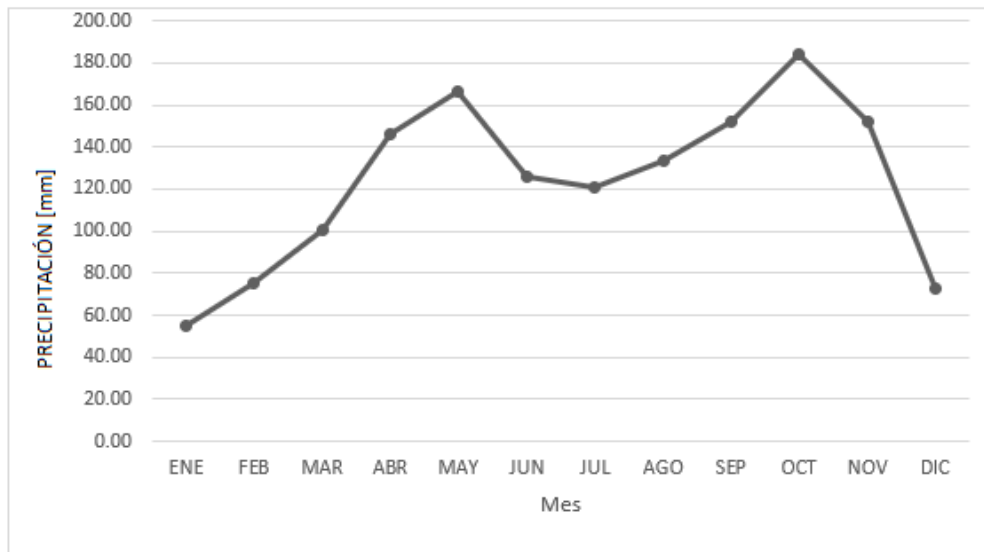
mes	precipitación [mm]
ene	54.60
feb	75.60
mar	100.50
abr	145.80
may	166.20
jun	125.70
jul	121.20
ago	133.50

sep	152.40
oct	184.20
nov	152.40
dic	72.60
<b>anual</b>	<b>123.73</b>

*Nota.* Tomado de *Base de Datos de la NASA*

### Figura 16

*Precipitación de Girón. Periodo 1984-2013*



*Nota.*

Tomado de *Base de Datos de la NASA*

El comportamiento bimodal se divide en dos temporadas secas y dos temporadas de lluvias. La temporada seca comprende los meses de diciembre a marzo y de junio a agosto. Pese a ser considerada una temporada seca en Girón, es habitual que se presenten lluvias. La temporada de lluvias comprende los meses de abril a mayo y septiembre a noviembre.

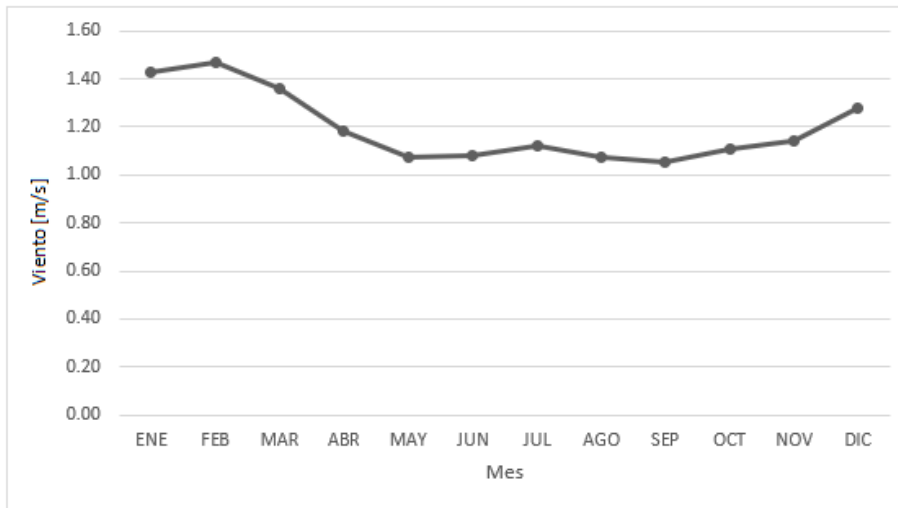
#### 3.4.8. *Viento*

El viento es un fenómeno climatológico originado en los movimientos de traslación y rotaciones de la tierra y se mide en [m/s]. La Figura 17 y Tabla 9 muestra el comportamiento del

viento a lo largo del año, se observa que la velocidad promedio del viento presenta leves variaciones a lo largo del año y en promedio es de 1.20 [m/s].

**Figura 17**

*Promedio velocidad del viento para Girón. Periodo 1984-2013*



*Nota. Tomado de Base de Datos de la NASA*

**Tabla 9**

*Promedio velocidad del viento para Girón*

mes	viento [m/s]
ene	1.43
feb	1.47
mar	1.36
abr	1.18
may	1.07
jun	1.08
jul	1.12
ago	1.07
sep	1.05
oct	1.11
nov	1.14
dic	1.28
<b>anual</b>	<b>1.20</b>

*Nota. Tomado de Base de Datos de la NASA*

En resumen, Girón cuenta con un clima tropical bimodal dividido en dos temporadas secas y dos temporadas de lluvias al año, una radiación promedio anual es de 5.16 [kWh/m<sup>2</sup>/día] con aproximadamente 5 horas de brillo solar por día, condiciones de cielo nublados a lo largo del año, una temperatura promedio anual de 22.84 [°C] con aproximadamente un 78 % de humedad relativa, además cuenta con aproximadamente 1448 [mm] de lluvia acumulada durante todo el año y vientos leves de hasta 1.47 [m/s].

### **3.5. Comportamiento de los paneles fotovoltaicos ante diferentes condiciones climatológicas**

A continuación, se presenta una comparación encontrada en la literatura de diferentes tecnologías de PFV desde el punto de vista de las condiciones climáticas. Cabe añadir que gran parte de esta información corresponde a zonas como el continente europeo o asiático, puesto que no se encontró estudios relevantes en Colombia o sur América.

#### **3.5.1. *Temperatura***

Los efectos que la temperatura tiene sobre los módulos fotovoltaicos varían de una tecnología a otra dependiendo del material y técnica de fabricación, las tecnologías de película delgada CdTe y a-Si presentan un mejor comportamiento a altas temperaturas (Mohring et al., 2008; Yilmaz et al., 2015; Yang, Sun y Lin, 2011; Doni, Dughiero y Lorenzoni, 2010). Sin embargo, los paneles comerciales de esta tecnología no llegan a ser tan eficientes como los de silicio cristalino.

### **3.5.2. Irradiancia**

Las tecnologías de película delgada CdTe y a-Si presentan una buena eficiencia a bajos niveles de irradiancia (Yang et al., 2011; Doni et al., 2010), especialmente en los módulos de a-Si después de la degradación inducida por la luz inicial debido al efecto steabler-wronski.

### **3.5.3. Polvo, lluvias y viento**

En cuanto al comportamiento de algunas tecnologías de PFV frente a condiciones de polvo o suciedad sobre su cara frontal, autores como Muhammad, Mahmood, y Ahmad en 2015 encontraron que los paneles policristalinos se desempeñan mejor en ambientes polvorientos con respecto a los paneles monocristalinos, mientras que los módulos de película delgada, específicamente los a-Si y CdTe, presentan una mayor afectación que los módulos C-Si y CGIS (Qasem, Bett, Müllejans, AlBusairi y Gottschalg, 2011).

Las condiciones de lluvia y viento del lugar juegan un papel importante, puesto que de manera natural la lluvia y el viento pueden ayudar a retirar las capas de polvo o suciedad acumulada en la parte superior de los paneles.

### **3.5.4. Humedad**

Mientras que la temperatura de operación, el nivel de irradiación o el polvo acumulado tienen efectos directos sobre el rendimiento del panel fotovoltaico, la humedad puede provocar corrosión lo que aceleraría la degradación del panel y de igual manera en su estructura de soporte.

### 3.6. Elección de las tecnologías de paneles solares

Luego de consultar las diferentes tecnologías de paneles fotovoltaicos que hay en el mercado y analizar estudios sobre su comportamiento ante diferentes condiciones climáticas, las tecnologías de paneles fotovoltaicos seleccionadas para el estudio comparativo son:

- mc-Si Silicio monocristalino.
- c-Si Silicio policristalino.
- a-Si silicio amorfo de película delgada.

## 4. Elección de Paneles Solares e Inversores de Potencia Comerciales

Diariamente se toman decisiones que son esenciales para la elaboración de cualquier tarea, al poseer diferentes alternativas para resolver un problema es necesario plantear una solución que ayude a la elección que mejor se adapte a lo que se necesita. La decisión tomada debe aportar favorablemente a la solución inicial del problema, pero esto no implica el olvido de las demás posibles alternativas que se habían planteado, por el contrario, se debe saber con claridad que otras posibles soluciones podrían adaptarse a las necesidades del problema si la primera opción no cumple con los requerimientos, o existiera una dificultad con su implementación.

La selección de paneles fotovoltaicos e inversores de potencia se puede enmarcar en una decisión multicriterio. Un proceso de selección multicriterio generalmente se divide en cuatro partes (Figura 18): estructuración del problema, análisis del problema, implementación de la alternativa más favorable y la evaluación de resultados (García,2009).

### *Estructuración del Problema*

En esta primera parte se define muy bien el problema, se identifica una cantidad de alternativas posibles de solución y posteriormente los decisores determinan una serie de criterios para evaluar las alternativas y elegir la más beneficiosa.

### *Análisis del Problema*

Se valoran las alternativas con respecto a un método de evaluación, obteniendo la mejor opción para ser implementada en la solución del problema.

### *Implementación de Alternativa más Favorable*

Se procede a ejecutar la solución del problema con la alternativa designada.

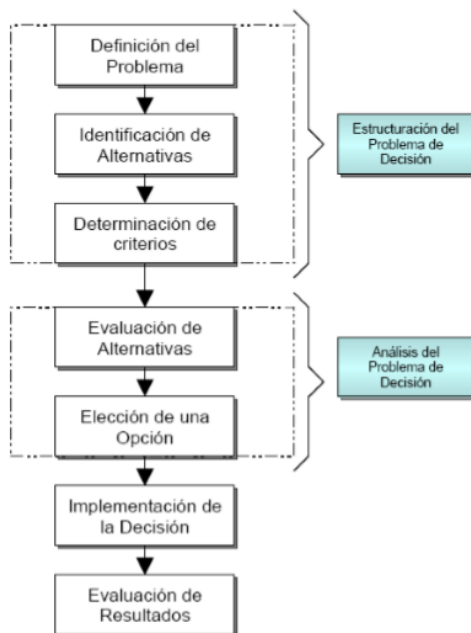
### *Evaluación de los Resultados*

Se evalúan los resultados obtenidos con la alternativa implementada para cerciorarse que se dio solución al problema.

Este trabajo de grado se centra en las primeras dos partes del proceso de selección.

## **Figura 18**

### *Fases de un proceso de decisión multicriterio*



*Nota.* Tomado de *Métodos para la comparación de alternativas mediante un sistema de ayuda de decisión*, por M. Garcia, 2009.

Al existir gran variedad de tecnologías de paneles fotovoltaicos e inversores de potencia disponibles en el mercado, se torna complicado decidir cuál es la más adecuada para implementar en un proyecto. Según Muhammad, Mahmood, y Ahmad (2015), esta decisión se ve afectada por varios aspectos que son de gran importancia a la hora de la elección final, entre ellos se incluyen:

- a. Las personas encargadas de la decisión
- b. El propósito de la selección
- c. Atributos de la zona
- d. Número de tecnologías disponibles
- e. Diferentes características de cada tecnología

De esta manera, el problema de selección de la tecnología fotovoltaica e inversores es un proceso complejo que contempla muchas variables. Por consiguiente, la metodología de selección deberá ser acertada para optar por la mejor tecnología fotovoltaica según la zona de estudio. El proceso analítico jerárquico (AHP) es una metodología ideal para estos casos, puesto que implica la elección de alternativas y criterios que son priorizados.

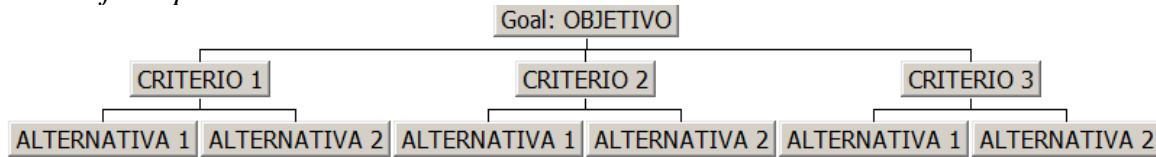
#### **4.1. Método AHP**

Saaty en 1980 propuso el proceso analítico jerárquico (AHP). Este método se puede entender como una teoría matemática, una filosofía para abordar problemas y una técnica que permite resolver problemas multicriterio, multientorno y multiactores (Velazco, 2010). El principal objetivo (*goal*) se ubica en la parte superior (Figura 19), los factores generales o criterios con los

cuales se toma la decisión se pueden observar en la parte media y las alternativas de solución al problema están en la parte inferior.

**Figura 19**

*Estructura jerárquica del modelo de selección AHP*



El método AHP toma decisiones en donde las alternativas, en diferentes niveles de jerarquía, son por pares comparados. Al realizar las comparaciones, la importancia de cada alternativa con respecto a un criterio es representada a través de un número significativo, definidos en la Tabla 10.

**Tabla 10**

*Escala para comparación por pares*

intensidad de importancia	escala verbal	explicación
1	igualmente importante	dos elementos contribuyen de igual medida al objetivo
3	moderadamente importante	preferencia leve de un elemento sobre otro
5	fuertemente importante	preferencia fuerte de un elemento sobre otro
7	importancia muy fuerte o demostrada	mucha más preferencia de un elemento sobre otro. predominancia demostrada
9	importancia extremadamente fuerte	preferencia clara y absoluta de un elemento sobre el otro
2, 4, 6, 8		intermedio de los valores anteriores

*Nota.* Tomado de *The Analytic Hierarchy Process*, por T. L. SAATY, 1997, McGraw-Hill

Los axiomas básicos del método AHP son los siguientes (Vargas, 1989):

Axioma 1: (Comparación recíproca). La persona que toma la decisión debe ser capaz de hacer comparaciones y declarar la fuerza de sus preferencias. La intensidad de estas preferencias debe

satisfacer la recíproca condición: Si  $A$  es  $x$  veces más preferido que  $B$ , entonces  $B$  es  $1/x$  veces más preferida que  $A$ .

Axioma 2: (Homogeneidad). Las preferencias son representadas por medio de una escala limitada.

Axioma 3: (Independencia). Al expresar preferencias, se supone que los criterios son independientes de las propiedades de las alternativas.

Axioma 4: (Expectativas). Con el propósito de al tomar una decisión, se supone que la estructura jerárquica está completa.

Expert Choice es un software de toma de decisión multicriterio creado a principios de la década de 1980, diseñado con las bases del método AHP para facilitar la toma de decisiones y agilizar el cálculo necesario aplicado en el procedimiento, en virtud de ello es utilizado para el procesamiento de datos necesarios para la toma de decisión de los siguientes casos:

1. Elección de tres paneles solares de diferente tecnología
2. Elección de tres inversores de potencia de diferente tecnología

#### **4.2. Elección de paneles fotovoltaicos comerciales**

Para la elección de los paneles solares se realizó una base de datos de PFV (Apéndice A) con sus características más relevantes que se utilizaron como criterios para la aplicación del método AHP. Los paneles solares se dividieron con respecto a su tecnología, silicio monocristalino, silicio policristalino y silicio amorfo. Se seleccionaron diez paneles de cada tecnología y se procedió a la aplicación del método AHP para hallar el panel más adecuado para el estudio comparativo. Los criterios se dividieron en:



*Nota.* Los datos de evaluación por par de los criterios fueron realizados por medio de una encuesta ejecutada a un grupo de ingenieros electricistas voluntarios, Daniel Galindo, Diego Umaña, Karen Angarita, Ann Moreno, Sergio Campos, Alejandra Cobos, de empresas como Solar People, Celsia, Ecoasis, así como también a los ingenieros German Osma y Maria Alejandra Mantilla. Los valores finales usados en el método AHP se obtuvieron promediando la calificación del grupo evaluador.

La congruencia de las calificaciones de las matrices se verifica con la inconsistencia; si el valor es menor o igual a 0,1, el nivel de inconsistencia es aceptable, con un resultado contrario se recomienda que el experto debe revisar sus estimaciones (Mendoza, Solano, Palencia, García, 2018). La razón de inconsistencia de la comparación de criterios para la elección de los módulos fue de 0,07 demostrando así una evaluación consistente.

La calificación de las alternativas con respecto a los criterios se hizo tomando un valor base correspondiente al máximo o mínimo del parámetro de los paneles o inversores evaluados según el criterio estimado. Luego se compara el valor base con los valores de cada panel mediante la ecuación:

$$\frac{\text{Valor del panel evaluado}}{\text{Valor base}} = x$$

para los criterios: Tolerancia de potencia, NOCT, coeficientes de temperatura, área, precio por vatio, precio total; donde es primordial el valor mínimo de selección, y la ecuación:

$$\frac{\text{Valor base}}{\text{Valor del panel evaluado}} = x$$

para los criterios: Eficiencia, W/m<sup>2</sup>, W/kg, garantía, vida útil; donde es primordial el valor máximo de selección.

El factor  $x$  refleja la distancia del parámetro evaluado con respecto al parámetro base, este resultado se adapta a la escala para la comparación por pares expuesta en la Tabla 10, asociando los siguientes rangos para la evaluación, Tabla 11.

**Tabla 11**

*Escala para la comparación por pares según el factor  $x$*

<b>rango <math>x</math></b>	<b>intensidad de importancia</b>	<b>escala verbal</b>	<b>explicación</b>
<b><math>x=1</math></b>	1	Igualmente importante	Dos elementos contribuyen de igual medida al objetivo
<b><math>1 &lt; x \leq 3</math></b>	3	Moderadamente importante	Preferencia leve de un elemento sobre otro
<b><math>3 &lt; x \leq 5</math></b>	5	Fuertemente importante	Preferencia fuerte de un elemento sobre otro
<b><math>5 &lt; x \leq 7</math></b>	7	Importancia muy fuerte o demostrada	Mucha más preferencia de un elemento sobre otro. Predominancia demostrada
<b><math>x &lt; 7</math></b>	9	Importancia extremadamente fuerte	Preferencia clara y absoluta de un elemento sobre otro
	2, 4, 6, 8		Intermedio de los valores anteriores

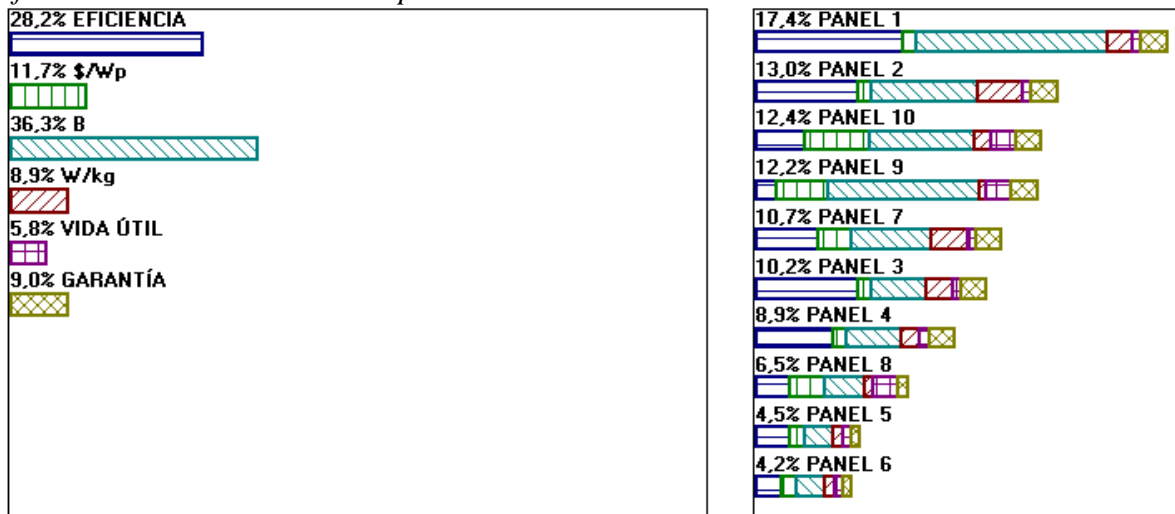
Nota. Adaptado de *The Analytic Hierarchy Process*, por T. L. Saaty, 1997, McGraw-Hill

Luego de aplicar el método AHP con la ayuda del software Expert Choice, el panel fotovoltaico de cada tecnología con la puntuación más alta del ranking se selecciona para ser implementado. Las gráficas de sensibilidad dinámica para las diferentes tecnologías ayudan a comprender la elección final.

Al examinar la Figura 21, el panel con mayor puntuación de tecnología monocristalina corresponde a el módulo Ylm 144 cell de 395 [W] distribuido por Yingli Solar, con un porcentaje global de 17.4%. El panel elegido para la tecnología policristalina es el Yge 60 cell series 2 de 295 [W], distribuido por Yingli Green Energy, con una puntuación de 15.3% como se muestra en la Figura 22 y finalmente el panel elegido para la tecnología amorfa es el Power Series fs bin-350 de 350 [W], distribuido por moserbaer solar, Figura 23.

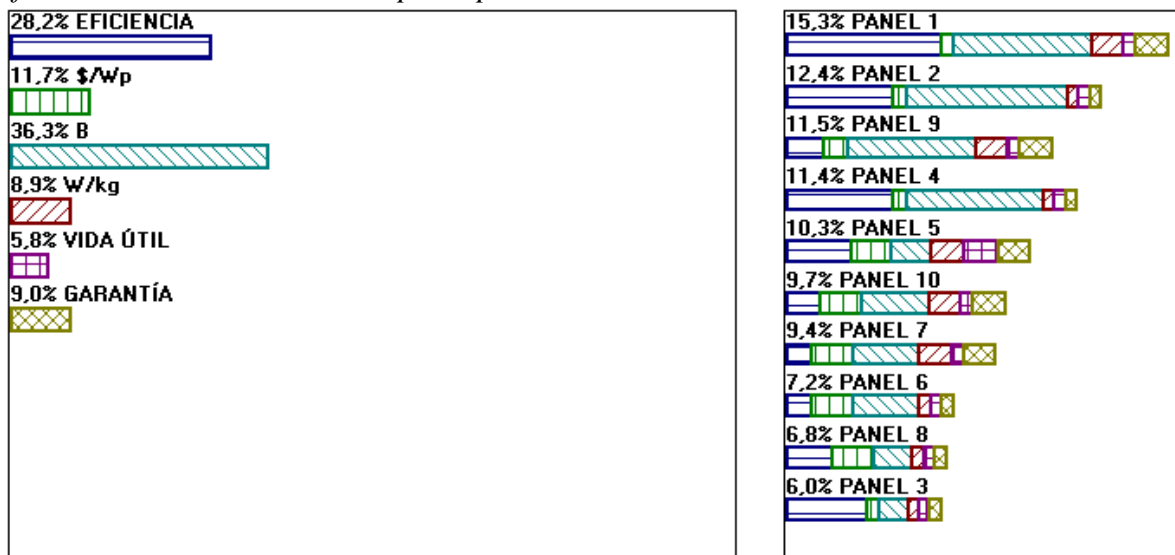
**Figura 21**

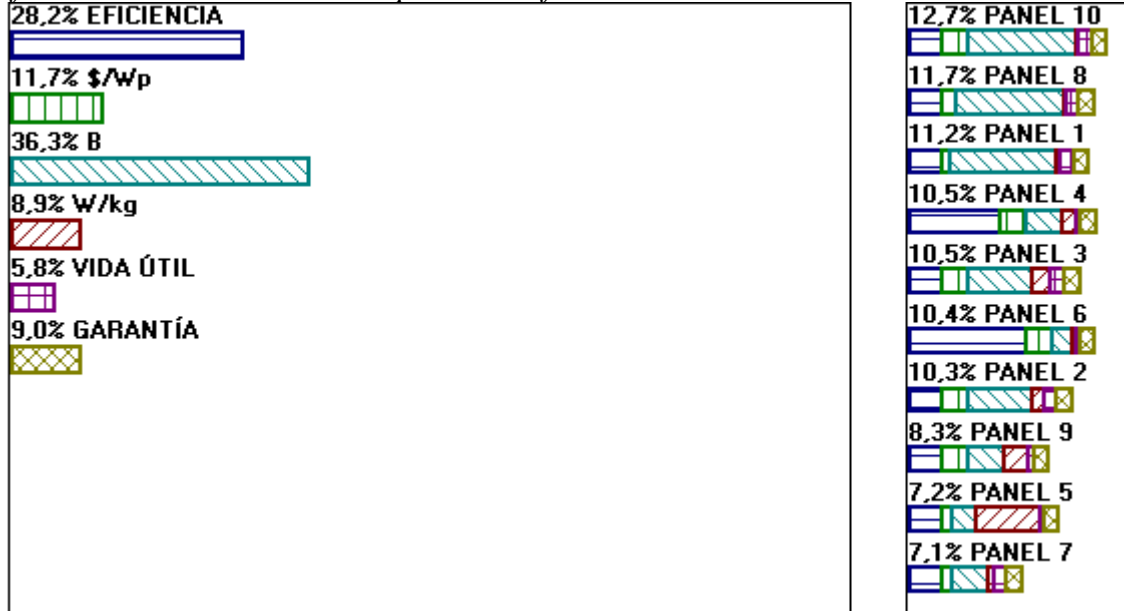
*Gráfico de sensibilidad dinámica panel monocristalino*



**Figura 22**

*Gráfico de sensibilidad dinámica panel policristalino*



**Figura 23***Gráfico de sensibilidad dinámica panel amorfo*

### 4.3. Elección de Inversores de Potencia Comerciales

Una de las decisiones más importantes que se debe tomar después de elegir los paneles fotovoltaicos para una instalación es elegir el tipo de inversor. La función de un inversor fotovoltaico es la de convertir la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna, para alimentar la carga y/o interconectar el sistema fotovoltaico con la red.

Los sistemas fotovoltaicos pueden ser agrupados de acuerdo con la tecnología del inversor utilizada. Hay tres tipos: central, string y microinversor (Arráez, Muñoz y López 2017). El mercado ofrece gran variedad de inversores para elegir, por lo que se determinaron una serie de criterios como base para la elección de la mejor alternativa.

*Eficiencia.* Porcentaje de energía útil para el uso final luego de pasar por el inversor donde se realiza el proceso de conversión de la corriente continua proveniente de los paneles fotovoltaicos, en corriente alterna, por tanto, la eficiencia debe ser lo más alta posible para reducir pérdidas.

*Número de MPPT.* Número total de seguidores de punto de máxima potencia que posee el inversor, un factor importante al momento de la distribución de los paneles solares.

*Precio por Watt.* Es importante que los elementos a utilizar tengan un equilibrio entre su costo y beneficio. Se proporcionará un mejor puntaje a aquellos inversores con menor precio por vatio en el mercado.

*Años de Garantía.* Al momento de adquirir cualquier elemento es importante tener en cuenta el tiempo al cual el proveedor estará dispuesto a atender cualquier inconveniente presentado por el producto adquirido.

*Dimensión.* Se tendrá una mejor valoración para los inversores que tengan un menor volumen, puesto que esto ayudará a la optimización del área del proyecto donde se requiera ser implementado.

*Watt por Kg.* A menor peso mayor será la puntuación al momento de comparar los inversores.

Luego de promediar las calificaciones del grupo evaluador, el software Expert Choice priorizó los criterios con el porcentaje mostrado en la Figura 24. Los porcentajes considerados fueron: eficiencia 45.5%, número de MPPT 25%, \$/W 9.6%, W/kg 8.7%, dimensión (m<sup>3</sup>) 7% y finalmente la garantía con un 4.3% para la elección global.

**Figura 24**

*Comparación de criterios por pares para la selección del inversor*

	EFICIENCIA	NÚMERO	DIMENSIÓN	W/KG	GARANTÍA	\$/W
EFICIENCIA		5,0	4,0	4,0	5,0	5,0
NÚMERO DE MPPT			4,0	4,0	5,0	5,0
DIMENSIÓN [m <sup>3</sup> ]				2,0	3,0	2,0
W/KG					3,0	2,0
GARANTÍA						2,0
\$/W						
	Incon: 0,10					



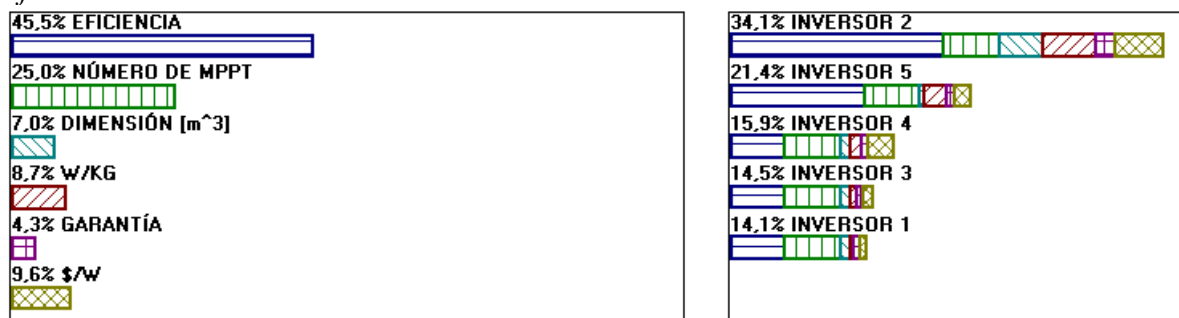
*Nota.* Los datos de evaluación por par de los criterios fueron realizados por medio de una encuesta ejecutada a un grupo de ingenieros electricistas voluntarios, Daniel Galindo et al. de empresas como Solar People, Celsia, Ecoasis.

Luego de realizar una base de datos con inversores comerciales (Apéndice A), se divide en tres grupos para la comparación y elección de la tecnología más adecuada: inversores centrales, inversores string y microinversores. El método AHP entrega los resultados mostrados en las Figuras 25, 26 y 27.

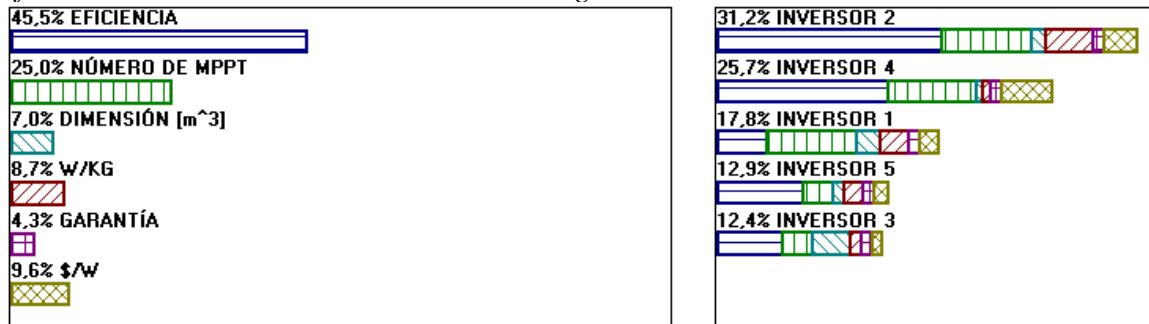
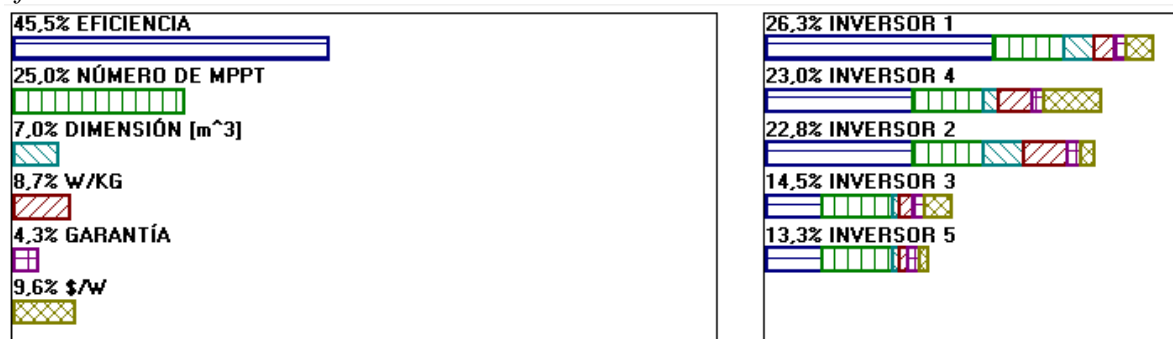
El inversor elegido para la tecnología central es el ingecon® sun 3play tl, comercializado por Ambiente Soluciones, Con un porcentaje global del 34.1%, ver figura 25. El inversor string seleccionado es el inversor 2, Figura 26, correspondiente al sunny tripower 8.0 comercializado por SunColombia, con un porcentaje de elección global, finalmente el microinversor elegido es el APsystems yc600, comercializado por Suneo, Con un porcentaje global del 26.3%. Ver figura 27.

### Figura 25

*Gráfica de sensibilidad dinámica inversor central*



Luego de terminar con la elección de los inversores es importante verificar que las especificaciones de los paneles fotovoltaicos seleccionados sean adecuadas para los inversores, por esto se comprueba que las tensiones y corrientes de los paneles no sobrepase los límites permitidos por el inversor. Si algún PFV no cumple con los requerimientos se procede a evaluar el panel siguiente a la clasificación establecida por el método AHP.

**Figura 26***Gráfica de sensibilidad dinámica inversor string***Figura 27***Gráfica de sensibilidad dinámica microinversor*

#### 4.3.1. Verificación de Parámetros

Se procede a verificar los parámetros de los paneles fotovoltaicos elegidos y así garantizar que sean aptos para la interacción con los inversores seleccionados, para esto se confrontan los siguientes parámetros:

- Potencia, corriente ( $I_{sc}$ ) y tensiones máximas ( $V_{oc}$ ): Deben ser menores a las correspondientes del inversor.
- Tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{mpp}$ ): Debe estar dentro del rango MPP del inversor.

Con base a los datos de los paneles fotovoltaicos e inversores selectos, se determina el máximo y mínimo número de módulos en serie que se pueden conectar al inversor, estos datos se hallan utilizando las siguientes formulas:

$$\text{Número máx. de paneles en serie} = \frac{V_{\text{máx-inversor}}}{V_{\text{máx-panel}}}$$

$$\text{Número min. de paneles en serie} = \frac{V_{\text{min-inversor}}}{V_{\text{min-panel}}}$$

Luego se determinan las tensiones generadas por la serie de paneles del modo siguiente:

$$\text{Tensión máx. 1 string de paneles} = V_{\text{máx-Panel}} \times \text{Núm. de paneles en serie}$$

$$\text{Tensión mp. para 1 string de paneles} = V_{\text{mp-Panel}} \times \text{Núm. de paneles en serie}$$

Las Tablas 12, 13 y 14 exponen los cálculos obtenidos que permiten justificar la óptima interacción inversor-paneles.

**Tabla 12**

*Verificación de parámetros para el inversor central*

<b>Parámetros</b>	<b>Inversor central</b>	<b>Panel monocristalino</b>	<b>Panel policristalino</b>	<b>Panel amorfo</b>
<b>Potencia máx.</b>	20 kW	395 W	295 W	350 W
<b>Paneles máx.</b>	-	20	25	5
<b>Paneles min.</b>	-	13	17	4
<b>Tensión máx.</b>	1000 V	638.69-982.6 V	654.5-962.5 V	736.8-921 V
<b>Corriente máx.</b>	39 A	10.1 A	9.74	3.29 A
<b>Tensión de máx. potencia</b>	560-820 V	535.6-824 V	544-800 V	534.4-668 V

*Nota.* Los cálculos se realizaron para un solo string. Se observa que todos los parámetros de los paneles monocristalino, policristalino y amorfo se adaptan a los rangos admitidos por el inversor.

**Tabla 13**

*Verificación de parámetros para el inversor string*

<b>Parámetros</b>	<b>Inversor string</b>	<b>Panel monocristalino</b>	<b>Panel policristalino</b>	<b>Panel amorfo</b>
<b>Potencia máx.</b>	15 kW	395 W	295 W	350 W
<b>Paneles máx.</b>	-	20	25	5
<b>Paneles min.</b>	-	6	8	1
<b>Tensión máx.</b>	1000 V	294.78-982.6 V	308-962.5 V	184.2-921 V
<b>Corriente máx.</b>	30 A	10.1 A	9.74	3.29 A
<b>Tensión de máx. potencia</b>	260-800 V	247.2-824 V	256-800 V	133.6-668 V

*Nota.* Los cálculos se realizaron para un solo string. Se observa que todos los parámetros de los paneles monocristalino, policristalino y amorfo se adaptan a los rangos admitidos por el inversor string,

**Tabla 14**

*Verificación de parámetros para microinversor*

<b>Parámetros</b>	<b>Microinversor</b>	<b>Panel monocristalino</b>	<b>Panel policristalino</b>	<b>Panel amorfo</b>
<b>Potencia máx.</b>	375 W	395 W	295 W	350 W
<b>Tensión máx.</b>	60 V	49.13 V	38.5 V	184.2 V
<b>Corriente máx.</b>	12x2 A	10.1 A	9.74 A	3.29 A
<b>Tensión de máx. potencia</b>	22-48 V	41.2 V	32 V	133.6 V

*Nota.* Los cálculos se realizaron para un solo string. Se puede observar que el microinversor seleccionado posee parámetros más elevados que los proporcionados por el panel fotovoltaico de tecnología policristalina.

El microinversor seleccionado no cumple los requisitos para los módulos de tecnología amorfa y monocristalino, los valores de los paneles son muy elevados y sobrepasan los rangos admitidos por el microinversor. Por tanto, se elige la opción del panel amorfo y monocristalino próxima, según la clasificación del método AHP, que cumpla los requisitos:  $V_{oc} < 60$  [V],  $P \leq 375$  [W],  $I \leq 12$  [A].

El panel de tecnología amorfa con mejor posición en la escala priorizada derivada del método AHP corresponde al módulo General solar ePV 144 s - c015 de 144 W, comercializado por General Membrane, y un porcentaje de 10.5% global de elección, Figura23, asimismo el panel monocristalino seleccionado es el ylm 120 cell Half cell, representado en la Figura 21 como panel 2, comercializado por Yingli Solar. Las Tablas 15, 16 y 17 exponen los cálculos y datos que cercioran el buen funcionamiento con los inversores seleccionados.

**Tabla 15**

*Verificación de parámetros para el panel amorfo y monocristalino seleccionado e inversor central*

<b>Parámetros</b>	<b>Inversor central</b>	<b>Panel amorfo</b>	<b>Panel monocristalino</b>
<b>Potencia máx.</b>	20 kW	144 W	350 W
<b>Paneles máx.</b>	-	21	24
<b>Paneles min.</b>	-	16	16
<b>Tensión máx.</b>	1000 V	739.2-970.2 V	647.2-970.8 V
<b>Corriente máx.</b>	39 A	5.3 A	11.03 A
<b>Tensión de máx. potencia</b>	560-820 V	528-693 V	532-798 V

*Nota.* Los cálculos se realizaron para un solo string

**Tabla 16**

*Verificación de parámetros para el panel amorfo y monocristalino seleccionado e inversor string*

<b>Parámetros</b>	<b>Inversor string</b>	<b>Panel amorfo</b>	<b>Panel monocristalino</b>
<b>Potencia máx.</b>	15 kW	144 W	350 W
<b>Paneles máx.</b>	-	21	24
<b>Paneles min.</b>	-	7	7
<b>Tensión máx.</b>	1000 V	323.4-970.2 V	283.15-970.8 V
<b>Corriente máx.</b>	30 A	5.3 A	11.03 A
<b>Tensión de máx. potencia</b>	260-800 V	231-693 V	238.75-798 V

*Nota.* Los cálculos se realizaron para un solo string

**Tabla 17**

*Verificación de parámetros para el panel monocristalino y amorfo seleccionado y microinversor*

<b>Parámetros</b>	<b>Micro inversor</b>	<b>Panel amorfo</b>	<b>Panel monocristalino</b>
<b>Potencia máx.</b>	375 W	144 W	350 W
<b>Tensión máx.</b>	60 V	46.2 V	40.45 V
<b>Corriente máx.</b>	12x2 A	5.3 A	11.03 A
<b>Tensión de máx. potencia</b>	22-48 V	33 V	33.25 V

*Nota.* Los parámetros del panel amorfo y monocristalino están en el rango admisible del micro inversor haciendo posible la conexión entre ellos.

Finalizando el proceso de selección de los tres tipos de tecnologías de paneles fotovoltaicos e inversores de potencia, Apéndice A, es importante recordar que el método AHP brinda el beneficio de tener las alternativas clasificadas y priorizadas ahorrando tiempo al momento de buscar una alternativa por causa de fallo o algún problema que pueda presentar la primera opción electa.

## 5. Diseño de las estructuras para la comparación de las tecnologías de paneles fotovoltaicos e inversores de potencia.

Las siguientes estructuras se diseñaron contemplando cinco escenarios comparativos:

- Comparación de alturas
- Comparación de inclinaciones
- Comparación de orientaciones
- Comparación de tecnologías de paneles solares
- Comparación de tecnologías de inversores

La Tabla 18 expone los parámetros de cada escenario comparativo. El Apéndice B detalla el diseño de las estructuras.

**Tabla 18**

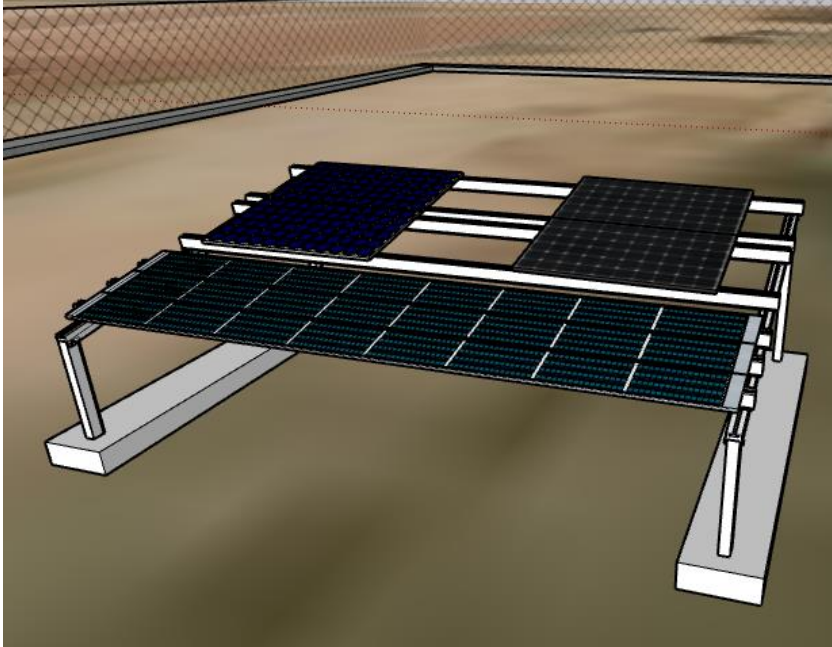
*Parámetros de comparación*

<b>orientación</b>	<b>tecnología de panel</b>	<b>tecnología de inversor</b>	<b>inclinación</b> [°]	<b>altura</b> [m]
norte	Monocristalino	central	5	0.2
sur	policristalino	string	7	0.5
este	amorfo	microinversor	10	1
oeste			15	3

### 5.1. Estructura para la Comparación de las Tecnologías de Paneles Fotovoltaicos

La estructura para la comparación de las tecnologías de PFV elegidas, Figura 28, se diseña para que los paneles estén a una altura promedio de 1.59 m sobre el suelo, una inclinación de diez grados y orientada al sur, sus dimensiones son suficientes para contener, dos paneles monocristalinos, dos paneles policristalinos y tres paneles de tecnología amorfa, los cuales se conectan a la red por medio de microinversores.

**Figura 28**

*Estructura para la comparación de las tecnologías de paneles fotovoltaicos*

La Tabla 19 resumen los ítems principales para el diseño de la estructura comparación de paneles fotovoltaicos.

**Tabla 19***Ítems de diseño: comparación de paneles fotovoltaicos*

<b>ítem</b>	<b>valor</b>
<b># de paneles monocristalinos</b>	2
<b># de paneles policristalinos</b>	2
<b># de paneles amorfos</b>	3
<b># de paneles total</b>	7
<b># de microinversores</b>	3
<b>Pesos de los paneles</b>	98.2 kg
<b>Potencia instalada</b>	1722

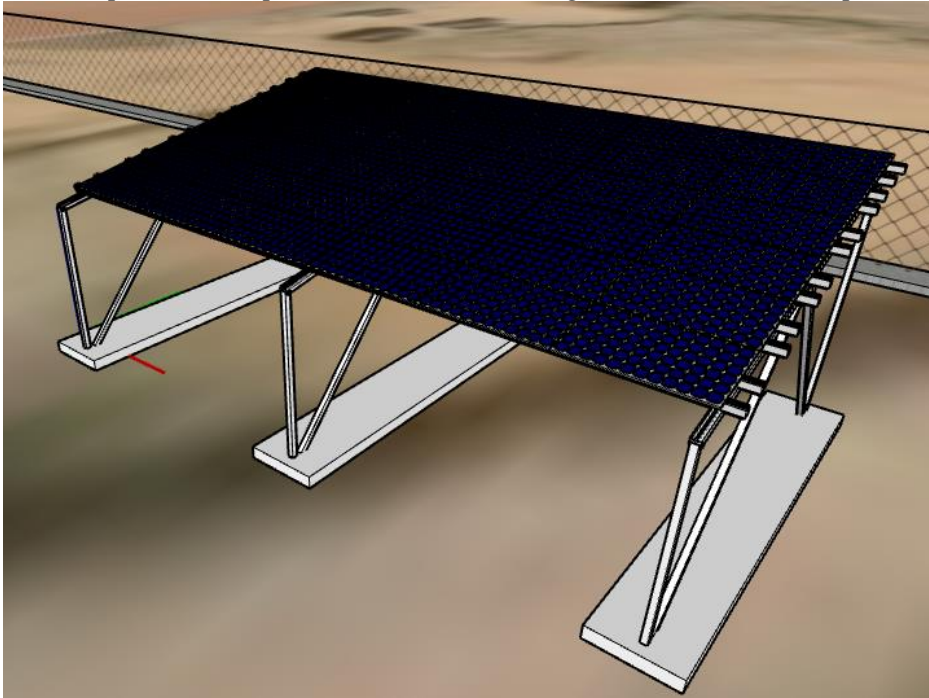
**5.2. Estructura para la Comparación de las Tecnologías de Inversores de Potencia**

La estructura diseñada, Figura 29, está inspirada en parqueaderos cubiertos, la altura promedio de 4 m de los PFV hacia el suelo permite aprovechar el espacio para el estacionamiento de vehículos automotores, las medidas están calculadas para situar 36 paneles

monocristalinos en seis columnas de seis módulos, distribuidos en 20 paneles conectados al inversor central, 14 paneles conectados al inversor string y dos paneles conectados al microinversor. Tiene una inclinación de diez grados, orientados al sur.

### Figura 29

*Estructura para la comparación de las tecnologías de inversores de potencia*



La Tabla 20 resume los ítems principales para la comparación de inversores.

### Tabla 20

*Ítems de diseño: comparación de inversores*

ítem	valor
# de paneles monocristalinos	36
# de inversores centrales	1
# de inversores string	1
# de microinversores	1
pesos de los paneles	702 kg
Potencia instalada	12 600 W

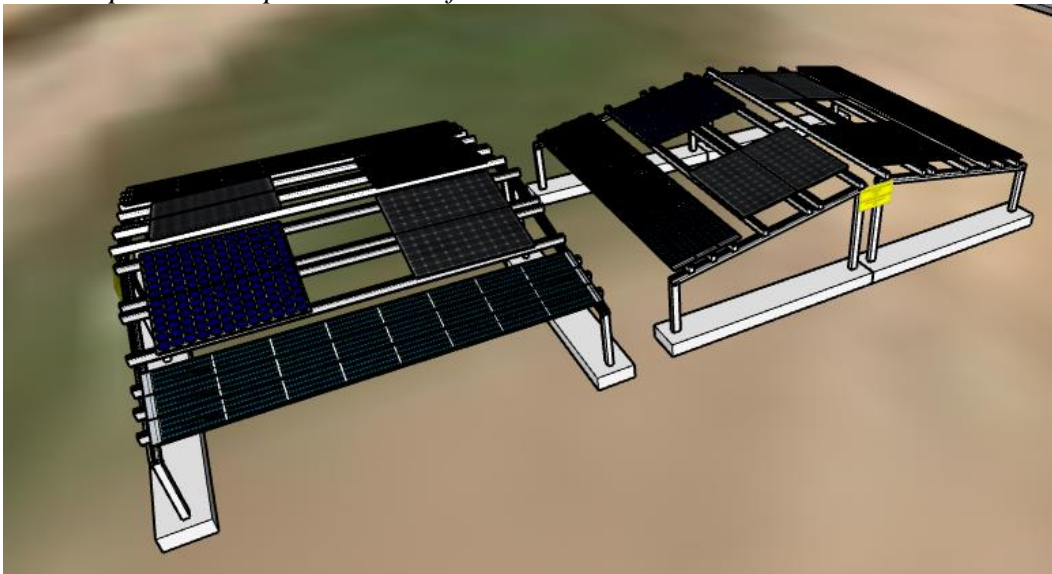
### 5.3. Estructura para la Comparación del Efecto de la Orientación

Se diseñan las estructuras, Figura 30, para analizar comparativamente las orientaciones sur, norte, occidente y oriente, y de igual manera, las diferentes tecnologías de paneles solares

seleccionados. Las estructuras diseñadas tienen una altura promedio aproximada de 1.59 m desde los PFV al suelo con una inclinación de  $10^\circ$  para cada una de las orientaciones elegidas, los paneles estarán conectados a la red por medio de microinversores.

### Figura 30

*Estructura para la comparación del efecto de la orientación.*



La Tabla 21 resume los ítems principales para la comparación de orientaciones.

### Tabla 21

*Ítems de diseño: comparación de orientaciones*

ítem	valor
# de paneles monocristalinos	8
# de paneles policristalinos	8
# de paneles amorfos	12
# de paneles total	28
# de microinversores	12
Pesos de los paneles (cada estructura)	196.4 kg
Potencia instalada	6888 W

## 5.4. Estructura para la Comparación del Efecto de la Inclinación en la Producción de Energía

Para el diseño de la estructura, Figura 32, fue necesario la simulación de la radiación global en la zona del proyecto para diferentes inclinaciones, los resultados obtenidos son la base para

elegir las inclinaciones utilizadas en las estructuras. Las simulaciones fueron realizadas con el software PVsyst, los planos inclinados que arrojaron las mayores captaciones de radiación fueron 5°, 7°, 10° y 15° como se observa en la Figura 31, inclinaciones designadas para el estudio comparativo.

**Figura 31**

*Radiación global para diferentes planos inclinados.*

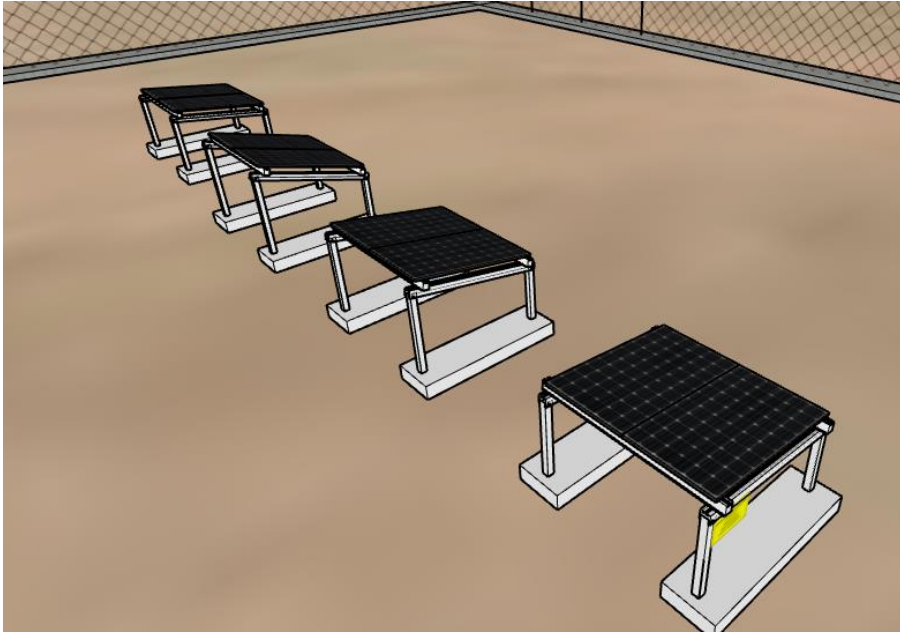
AZIMUT [°]	INCLINACIÓN [°]	RADIACIÓN GLOBAL [kWh/m <sup>2</sup> ]
0	5	1694.3
	7	1694.5
	10	1692.1
	15	1680.5
	20	1659.6
	25	1629.9
	30	1591.9
	35	1545.9
	40	1491.9
	45	1430.1
	50	1361.4
	55	1287.4

*Nota.* Datos obtenidos del software PVsyst.

Los paneles a usar son los policristalinos, conectados a microinversores, cada estructura se orienta al sur y posee las dimensiones para ubicar dos PFV a una altura promedio de 1.59 m.

**Figura 32**

*Estructura para la comparación del efecto de la inclinación.*



La Tabla 22 resumen los ítems principales para la comparación de inclinaciones.

**Tabla 22**

*Ítems de diseño: comparación de inclinaciones*

ítem	valor
# de paneles policristalinos	8
# de microinversores	4
Peso paneles (cada estructura)	37 kg
Potencia instalada total	2360 W

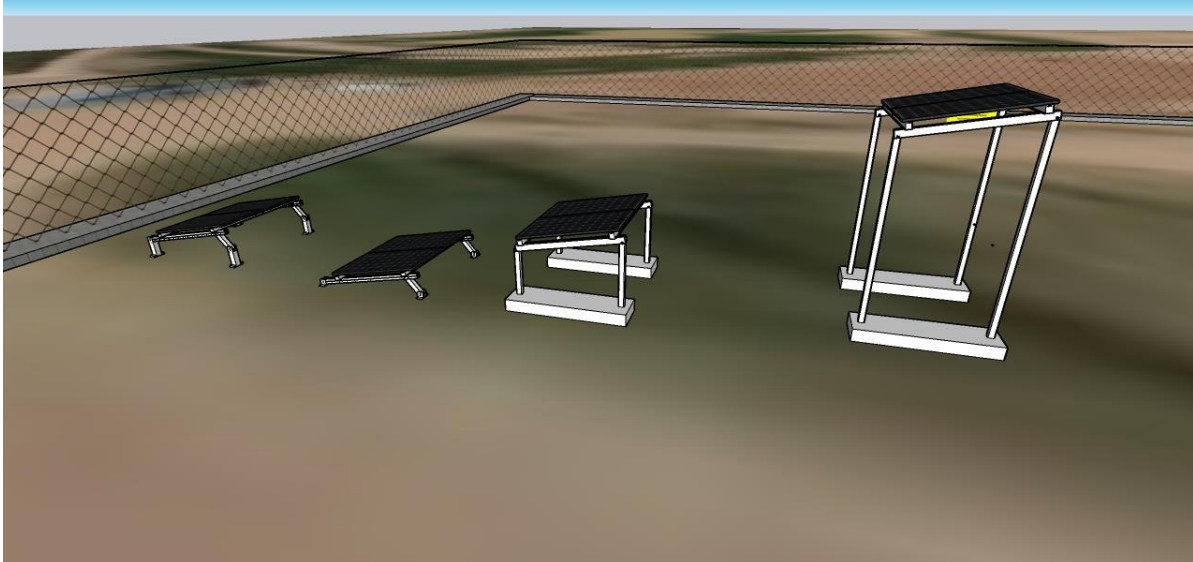
### 5.5. Estructura para la Comparación del Efecto de la Altura en el Rendimiento del Panel Fotovoltaico

Las estructuras, Figura 33, se orientan al sur con una inclinación de diez grados y teniendo en cuenta que, el rendimiento de los paneles fotovoltaicos no depende del tipo de suelo si se instalan a alturas superiores a los 100 cm sobre la superficie (Osma-Pinto and Ordoñez-Plata, 2019) se optó por estudiar dos alturas por debajo de los 100 cm y dos alturas por encima de esta medida.

Las alturas elegidas fueron 0,2 m, 0,5 m, 1 m y 3 m.

**Figura 33**

*Estructuras para la comparación del efecto de la altura.*



La Tabla 23 resume los ítems principales para la comparación de alturas.

**Tabla 23**

*Ítems de diseño: comparación de alturas*

<b>ítem</b>	<b>valor</b>
<b># de paneles policristalinos</b>	8
<b># de microinversores</b>	4
<b>Peso paneles (cada estructura)</b>	37 kg
<b>Potencia instalada total</b>	2 360 W

La Tabla 24 resume de manera general los ítems principales del sistema comparativo. El sistema fotovoltaico tendrá una capacidad instalada de 25930 W distribuidos en 87 paneles fotovoltaicos, 46 monocristalinos, 26 policristalinos y 15 amorfos, cuenta con la implementación de 24 microinversores, 1 inversor string y 1 inversor central. Las dimensiones del parque fotovoltaico son de 71.18[m] de ancho por 58.09 [m] de largo para un área total de 4135 m<sup>2</sup>.

**Tabla 24**

*Ítems del sistema fotovoltaico diseñado.*

<b>ítem</b>	<b>valor</b>
<b># de paneles policristalino</b>	26
<b># de paneles monocristalino</b>	46
<b># de paneles amorfo</b>	15
<b># de paneles total</b>	87
<b># de microinversores</b>	24
<b># de inversores central</b>	1

<b># de inversores string</b>	1
<b># de inversores total</b>	26
<b>potencia total instalada</b>	25930 W
<b>área total</b>	4135 m <sup>2</sup>

Todas las estructuras deben garantizar condiciones de seguridad estructural frente a condiciones climáticas extremas, tener una buena solidez, ser de fácil instalación y flexibles para atender situaciones locales de construcción. La Tabla 25 especifica detalles técnicos básicos para el diseño y construcción de las estructuras soporte de los paneles fotovoltaicos e inversores de potencia.

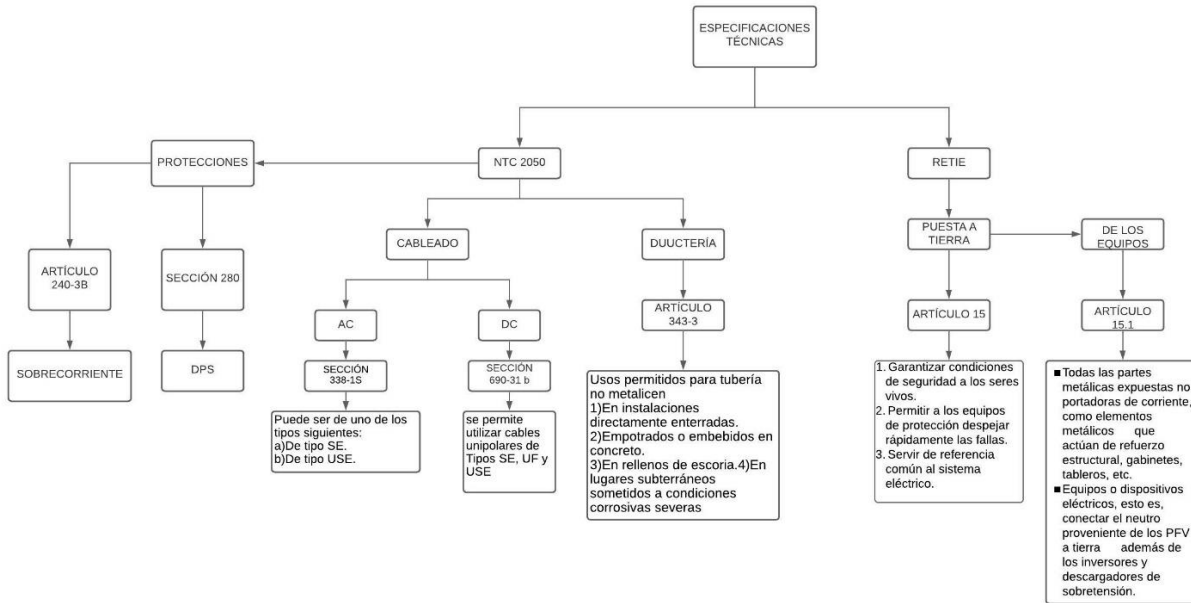
**Tabla 25***Especificaciones técnicas para construcción de las estructuras*

<b>ítem</b>	<b>valor</b>
<b>ángulo de inclinación</b>	según corresponda con el módulo a evaluar
<b>orientación del modulo</b>	según corresponda con el módulo a evaluar
<b>disposición del montaje</b>	en filas
<b>sitio aplicable</b>	campo abierto
<b>marco del panel</b>	enmarcar/sin enmarcar
<b>carga del viento</b>	60 m/s
<b>material</b>	aleación de aluminio (anodizado) de alta resistencia al6005-t5
<b>materiales de las partes pequeñas</b>	acero inoxidable

## 6. Especificaciones Técnicas del Sistema Fotovoltaico

Se describen las especificaciones técnicas eléctricas para el proyecto, cálculos y selección de los conductores, ductería, protecciones y requisitos generales del sistema de puesta a tierra, siguiendo las disposiciones normativas del RETIE y la NTC 2050 entre otras. Figura 34.

**Figura 34***Normativas utilizadas*



## 6.1. Cableado

### 6.1.1. Cableado Corriente Continua (CC)

Teniendo en cuenta las disposiciones presentadas en el RETIE y la NTC 2050 Sección 690-31 b, donde se indica que,

se permite utilizar cables unipolares de Tipos SE, UF y USE, siempre que se instalen de la misma manera que los cables multiconductores de Tipo UF.

El cable seleccionado para todo el sistema eléctrico en CC es el conductor exzhellent sclar con aislamiento XLPE, 1000 V y 90 °C diseñado y aprobado bajo la norma UL4703, comercializado por procable. Los tramos que comprenden el sistema en CC son: paneles fotovoltaicos-caja secundaria, caja secundaria-inversor. En la Tabla 26 se especifica la sección transversal mínima para cada tramo del sistema.

**Tabla 26**

*Sección transversal para cada tramo del sistema en CC.*

comparativa	tramo	sección [mm <sup>2</sup> ]
	1	
	2	
	4	

<b>inclinaciones</b>	5	1.5
	7	
	8	
	10	
	11	
<b>altura</b>	1	1.5
	2	
	4	
	5	
	7	
	8	
	10	
<b>paneles</b>	1	6
	2	2.5
	4	4
	5	1.5
	7	2.5
	8	1.5
<b>orientación norte-sur</b>	1	6
	2	2.5
	4	4
	5	1.5
	7	2.5
<b>orientación este-oeste</b>	8	1.5
	11	6
	12	2.5
	14	4
	15	1.5
<b>inversores</b>	17	2.5
	18	1.5
	1	1.5
	2	
	4	
5		
7		
	8	

*Nota. Los tramos se especifican en el diagrama unifilar del sistema.*

Los cálculos para la sección transversal mínima del conductor, así como la ficha técnica del conductor exzhellent sclar se puede consultar en el Apéndice C.

### 6.1.2. Cableado corriente alterna (CA)

Conforme a la Sección 338-1 de la NTC 2050, un cable de acometida es un conjunto de uno o varios conductores con o sin cubierta exterior, utilizado fundamentalmente para acometidas y que puede ser de uno de los tipos siguientes:

- a) De tipo SE: De tipo SE con cubierta retardante de la llama y resistente a la humedad.
- b) De tipo USE: De tipo USE, identificado para uso subterráneo, con cubierta resistente a la humedad, pero no necesariamente retardante de la llama.

Teniendo en cuenta lo anterior y que el cableado AC comprende los tramos entre, inversor-tablero secundario-punto de conexión común-tablero general y realizado de manera subterránea, el cable seleccionado para el sistema AC es el conductor THHN/THWN-2 CT, resistente a la humedad, el calor, abrasión, elementos químicos, aceites, gasolina y retardante a la llama.

El calibre seleccionado para cada tramo, Tabla 27, no excede una caída de tensión y unas pérdidas por efecto Joule superiores al 2% y 1%, respectivamente.

**Tabla 27**

*Calibre para cada tramo del sistema en AC.*

<b>comparativa</b>	<b>tramo</b>	<b>calibre</b>
<b>inclinación</b>	3	14
	6	
	9	
	12	
	13	
<b>altura</b>	3	14
	6	
	9	
	12	
	13	
<b>paneles</b>	3	14
	6	
	9	
	10	
	3	14

<b>orientación norte-sur</b>	6	
	9	
	10	4
<b>orientación este-oeste</b>	13	
	16	14
	19	
	20	2
<b>inversores</b>	3	14
	6	
	9	12
	10	6
conexión común-tablero general		4

*Nota. Los tramos se especifican en el diagrama unifilar del sistema.*

La ficha técnica del conductor THHN/THWN-2 CT y los cálculos para la selección de los calibres por tramos se pueden consultar en el Apéndice C.

## 6.2. Ductería

Los tramos que comprenden de inversores a tableros secundarios, de tableros secundarios al punto de conexión común y del punto de conexión común al tablero principal de la instalación serán subterráneos. La tubería se selecciona teniendo en cuenta las condiciones del terreno de la instalación, al tratarse de un terreno de relleno constituido por material areno-arcilloso, se selecciona tubería Conduit subterránea no metálica. Sus usos permitidos según el Artículo 343-3 de la NTC 2050 son:

- 1) En instalaciones directamente enterradas.
- 2) Empotrados o embebidos en concreto.
- 3) En rellenos de escoria.
- 4) En lugares subterráneos sometidos a condiciones corrosivas severas, como se especifica en el Artículo 300-6 y sujetos a productos químicos para los que el conjunto esté específicamente aprobado.

Todas las canalizaciones serán en tubería Conduit PVC SCH40. La Tabla 28 expone los calibres de ductería a utilizar por cada tramo, los cálculos utilizados para llegar a esta elección y la ficha técnica de la tubería se pueden consultar en el Apéndice C.

**Tabla 28***Calibre de ductería.*

<b>comparación</b>	<b>tramo</b>	<b>calibre cableado AWG</b>	<b>calibre ducto [pulgada]</b>
<b>inclinación</b>	3	14	½
	6		
	9		
	12		
	13		
<b>altura</b>	3	14	½
	6		
	9		
	12		
	13		
<b>paneles</b>	3	14	½
	6		
	9		
	10		
<b>orientación norte- sur</b>	3	14	½
	6		
	9		
	10		
	13		
<b>orientación este- oeste</b>	16	14	½
	19		
	20		
	2		
<b>inversores</b>	3	14	½
	6		
	9		
	12		
	10	6	¾
	conexión común- tablero general	4	1

*Nota. Los tramos se especifican en el diagrama unifilar del sistema. Anexo C.*

Paralelamente al ducto de potencia se ubica una ductería de ½” para el cableado de datos y comunicaciones.

### 6.3. Puesta a Tierra

Como se establece en el Artículo 15 del RETIE, las funciones de un sistema de puesta a tierra (SPT) son:

1. Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
2. Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
3. Servir de referencia común al sistema eléctrico.
4. Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.
5. Transmitir señales de RF en onda media y larga.
6. Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

#### 6.3.1. Puesta a tierra de los equipos

Se deben poner a tierra permanente, según lo enunciado en el Artículo 15.1 del RETIE y en la Sección 690 Literal E de la NTC 2050,

- Todas las partes metálicas expuestas no portadoras de corriente, como elementos metálicos que actúan de refuerzo estructural, gabinetes, tableros, etc.
- Equipos o dispositivos eléctricos, esto es, conectar el neutro proveniente de los PFV a tierra además de los inversores y descargadores de sobretensión.

Por lo tanto, todas las estructuras comparativas diseñadas serán aterrizadas por medio de varillas de puesta a tierra de cobre, *commercial hard draw* de 97% de conductividad. Además, todos los tableros o demás partes metálicas expuestas deberán estar unidas a tierra por medio de

puentes o conexiones equipotenciales y posteriormente unirse a los barrajes de puesta a tierra dispuestos en cada tablero.

### **6.3.2. Cálculo del conductor de puesta a tierra de los equipos.**

#### *Equipos en DC*

El cálculo del conductor de puesta a tierra de los equipos en DC se realiza según lo expresado en el Artículo 690-45 y 250-93 de la NTC 2050, estos son:

**Sección transversal del conductor de puesta a tierra de equipos.** En los sistemas fotovoltaicos en los que la corriente de cortocircuito de la fuente de alimentación sea menor al doble de la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobre corriente, el conductor de puesta a tierra de equipos debe tener una sección transversal no menor a la de los conductores de los circuitos.

**Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra para corriente continua.** El conductor del electrodo de puesta a tierra no debe ser de calibre menor al del conductor de mayor calibre alimentado por la instalación.

#### *Equipos en AC*

El cálculo del conductor de puesta a tierra de los equipos en AC se realiza según lo expresado en el Artículo 250-95 de la NTC 2050, esto es:

**Calibre de los conductores de puesta a tierra de los equipos.** Cada conductor de puesta a tierra de equipos debe tener un calibre determinado sobre la base de la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobre corriente que proteja los conductores del circuito en el conducto o cable.

Los respectivos calibres para el conductor de puesta a tierra tanto para DC y AC son iguales a los calibres de conductores por fase para cada tramo. Los calibres seleccionados se pueden consultar en las Tablas 26 y 27.

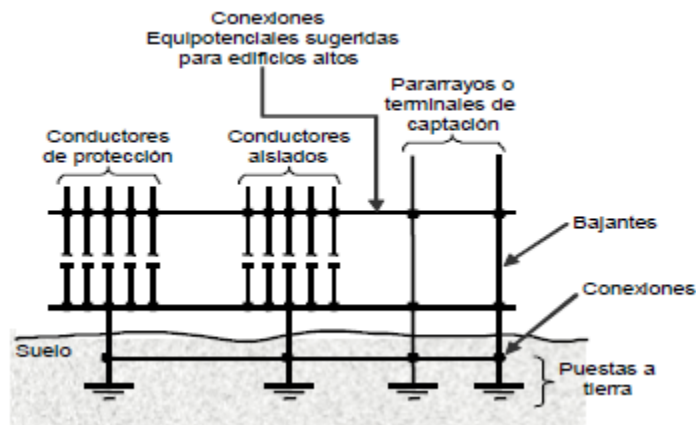
### 6.3.3. Malla de puesta a tierra

La puesta a tierra del sistema es el conjunto de elementos conductores equipotenciales en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa y que comprenden electrodos, conexiones y cables enterrados.

La configuración del sistema de puesta a tierra a implementar se especifica en el artículo 15.1 del RETIE, el cual es un sistema aterrizado (equipos y sistema eléctrico conectado a tierra) tal como se muestra en la figura 35.

#### Figura 35

*Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas.*



*Nota.* Tomado de Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), resolución no. 9 0708 de agosto 30 de 2013. Figura 15.1

Las especificaciones indican que cuando por requerimientos estructurales o del sistema eléctrico existan varias puestas a tierra, todas deben estar interconectadas eléctricamente. Para el caso particular de este proyecto, se interconectarán las puestas a tierra DC y AC.

#### 6.3.4. Especificaciones técnicas básicas para la malla de puesta a tierra

La siguiente especificación técnica tiene como objeto establecer las especificaciones básicas para el diseño de la malla de puesta a tierra. Se recomienda que el diseño sea realizado por un experto en el área.

*Tensión de servicio:* La tensión de la red eléctrica en baja tensión BT asignada es de 120/208 V.

*Corriente de falla simétrica a tierra:* La corriente de falla simétrica a tierra será suministrada por la empresa de energía en el punto de conexión con la red. Los trámites para conocer el dato exacto suministrado por la ESSA se salen de lo propuesto en este trabajo de grado, por lo tanto, para efecto de este proyecto se supondrá una corriente de falla simétrica a tierra de 2 [kA].

*Tiempo de despeje de falla:* El tiempo de despeje de la falla será de 0.5 [s].

*Resistividad del terreno:* Al no disponer con la medida de la resistividad del terreno, se toma como valor de referencia 400 [ $\Omega/m$ ] (Arias, Echeverry y Hoyos. 2012).

*Área del parque solar:* Las dimensiones del parque solar fotovoltaico son:

Largo= 71.18 [m], ancho = 58.09 [m], área= 4135 [m<sup>2</sup>]

*Electrodo de puesta a tierra:* Varilla de puesta a tierra solida de cobre: Copper, commercial hard draw de 97% de conductividad.

*Tensiones de paso y toque:* Para el cálculo de las tensiones de paso y de toque tolerables, se supondrá un peso estimado para una persona de 50 kg.

La Tabla 29 resume las especiaciones básicas para el diseño de la puesta a tierra del sistema.

**Tabla 29**

*Especificaciones básicas para el cálculo de puesta a tierra.*

ítem	valor
tensión de servicio	120/208 V

<b>corriente de falla simétrica a tierra</b>	2 kA
<b>tiempo de despeje de la falla</b>	0.5 s
<b>resistividad del terreno</b>	400 $\Omega/m$
<b>área</b>	4270.8 $m^2m^2$
<b>Electrodo de puesta a tierra</b>	Copper, commercial hard draw de 97% de conductividad.
<b>Peso de la persona considerado</b>	50 kg

#### 6.4. Protecciones

Los dispositivos de protección eléctrica tienen como función principal actuar sobre el sistema eléctrico en caso de situaciones anormales de funcionamiento, ya sea interrumpiendo, reduciendo, aislando o despejando la falla. Para el correcto funcionamiento del sistema se dimensionan todas las protecciones siguiendo lo establecido por la NTC 2050 sección 230 literal F, 280 y 690. Por tratarse de un sistema fotovoltaico, los dispositivos de protección deben estar diseñados de manera específica para cada tipo de corriente AC o DC.

##### 6.4.1. Protecciones en corriente continua

###### *Protección contra sobretensiones transitorias (DPS)*

Todos los paneles fotovoltaicos y estructuras de soporte están expuestos a sobretensiones de tipo atmosférico de manera directa o indirecta, para el cálculo de la protección contra sobretensión se aplica la Sección 280 de la NTC 2050 específicamente el Artículo 280-4<sup>a</sup>.

Para circuitos de menos de 1.000 V. El valor nominal del descargador de sobretensiones debe ser igual o mayor que la máxima tensión continua de fase a tierra a la frecuencia de suministro que se pueda producir en el punto de aplicación. Los descargadores de sobretensiones instalados en circuitos de menos de 1.000 V deben estar certificados para ese fin.

Los dispositivos para limitar sobretensiones transitorias originadas por descargas atmosféricas o maniobras sobre el sistema serán DPS de la marca ABB.

*Protección contra sobre cargas*

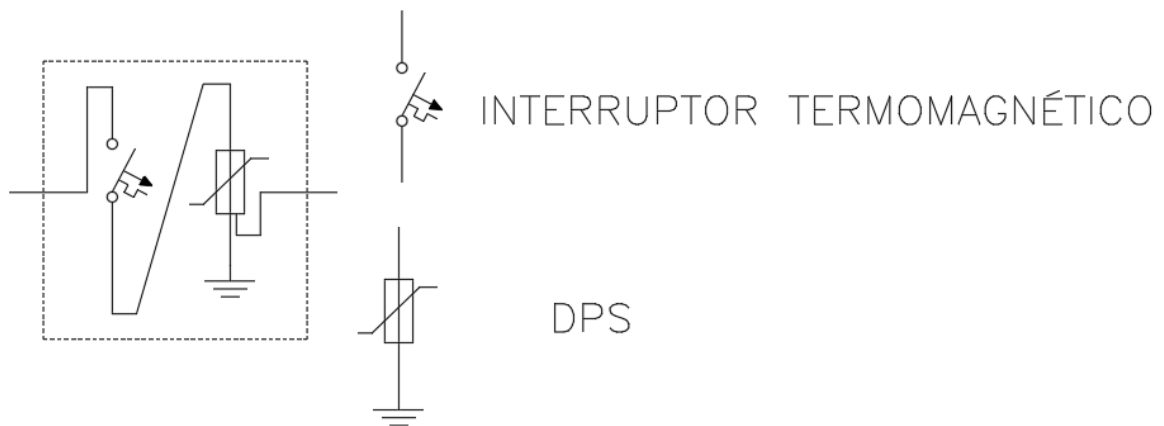
Protección para proteger contra sobrecargas y cortocircuitos, también se utilizan como medio de corte o desconexión, de modo que permita realizar operaciones sobre un conjunto de elementos del sistema. El dimensionamiento de esta protección se realiza de tal manera que su corriente nominal o de disparo no debe ser menor a 125% de la corriente de cortocircuito de los paneles solares.

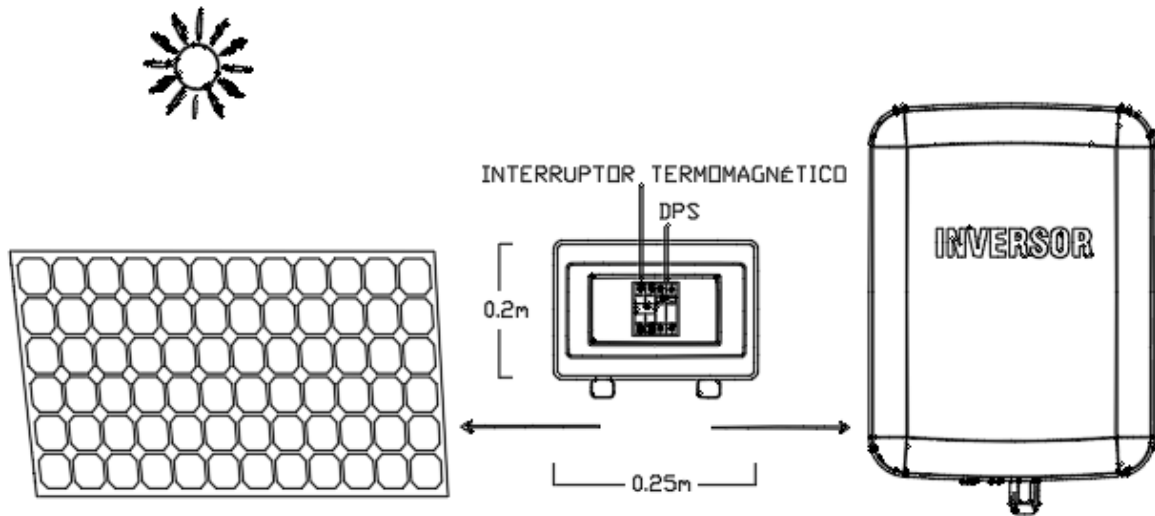
El dispositivo de protección contra sobrecargas utilizado será un interruptor termomagnético DC.

La Figura 36 muestra el unifilar de las cajas secundarias encargadas de la protección en la parte DC del sistema.

**Figura 36**

*Unifilar caja secundaria para protecciones en DC*





*Nota.* Adaptado de *Protecciones para sistemas fotovoltaicos de autoconsumos-solar*. Las cajas secundarias se utilizan principalmente como medio de desconexión y están ubicadas entre los paneles fotovoltaicos e inversores. Caja polimérica, plástica. Medidas aproximadas.

#### *Flujo inverso de corriente*

La nubosidad de la zona de estudio podría generar ciertas condiciones de baja irradiancia solar y los PFV pueden convertirse en una carga para el sistema, generando que el flujo de corriente se invierta y entre a los PFV; con el fin de prevenir esta condición se instala la protección contra flujo de corriente inverso en serie con el conductor positivo del panel fotovoltaico. Para dimensionar este dispositivo se utiliza la corriente calculada que circular por el conductor. El dispositivo de protección contra flujo inverso serán diodos de bloqueo.

Los cálculos y referencias comerciales de las protecciones DC elegidas se pueden encontrar en el Apéndice C.

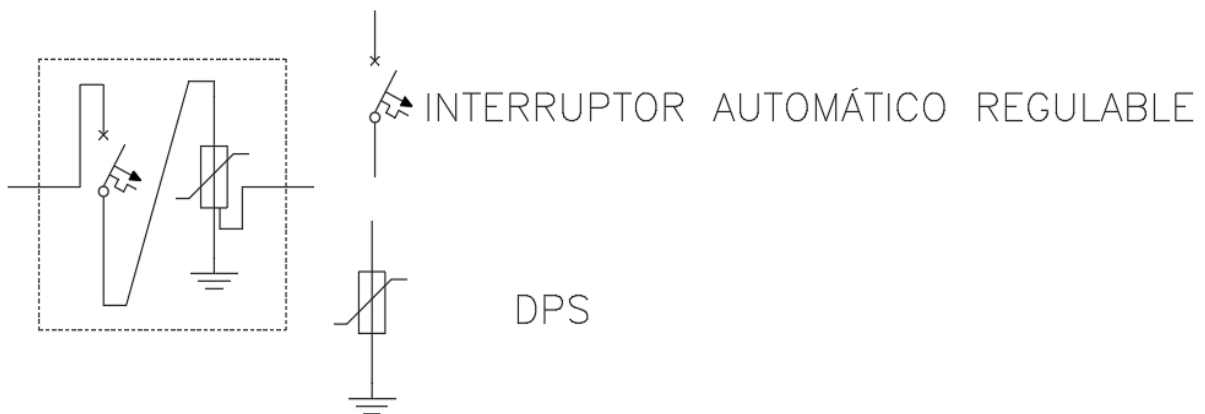
#### **6.4.2. Protecciones en corriente alterna**

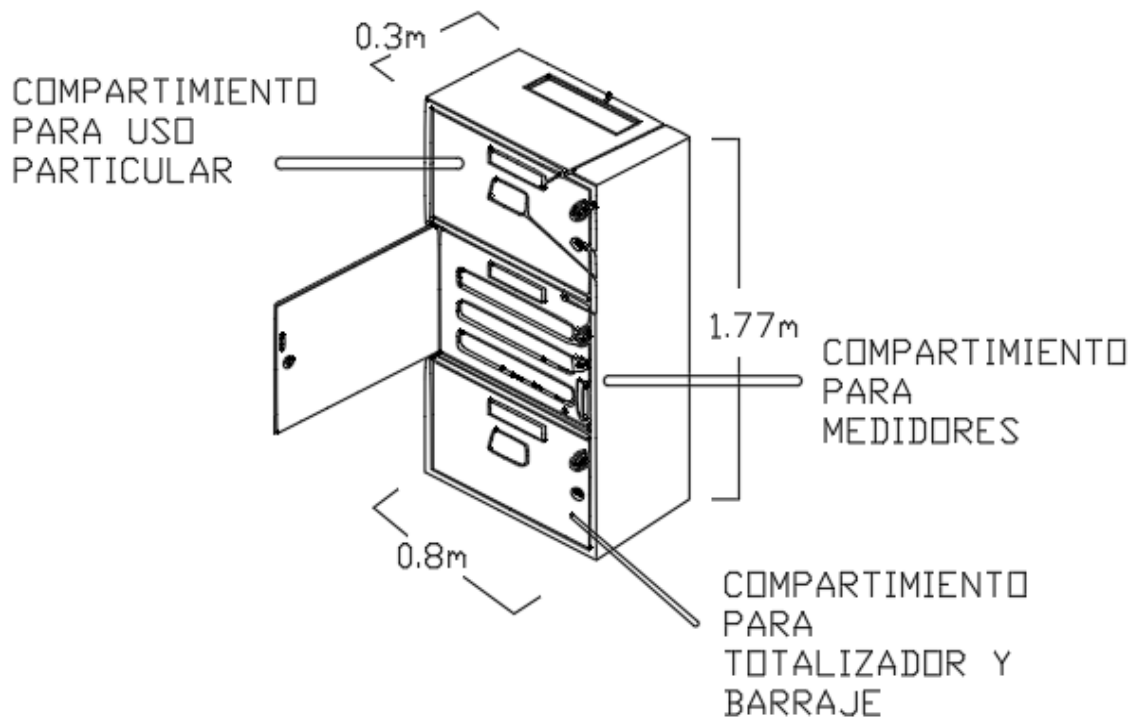
Protección contra sobrecargas

La protección se utiliza normalmente para proteger contra sobrecargas y cortocircuitos que puedan degradar progresivamente el conductor, además se usa como medio de corte o desconexión, de modo que permita realizar operaciones sobre un conjunto de elementos del sistema. El dimensionamiento de esta protección se realiza de tal manera que su corriente nominal o de disparo no debe ser menor a 125% de la corriente nominal que transitará por el conductor a proteger. Los dispositivos de protección contra sobrecargas, Figuras 37 y 38, serán:

- Interruptor termomagnético AC para las salidas de los inversores.
- Interruptor termomagnético general AC para las salidas de los tableros secundarios.
- Interruptor diferencial para las salidas de los tableros secundarios.
- Interruptor automático regulable para el tablero general.
- Dispositivo contra sobretensión DPS para el tablero general.

**Figura 37**  
*Unifilar tablero general*





*Nota.* Adaptado de *Diagrama armario* de (Cens, n.d.). El tablero general se ubica entre los tableros secundarios y la red. Las láminas laterales, del fondo y superior, deberán ser en lámina de acero tipo Cold Rolled de calibre BWG 16 (1,588 mm) como mínimo. Medidas aproximadas.

#### Protección contra sobrecorriente

El dimensionamiento del dispositivo de protección contra sobre corriente en AC se realiza según lo contemplado en el Artículo 240-3 b,

Dispositivos de 800 A nominales o menos. Se permite usar el dispositivo de protección contra sobrecorriente del valor nominal inmediato superior a la capacidad de corriente de los conductores que proteja, siempre que se cumplan todas las siguientes condiciones:

- 1) Que los conductores protegidos no formen parte de un circuito ramal con varias salidas que alimenten tomacorrientes para cargas portátiles conectadas con cordón y clavija.
- 2) Que la capacidad de corriente de los conductores no corresponda con la corriente nominal de un fusible o interruptor automático de circuitos sin ajuste para disparo por sobrecarga por

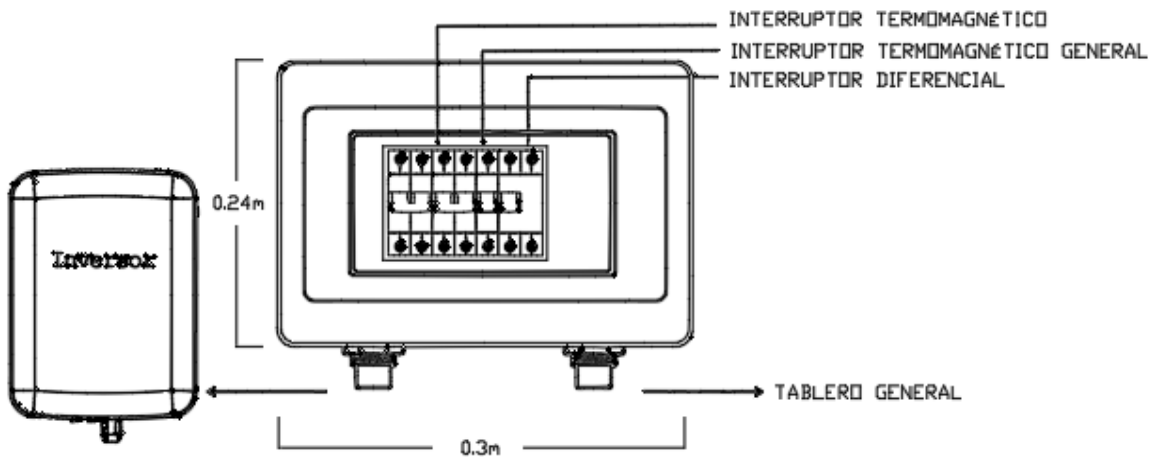
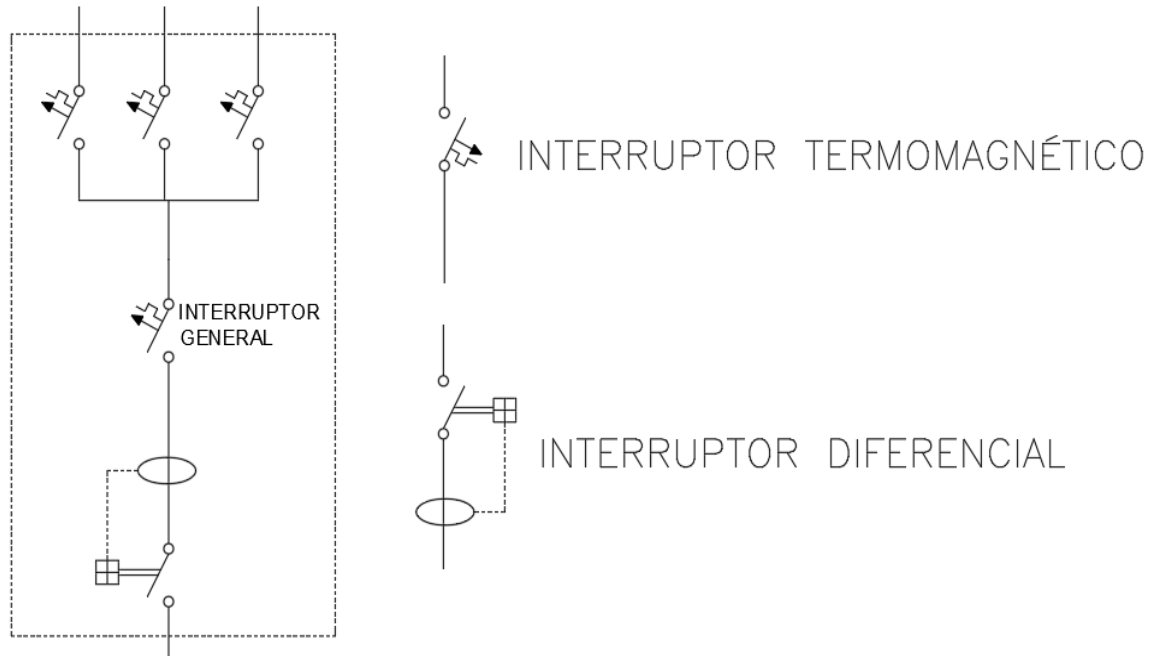
encima de su valor nominal (pero está permitido que tenga otros ajustes de disparo o valores nominales).

3) Que el valor nominal inmediato superior seleccionado no supere los 800 A.

El dispositivo de protección contra sobrecorriente será un interruptor diferencial comercializado por Schneider Electric.

**Figura 38**

*Unifilar tablero secundario para protecciones en AC*



*Nota.* Adaptado de *Protecciones para sistemas fotovoltaicos* de autoconsumos-solar. Los tableros secundarios se ubican entre los inversores y el tablero general. Caja polimérica, plástica. Medidas aproximadas. Se deja un espacio para la ubicación de un meter.

Los cálculos y referencias comerciales de las protecciones en AC elegidas se pueden encontrar en el Apéndice C.

## **7. Medición y Monitorización de las Variables de Interés**

### **7.1. Identificación de variables de interés**

La medición es un procedimiento que permite obtener la magnitud de un parámetro físico de fenómenos que ocurren en la naturaleza, con la finalidad de comparar estos valores respecto a un valor patrón de referencia y de esta manera cuantificar o evaluar aquello en lo que se desee tener información. Las variables climatológicas contempladas para el proyecto son:

- Irradiancia global
- Temperatura ambiente
- Temperatura de operación del panel fotovoltaico
- Humedad relativa
- Velocidad del viento

Además de las variables climáticas, se determina un conjunto de variables eléctricas que cumplan con el propósito de comparar cada uno de los subsistemas de la instalación y realizar el control constante del funcionamiento del sistema eléctrico. Estas variables son:

VARIABLES ELÉCTRICAS DE OPERABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO

- Potencia
- Tensión

- Corriente

Variables eléctricas para analizar comparativamente los subsistemas fotovoltaicos

- Energía
- Potencia
- Temperatura del panel fotovoltaico

### 7.2. Instrumentos para la medición de las variables seleccionadas

Luego de identificar las variables a medir, es necesario establecer los equipos o instrumentos que realizarán la medición y los requisitos mínimos que deben cumplir para garantizar condiciones de confiabilidad, validez y precisión.

La Tabla 30 muestra las magnitudes físicas a medir y el instrumento que permite realizar la medición.

**Tabla 30**

*Magnitudes físicas a medir*

<b>magnitud</b>	<b>instrumento</b>	<b>unidad</b>
<b>irradiancia global</b>	piranómetro	W/m <sup>2</sup>
<b>temperatura ambiente</b>	termómetro	°C
<b>temperatura del panel</b>	sensor de temperatura	°C
<b>humedad relativa</b>	higrómetro	%
<b>velocidad del viento</b>	anemómetro	m/s
<b>tensión</b>	voltímetro	V
<b>corriente</b>	amperímetro	A
<b>potencia</b>	vatímetro	W
<b>energía</b>	medidor	W/h

Todo instrumento de medición debe reunir al menos tres requisitos esenciales para garantizar su medida,

*Confiabilidad.* Al aplicar la medición al mismo objeto de manera repetida, el instrumento es capaz de proporcionar siempre iguales o similares resultados.

*Validez.* Debe existir alguna forma de demostrar la manera en cómo se realiza la medición, es decir, se refiere al grado en la que un instrumento mide realmente la variable que pretende medir.

*Precisión y exactitud.* La precisión es la tolerancia en la medida del instrumento y define los límites de error que emplea el instrumento en condiciones normales de funcionamiento. La exactitud es la cualidad del instrumento por la que tiende a dar lecturas próximas al valor verdadero de la magnitud medida.

La Tabla 31 presenta valores de precisión característicos de diferentes instrumentos de medida.

**Tabla 31**

*Valores de precisión para diferentes instrumentos de medida*

<b>Precisión</b>	<b>Error relativo</b>
<b>Precisión Mediocre</b>	10% o más
<b>Precisión Normal</b>	De 5 a 10%
<b>Precisión Media</b>	De 1 a 10%
<b>Alta Precisión</b>	De 0.1 a 1%
<b>Muy Alta Precisión</b>	Inferior a 0.1%

*Nota.* Adaptado de *Introducción a Mediciones Eléctricas e Instrumentos Analógicos*.

(<https://docplayer.es/67138058-Introduccion-a-mediciones-electricas-e-instrumentos-analogicos.html>)

Los equipos o instrumentos de medición que se implementarán no deberán superar un error porcentual del 5% en la medida. Además, los requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida que sean utilizados serán tomados según se indica en la Resolución CREG 038 del 2014 (código de medida) Tablas 32 y 33.

**Tabla 32**

*Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida*

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 ó 2	2 ó 3	--	--

Nota. Tomado de *Resolución CREG 038 del 2014*, Tabla 2.

**Tabla 33**

*Clasificación de puntos de medición*

Tipo de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI, [MVA]
1	$C \geq 15.000$	$CI \geq 30$
2	$15.000 > C \geq 500$	$30 > CI \geq 1$
3	$500 > C \geq 50$	$1 > CI \geq 0,1$
4	$50 > C \geq 5$	$0,1 > CI \geq 0,01$
5	$C < 5$	$CI < 0,01$

Nota. Tomado de *Resolución CREG 038 del 2014*, Tabla 1.

### 7.3. Selección de Equipos

#### 7.3.1. Equipos de medición de variables eléctricas operativas.

Las variables eléctricas de operación permiten conocer el funcionamiento del sistema eléctrico. La Figura 39 expone las especificaciones técnicas del GELA ENERGY METER, medidor bidireccional seleccionado para medir las variables de interés. Se instalará en las salidas de cada tablero secundario y en el tablero general, permitiendo la medición y seguimiento de las

variables, tensión, corriente y potencia. Este equipo permite también medir energía, factor de potencia y la frecuencia.

### Figura 39

*Especificaciones técnicas de medidor gela energy meter*

#### Características

- \* Medidas kWh Kvarh, KW, Kvar, KVA, PF, Hz, dmd, V, A, etc.
- \* Medición bidireccional IMP & EXP
- \* Dos salidas de pulso
- \* Modbus RS485
- \* Montaje en riel DIN 35mm
- \* Conexión directa 100A



#### Exactitud

- \* Voltaje  $0 \cdot 5\%$  del rango máximo
- \* Corriente  $0 \cdot 5\%$  del valor nominal
- \* Frecuencia  $0 \cdot 2\%$  de frecuencia media
- \* Factor de potencia 1% de la unidad
- \* (0,01) Potencia activa (W)  $\pm 1\%$  del rango máximo
- \* Potencia reactiva (VAr)  $\pm 2\%$  del rango máximo
- \* Potencia aparente (VA)  $\pm 1\%$  del rango máximo
- \* Energía activa (Wh) Clase 1 IEC 62053-21
- \* Energía reactiva (VARh)  $\pm 2\%$  del rango máximo
- \* Distorsión armónica total 1% hasta 31° armónico

*Nota.* Datos proporcionados por Green Energy Latinoamérica.

### ***7.3.2. Equipos de medición de variables eléctricas para la comparación de los subsistemas fotovoltaicos***

Las variables eléctricas para el análisis comparativo, potencia y energía generada por cada subsistema fotovoltaico, serán obtenidos del sistema de monitorización incluidos en los inversores seleccionados.

### ***7.3.3. Equipos de medición de variables climáticas***

Para la medición de las variables climáticas se selecciona la estación meteorológica PVmet-330, Figura 40. Para la medición de la temperatura del panel fotovoltaico se seleccionó el sensor PT 1000, Figura 41.

#### **Figura 40**

*Especificaciones técnicas estación meteorológica PVmet-330*

RainWise Inc.	
Specifications	PVmet™ -330
<b>Power Requirements</b>	
10 to 30 VDC at 50mA	
<b>Operating Environment</b>	
Temperature:	- 40° to 60°C (- 40° to 140°F)
Relative Humidity:	0-100%, Condensing
<b>Global and Plane-of-Array (POA) Irradiance Sensors</b>	
Sensor Range:	0 to 1750 W/m <sup>2</sup>
Accuracy:	+/- 5%
Cosine Response 45°:	+/- 1%
Cosine Response 75°:	+/- 5%
Operational Temperature:	- 25° to 55°C (-13° to 131°F)
Resolution:	1W/m <sup>2</sup>
<b>Ambient Air Temperature Sensor</b>	
Range:	- 40° to 80°C (- 40° to 176°F)
Accuracy:	+/- 0.3°C (.54°F)
Thermal Time Constant	30 sec.
Resolution:	0.1°C
<b>Anemometer</b>	
<b>Speed</b>	<b>Direction</b>
Range: 0 to 67 m/s	Range: 360°, No Deadband
Accuracy: Greater of 0.45 m/s or 5%	Accuracy: +/- 11.25°
Resolution: 1 m/s	Resolution: 22.5°
Threshold: 0.45 m/s at a 10% Deflection	
<b>Relative Humidity</b>	
Range:	0 to 100%
Accuracy:	+/- 5%
Resolution:	1%
<b>Barometric Pressure</b>	
Range:	552 to 1084 hPa (mbar)
Accuracy:	+/- 1.7 hPa (mbar)
Resolution:	1 hPa (mbar)
<b>Precipitation</b>	
Range:	0 mm/hr to 762 mm/hr
Accuracy:	+/- 2% at 25.4 mm/hr
Resolution:	0.254 mm
<b>Materials</b>	
Polyvinyl Chloride, Acrylonitrile Butadiene Styrene, Fiberglass, Stainless Steel, Powder Coated Aluminum, Polypropylene, Lexan®, Makrolon® 2658.	
<b>Electronics</b>	RoHS Compliant
<b>Seal Lead Acid Battery</b>	RoHS Exempt
<b>Physical</b>	
Packaged Dimensions:	91.44cm x 50.8 cm x 33.02 cm (36" x 20" x 13")
Packaged Weight:	9.07 kg (20 lbs.)
<b>Warranty</b>	
3 Year	

**Figura 41**  
Especificaciones técnicas sensor de temperatura Pt 1000



Sensor	Pt1000
Measuring principle	Platinum resistance wire
Measuring range	- 20°C to + 150°C
Tolerance	± 0.8°C (in the range of - 20 to + 100 °C)
Housing	Injection moulded plastic with aluminium plate, incl. adhesive tape
Dimensions	50 x 50 x 8mm
Connection cable	3m Cu cable, Silicone insulation, UV resistant, 2-conductor connection, free ends with cable end sleeve
Max. cable length	20m
Protection mode	IP65

#### **7.4. Requerimientos para la monitorización de las variables seleccionadas**

Los instrumentos seleccionados para la medición de las diferentes variables establecida tienen la posibilidad de comunicación serial RS 485 con protocolo MODBUS RTU para gestión remota. La estación meteorológica está equipada con un puerto de comunicación RS 485 que admite un subconjunto de comandos MODBUS RTU para comunicación con un host (anfitrión) y luego realizar la gestión de los datos registrados a través del aplicativo web del fabricante de la estación meteorológica. Además, se requiere un punto de conexión de 24 [V] en CC para la alimentación de la fuente de la estación meteorológica.

La monitorización de las variables eléctricas operativas se puede realizar a través de la pantalla integrada en el medidor de energía seleccionado y presenta también una interfaz de comunicación serial RS 485 utilizando protocolo MODBUS RTU para comunicación remota.

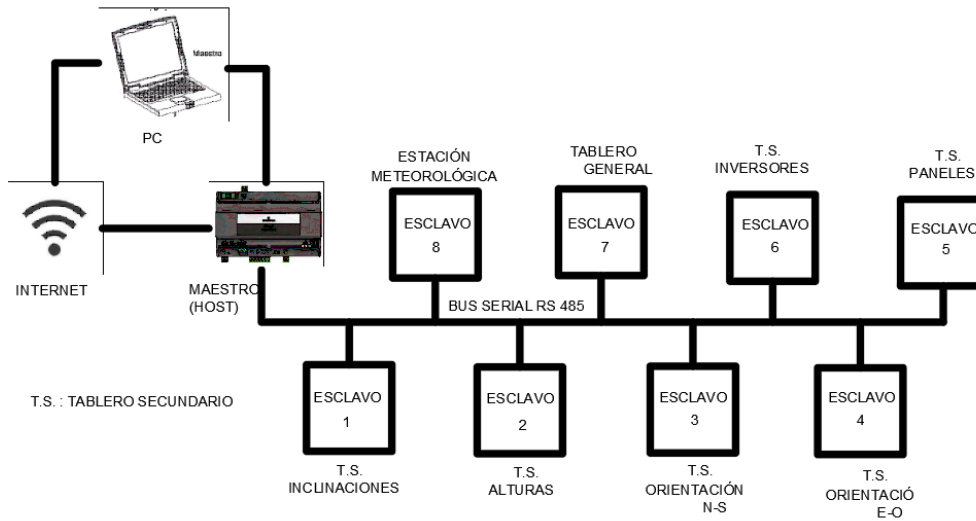
##### **7.4.1. Red RS 485**

El RS 485 es un estándar de comunicación usado en aplicaciones de control y adquisición de datos. Una de sus principales ventajas es que permite poner varios dispositivos RS 485 en un mismo bus creando una red de comunicación. Esto permite enviar información a largas distancias, hasta 1200 m con una velocidad de transmisión de datos de 100 Kbits/s, esta red utiliza el protocolo de comunicación maestro-esclavo, en el cual un dispositivo (maestro) controla a los demás dispositivos (esclavos), con el protocolo de comunicación MODBUS.

Los medidores de energía ubicados en los tableros secundario, en el tablero principal y la estación meteorológicas serán los dispositivos esclavos, mientras que un dispositivo controlador (host) será el maestro. La Figura 42 muestra una representación de la red de comunicación para la transferencia de la información.

#### **Figura 42**

*Red de comunicación serial RS 485.*



#### 7.4.2. Conexión a Internet

Para la comunicación y gestión de la información de manera remota, se requiere que la zona de estudio tenga un punto de conexión físico donde se pueda acceder a internet. Este tipo de conexión pueden ser:

- Red Digital de Servicios Integrados (RDSI)
- Asymmetric Digital Subscriber Line o Línea de Abonado Digital Asimétrica (ADSL)
- Cable (fibra óptica, fibra + coaxial)
- Red inalámbrica (WLAN)

## 8. Conclusiones

El método de análisis de decisión multicriterio resulta una herramienta de evaluación muy útil en la toma de decisiones en proyectos donde se involucran varios parámetros de decisión críticos para el desarrollo del mismo proyecto. En este contexto, esta técnica sirvió de apoyo para elegir los tipos de PFV e inversores de potencia que se utilizan en el desarrollo del proyecto de grado.

Se presenta un diseño de estructuras para la comparación de los PFV e inversores de potencia. Para este propósito, se seleccionan 5 escenarios comparativos que evalúan el impacto de ángulo de inclinación, la altura de instalación, la orientación de la instalación, la mejor tecnología de PFV estudiada y la mejor tecnología de inversor de potencia estudiada, teniendo en cuenta las consideraciones del sitio de instalación.

La tensión del sistema eléctrico del parque solar es 120/208 [V], teniendo en cuenta los rangos de tensión de conexión de los inversores de potencia y la tensión de conexión brindada por el operador eléctrico.

El diseño propuesto abarca un área de 4135 m<sup>2</sup>. Contiene 12 estructuras para la comparación de los cinco escenarios planteados con una capacidad instalada de 25930 Wp representados en 87 paneles fotovoltaicos, distribuidos en 46 monocristalinos, 26 policristalinos y 15 amorfos. Además de implementaron 26 inversores en total distribuidos en 24 microinversores, 1 inversor string y 1 inversor central.

Se presenta el diseño de un sistema de monitorización y medición de las diferentes variables involucradas en el proyecto que aprovecha los medios de comunicación de cada elemento y se plantea una red de comunicación serial RS 485 con protocolo de comunicación Modbus y tipología maestro-esclavo para facilitar la comunicación de manera remota, además también se

aprovecha las plataformas de comunicación que ofrecen los fabricantes de los inversores potencia para poder hacer gestión de estos.

### Referencias Bibliográficas

- Arias D., Echeverry O., Patiño F. 2012. *Relaciones geoelectricas en la exploracion geotecnica*. Boletín de Ciencias de la Tierra, Núm. 31 (2012).
- Arráez, O., Muñoz, N. y López, J. (2017). *Performance and Economical Comparison between Micro-Inverter and String Inverter in a 5,1 kWp Residential PV-System in Colombia*. 1-5.
- Balo F., Şağbanşua L. (2016). *The selection of the best solar panel for the photovoltaic system design by using AHP*. ELSEVIER. doi: 10.1016/j.egypro.2016.10.151
- Bruce T. (2011). *Investigation of Cost and Performance Characteristic of Photovoltaic Panels* (Tesis pregrado), University of Southern Queensland, Australia.
- Cens, S. A. E. S. P. (n.d.). *Cens s especificaciones tecnicas de tableros para equipo de medida especificaciones técnicas tableros para equipos de medida cens-norma técnica-cns-nt-11-26 especificaciones tecnicas de tableros para equipo de medida*.
- Il ProfE Alt, V. V., Berg, L., & Köppen, von W. (1936). *Handbuch der Klimatologie in fünf Bänden Das geographische System der Klimate*. www.borntraeger-cramer.com
- Cifuentes C., Luque V., Peña K. (2018). *Identificación de sistemas de generación fotovoltaica ene le área metropolitana de Bucaramanga* (Tesis pregrado), Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- (2020). Clima de Bucaramanga. Calido-Templado. Clima-de. Recuperado de:  
<https://www.clima-de.com/bucaramanga/>

Diebel J., Norda J., Kretchmer O. El clima promedio en Bucaramanga. Tomado de

<https://es.weatherspark.com/y/24381/Clima-promedio-en-Bucaramanga-Colombia-durante-todo-el-a%C3%B1o>

Do Nascimento L., Braga M., Dolla R., Antunes R., Ruther R. (2018). *PV Systems in Warm and Sunny Climates: Performance Assessment of Commercially Available Solar Photovoltaic Technologies under Different Climatic Conditions in the Brazilian Energy Mix*. Universidad Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil.

Doni A., Dughiero F., Lorenzoni A. (2010). *A comparison between thin film and c-si pv technologies for mw size applications*. Department of Electrical Engineering, University of Padova. Padova, Italy.

(2016). Expert Choice (11,1,3238). Windows. Estados Unidos: Expert Choice. Número de licencia 11111K90811-0000080000A010116022816.

Foxon, T J, Gross, R, Chase, A, Howes, J, Arnall, A, Anderson, D (2005), "UK innovation systems for new and renewable energy technologies: drivers, barriers and systems failures", *Energy Policy* 33, 2123-2137

García, M. (2009). *Métodos para la comparación de alternativas mediante un sistema de ayuda de decisión* (Tesis doctoral). Universidad Politécnica de Cartagena, Cartagena, Colombia.

George Makrides, Bastian Zinsser, Matthew Norton and George E. Georghiou (2012).

*Performance of Photovoltaics Under Actual Operating Conditions, Third Generation Photovoltaics*, Dr. Vasilis Fthenakis (Ed.), ISBN: 978-953-51-0304-2, InTech,

Available from: <http://www.intechopen.com/books/third->

[generationphotovoltaics/performance-of-photovoltaics-under-actual-operating-conditions](#)

Il ProfE Alt, V. V., Berg, L., & Köppen, von W. (1936). *Handbuch der Klimatologie in fünf Bänden Das geographische System der Klimate*. www.borntraeger-cramer.com

King, D.; Kratochvil, J.A. & Boyson, W.E. (1997). Measuring the Solar Spectral and Angle of Incidence Effects on Photovoltaic Modules and Solar Irradiance Sensors, Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1113-1116, ISBN 0-7803-3767-0, Anaheim, USA, September 1997.

Lizarazú Y., Torres L. (2010). Diseño de un sistema de generación eléctrica fotovoltaica y de una red eléctrica en corriente continua de baja tensión para el posible nuevo edificio de eléctrica II de la Universidad Industrial de Santander (Tesis Pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Makrides, G.; Zinsser, B.; Georghiou, G.E.; Schubert, M. & Werner, J.H. (2009).

Temperature Behavior of Different Photovoltaic Systems Installed in Cyprus and Germany. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol.93, No.6-7, (June 2009), pp. 1095–1099

Marigo N., Foxon T., Pearson P. *Comparing innovation systems for solar photovoltaics in the United Kingdom and in China*. South Kensington Campus, Londres, Inglaterra.

Mendoza A., Solano C., Palencia D., García D. (2018). *Aplicación del proceso de jerarquía analítica (AHP) para la toma de decisión con juicios de expertos*. *Revista chilena de ingeniería*, 27, 348-460.

Meteoblue. (2006-2020). Clima de Bucaramanga. Licencia Creative Commons. Recuperado de:

[https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/bucaramanga\\_colombia\\_3688465](https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/bucaramanga_colombia_3688465)

Mohring D., Stellbogen G. (2008). *Annual energy harvest of pv systems – advantages and drawbacks of different pv technologies*, European Photovoltaic Solar Energy Conference. Valencia, España.

Muhammad, S., Mahmood, T. y Ahmad, M. (2015). Photovoltaic Technology Selection Using Analytical Hierarchical Process. *Journal of Solar Energy Engineering*, 137, 1-12.  
DOI: 10.1115/1.4029543.

Osma G., Ordoñez G. (2019). *Measuring factors influencing performance of rooftop pv panels in warm tropical climates*, Solar Energy 185, 112-123. Bucaramanga, Colombia.

Panel Solar hasta 400W (22,6% Efic.) - SunPower Maxeon max2, max3. (n.d.). Retrieved November 12, 2020, from <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/sunpower/max2-max3/>

Pérez A. (2019). Pasantía de Investigación: Ingeniería Conceptual para Evaluar la Instalación de un Parque Solar Fotovoltaico en el Sitio de Disposición Final de Residuos Sólidos el Carrasco. (Tesis pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

(2020). *Photovoltaics report*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE Projects GmbH. Friburgo, Alemania. Recuperado de:

<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>

Qasem H., Betts R., Müllejans H., AlBusairi H., Gottschalg R. (2011). Dust effect on pv modules. Centre for Renewable Energy Systems Technology (CREST), Department of Electronic and Electrical Engineering, Loughborough University, Leicestershire, Reino Unido. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy, Renewable Energy Unit, I-21027 Ispra (VA), Italy. Kuwait Institute for Scientific Research (KISR) Building and Energy Technologies Department, P.O Box 24885 Safat 13109, Kuwait.

Saaty, T.L. (1980): *The Analytic Hierarchy Process*. McGraw-Hill, New York.

SESLab, TEC. Especialización en sistemas fotovoltaicos. Recuperado de:

<http://seslab.org/fotovoltaico/index.html>

Velazco, D. (2010). *Evaluación de alternativas de comunicación para los parámetros de calidad de potencia de media tensión y medidas de los consumos de energía de baja tensión* (Tesis de maestría). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Vargas, L. (1989). *An overview of the Analytic Hierarchy Process and its applications*. European Journal of Operational Research, 48, 2-8.

Yang B., Sun Y., Lin Y. (2011). Decision-making on PV Modules for Very Large-Scale Photovoltaic Systems using Improved Analytic Hierarchy Process. Department of Illuminating Engineering & Light Sources, School of Information Science and Engineering; Engineering Research Center of Advanced Lighting Technology, Ministry of Education, Fudan University. Shanghai, P. R. China.

Yilmaz S., Ozcalik H., Kesler S., Dincer F., Yelmen B. (2015). The analysis of different PV power systems for the determination of optimal PV panels and system installation—A case study. *El sevier*. 52, 1015-1024

## Apéndices

## Apéndice A. Datos Técnicos de Paneles e Inversores

A continuación, se muestra la base de datos de los paneles solares e inversores de potencia evaluados en este trabajo, asimismo, las especificaciones técnicas de los módulos e inversores elegidos.

## Figura A1

## Base de Datos Panel Tecnología Monocristalina

No.	Distribuidor	Lugar	Empresa distribuidora	contacto	Referencia PFV
1	Yingli Green Energy	Colombia	Yingli Solar	T: +57 (310)7335332 E: caribbean@yingli.com	YLM 144 CELL
2	Yingli Green Energy	Colombia	Yingli Solar	T: +57 (310)7335332 E: caribbean@yingli.com	YLM 120 CELL
3	Yingli Green Energy	Colombia	Yingli Solar	T: +57 (310)7335332 E: caribbean@yingli.com	YLM 60 CELL
4	Yingli Green Energy	Colombia	Yingli Solar	T: +57 (310)7335332 E: caribbean@yingli.com	YLM 72 CELL
5	Yingli Green Energy	Colombia	Yingli Solar	T: +57 (310)7335332 E: caribbean@yingli.com	YLM 60 CELL
6	Yingli Green Energy	Colombia	Yingli Solar	T: +57 (310)7335332 E: caribbean@yingli.com	YLM 72 CELL
7	JA Solar	Colombia	Energía & Movilidad	T: +57 17563184 E:info@energiaymovilidad.com	JAM72S01
8	Solar People	Colombia	Copower	T: +57 (310)7911562 E:comercial@copower.cpm.co	AE BIFACIAL SERIE DOBLE GLASS AE DGM6
9	Solar People	Colombia	Copower	T: +57 (310)7911562 E:comercial@copower.cpm.co	AE HOT SPOT SERIE AE M6-72
10	Solar People	Colombia	Copower	T: +57 (310)7911562 E:comercial@copower.cpm.co	AE POWERPLUS SERIE AE M6L-72

## Figura A2

## Base de Datos Panel Tecnología Policristalina

No.	Distribuidor	Lugar	Empresa distribuidora	contacto	Referencia PFV
1	Yingli Green Energy	Colombia	Yingli Solar	T: +57 (310)7335332 E: caribbean@yingli.com	YGE 60 CELL
2	Yingli Green Energy	Colombia	Yingli Solar	T: +57 (310)7335332 E: caribbean@yingli.com	YGE 72 CELL
3	Yingli Green Energy	Colombia	Yingli Solar	T: +57 (310)7335332 E: caribbean@yingli.com	YGE 72 CELL SERIES 2 HSF SMART
4	Yingli Green Energy	Colombia	Yingli Solar	T: +57 (310)7335332 E: caribbean@yingli.com	YGE 72 SERIES 2
5	SolarTex	Colombia	zshsine solar	T: +57 1489 6800	ZXP6-LD72 Series
6	SolarTex	Colombia	QCELLS	T: +57 1489 6801	Q,POWER L-G5.0.G
7	SolarTex	Colombia	TALESUN	T: +57 1489 6802	TP672P
8	SolarTex	Colombia	SERAPHIM	T: +57 1489 6803	SRP-6PA
9	SolarTex	Colombia	RISEN	T: +57 1489 6804	RSM72-6/4BB
10	SolarTex	Colombia	QCELLS	T: +57 1489 6805	Q,PLUS L-G4.2

## Figura A3

## Base de Datos Panel Tecnología Amorfa

No.	Distribuidor	Lugar	Empresa distribuidora	contacto	Referencia PFV
1	AmpleSun	China	AmpleSun	T: +86 571 86911755 E:sales@amplesun.com	ASF100
2	GENERAL MEMBRANE	Italia	GENERAL MEMBRANE	T: +39 0421 322000	General solar ePV 136 s - c014
3	GENERAL MEMBRANE	Italia	GENERAL MEMBRANE	T: +39 0421 322001	General solar ePV 144 s - c015
4	Green Energy Technology	Taiwan	Green Energy Technology	T: +886 3 4160207 E:contact@getinc.com.tw	A SERIES FULL-360
5	HyET Solar	Holanda	HyET Solar	T: +31 (0) 26 3623944 E:info@hyetsolar.com	PowerFoil® 165
6	Jumao Photonics	China	Jumao Photonics (Xiamen)	T: +86 592 5935731 E:sales@jumaosolar.com	JMP-120/125/130W-TF
7	NexPower	Taiwan	NexPower	T: +886 4 2580888 E: sales@nexpw.com	NT-160AG
8	VIDURSOLAR	España	VIDURSOLAR	T: +34 938 748 650 E: vidurglass@vidurglass.es	V50 L4 P173
9	ecodirect	Estados Unidos	ecodirect	T:888-899-3509 opción 1 E:sales@ecodirect.com	XRD36-300
10	moserbaer solar	India	moserbaer solar	E: pvinfo@moserbaer.in	Power Series FS BIN-350

## Figura A4

## Base de Datos Inversores Centrales

No.	Distribuidor	Lugar	Empresa distribuidora	contacto	Referencia INV
1	AROS SOLAR	España	AROS SOLAR TECHNOLOGY	T:+34 (0)902 02 66 54 E:comercial@aros-solar.es	SIRIO k12
2	INGETEAM	Colombia	Ambiente Soluciones	T:+57 (301) 3676492 E:servicioalcliente@ambientesoluciones.com	INGECON SUN TL
3	AROS SOLAR	España	AROS SOLAR TECHNOLOGY	T:+34 (0)902 02 66 54 E:comercial@aros-solar.es	Sirio k15
4	AROS SOLAR	España	AROS SOLAR TECHNOLOGY	T:+34 (0)902 02 66 54 E:comercial@aros-solar.es	Sirio k40
5	AROS SOLAR	España	AROS SOLAR TECHNOLOGY	T:+34 (0)902 02 66 54 E:comercial@aros-solar.es	Sirio k64

**Figura A5***Base de Datos Inversores String*

No.	Distribuidor	Lugar	Empresa distribuidora	contacto	Referencia INV
1	SMA	Colombia	SunColombia	T:+57 (1) 4864718 E: info@suncolombia.com	Sunny Boy 3.0
2	SMA	Colombia	SunColombia	T:+57 (1) 4864718 E: info@suncolombia.com	Sunny Tripower 8.0
3	SMA	Colombia	SunColombia	T:+57 (1) 4864718 E: info@suncolombia.com	Sunny Boy 1.5
4	KACO	Colombia	SolarTex	T:+57 1 489 6800	blueplanet 3.0 TL3
5	ABB	Colombia	SolarTex	T:+57 1 489 6800	UNO-2.0-TL-OUTD


**Figura A6***Base de Datos Micro Inversores*

No.	Distribuidor	Lugar	Empresa distribuidora	contacto	Referencia INV
1	Apsystems	Colombia	suneo	T: +57 2326762 / +57 3174317892	YC600
2	Anphase	Colombia	My Green Power	T:+571 3163520595/+571 3133913431/+571 3162346645	IQ7PLUS-72-2-INT
3	AEconversion	Alemania	AEconversion	T: +49 (0) 2927-9194-10 E:info@aeconversion.de	INV500-90
4	Apsystems	Colombia	suneo	T: +57 2326762 / +57 3174317892	QS1
5	AEconversion	Alemania	AEconversion	T: +49 (0) 2927-9194-10 E:info@aeconversion.de	INV350-90

Ficha Técnica Panel Policristalino Seleccionado

**YINGLI SOLAR**

**YGE  
60 CELL  
SERIES 2**

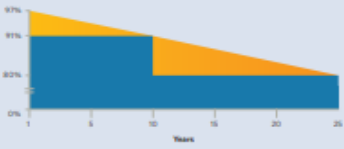


**19.6%**  
CELL EFFICIENCY

**12 YEAR**  
PRODUCT WARRANTY

**0 - 5W**  
POWER TOLERANCE

**25 Years Linear Warranty**



Year	Yingli's Linear Performance Warranty (%)	Industry Standard Warranty (%)
1	97%	97%
5	97%	97%
10	97%	97%
15	97%	97%
20	97%	97%
25	97%	~82%

■ Yingli's Linear Performance Warranty  
■ Industry Standard Warranty

**YINGLISOLAR.COM**



## IMPROVED POWER NEVER SETTLE FOR LESS

Independently tested for proven product quality and long-term reliability. Millions of PV systems installed worldwide demonstrate Yingli's industry leadership.



**Higher Durability**

The multi-busbar design can decrease the risk of the cell micro-cracks and fingers broken.



**High Power Density**

High conversion efficiency and more power output per square meter, by lower series resistance and improved light harvesting.



**PID Resistant**

Tested in accordance to the standard IEC 62804, our PV modules have demonstrated resistance against PID (Potential Induced Degradation), which translates to security for your investment.



**Advanced Glass**

Our high-transmission glass features a unique anti-reflective coating that directs more light on the solar cells, resulting in a higher energy yield.

**Yingli Green Energy**

Yingli Green Energy Holding Company Limited, known as "Yingli Solar", is one of the world's leading solar panel manufacturers with the mission to provide affordable green energy for all. Yingli Solar makes solar power possible for communities everywhere by using our global manufacturing and logistics expertise to address unique local challenges.

# YGE 60 CELL SERIES 2

## ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)									
Module type			YLXXXP-29b (XXX=Pmax) YLXXXP-29b 1500V (XXX=Pmax)						
Power output	$P_{max}$	W	295	290	285	280	275	270	
Power output tolerances	$P_{max}$	W	0/+5						
Module efficiency	$\eta_m$	%	18.0	17.7	17.4	17.1	16.8	16.5	
Voltage at $P_{max}$	$V_{mp}$	V	32.0	31.7	31.5	31.3	31.0	30.8	
Current at $P_{max}$	$I_{mp}$	A	9.22	9.15	9.05	8.95	8.88	8.77	
Open-circuit voltage	$V_{oc}$	V	38.5	38.4	38.2	38.0	37.8	37.7	
Short-circuit current	$I_{sc}$	A	9.74	9.65	9.55	9.45	9.36	9.26	

STC: 1000W/m<sup>2</sup> irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3. Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m<sup>2</sup> according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)								
Power output	$P_{max}$	W	217.6	213.9	210.2	206.5	202.8	199.2
Voltage at $P_{max}$	$V_{mp}$	V	29.5	29.2	29.0	28.8	28.6	28.4
Current at $P_{max}$	$I_{mp}$	A	7.38	7.32	7.24	7.16	7.10	7.02
Open-circuit voltage	$V_{oc}$	V	35.8	35.7	35.5	35.4	35.2	35.1
Short-circuit current	$I_{sc}$	A	7.87	7.80	7.72	7.64	7.56	7.48

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m<sup>2</sup> irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

## THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	45 +/- 2
Temperature coefficient of $P_{max}$	$\gamma$	%/°C	-0.39
Temperature coefficient of $V_{oc}$	$\beta_{voc}$	%/°C	-0.30
Temperature coefficient of $I_{sc}$	$\alpha_{isc}$	%/°C	0.05

## OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V <sub>DC</sub> /1500V <sub>DC</sub>
Max. series fuse rating*	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

\*DO NOT CONNECT FUSE IN COMBINER BOX WITH TWO OR MORE STRINGS IN PARALLEL CONNECTION

## CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / number of busbars)	60 / multicrystalline silicon / 12 or 5
Frame (material)	anodized aluminum alloy
Junction box (protection degree)	≥ IP67
Cable (length / cross-sectional area)	1000mm / 4mm <sup>2</sup>

\* Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.  
\* The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

## QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730, CE, ISO 9001:2015, ISO 14001:2015, BS OHSAS 18001:2007, SA 8000



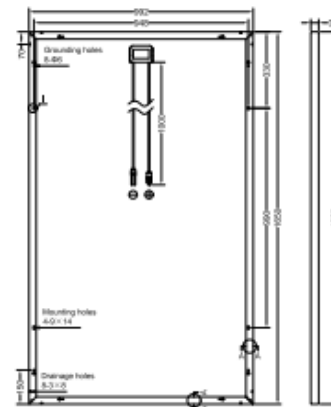
## GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1650mm / 992mm / 35mm
Weight	18.5kg

## PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	30
Number of pallets per 40' container	28
Packaging box dimensions (L / W / H)	1700mm / 1120mm / 1140mm
Box weight	588kg

Unit: mm



**Warning:** Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli Solar modules.

Yingli Partners:

Yingli Green Energy Holding Co., Ltd.

service@yingli.com

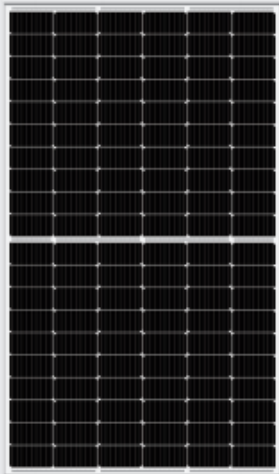
Tel: +86-312-2188055

YINGLISOLAR.COM

## Ficha Técnica Panel Monocristalino Seleccionado

**YINGLI SOLAR**

**YLM  
120 CELL  
Half Cell**




**22.3%**  
CELL EFFICIENCY

**12 YEAR**  
PRODUCT WARRANTY

**0 - 5W**  
POWER TOLERANCE

**25 Years Linear Warranty**



**YINGLISOLAR.COM**



## IMPROVED POWER NEVER SETTLE FOR LESS

Choosing the best P-type monocrystalline cells, YLM series modules are making the best out of your system. Trust in the expertise of Yingli and well proven technology.



#### Higher Durability

The multi-busbar design can decrease the risk of the cell micro-cracks and fingers broken.



#### High Power Density

High conversion efficiency and more power output per square meter, by lower series resistance and improved light harvesting.



#### Half-cell Design

Less energy loss caused by shading due to new cell string layout and split J-box, and lower cell connection power loss due to half-cell design.



#### Bigger Cells with better performance

A slight increase of the size of our cells, Boosts the performance of the newest modules by six percent on average.

#### Yingli Green Energy

Yingli Green Energy Holding Company Limited, known as "Yingli Solar", is one of the world's leading solar panel manufacturers with the mission to provide affordable green energy for all. Yingli Solar makes solar power possible for communities everywhere by using our global manufacturing and logistics expertise to address unique local challenges.

# YLM 120 CELL

## ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type	YLxxxD-34d 1/2(XXX=Pmax) YLxxxD-34d 1500V 1/2(XXX=Pmax)						
			350	355	360	365	370
Power output	$P_{max}$	W	350	355	360	365	370
Power output tolerances	$\Delta P_{max}$	W	0 / + 5				
Module efficiency	$\eta_m$	%	19.2	19.5	19.8	20.0	20.3
Voltage at $P_{max}$	$V_{mp}$	V	33.25	33.45	33.65	33.85	34.05
Current at $P_{max}$	$I_{mp}$	A	10.53	10.62	10.70	10.79	10.87
Open-circuit voltage	$V_{oc}$	V	40.45	40.65	40.85	41.05	41.25
Short-circuit current	$I_{sc}$	A	11.03	11.11	11.19	11.27	11.35

STC: 1000W/m<sup>2</sup> irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.  
Average relative efficiency reduction of 3.0% at 200W/m<sup>2</sup> according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

			259.3	263.0	266.7	270.4	274.1
Power output	$P_{nom}$	W	259.3	263.0	266.7	270.4	274.1
Voltage at $P_{nom}$	$V_{mp}$	V	30.8	31.0	31.2	31.3	31.5
Current at $P_{nom}$	$I_{mp}$	A	8.42	8.50	8.56	8.63	8.70
Open-circuit voltage	$V_{oc}$	V	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Short-circuit current	$I_{sc}$	A	8.93	8.99	9.06	9.12	9.19

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m<sup>2</sup> irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

## THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	45 +/- 2
Temperature coefficient of $P_{max}$	$\gamma$	%/°C	-0.37
Temperature coefficient of $V_{oc}$	$\beta_{max}$	%/°C	-0.29
Temperature coefficient of $I_{sc}$	$\alpha_{sc}$	%/°C	0.06

## OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V <sub>DC</sub> /1500V <sub>DC</sub>
Max. series fuse rating *	20A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

\* DO NOT CONNECT FUSE IN COMBINER BOX WITH TWO OR MORE STRINGS IN PARALLEL CONNECTION

## CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material)	120 / monocrystalline silicon
Frame (material)	anodized aluminum alloy
Junction box (protection degree)	≥ IP67
Cable (length / cross-sectional area)	400(300)mm/ 4mm <sup>2</sup>

\* Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.

\* The data do not refer to a single module and they are not part of the offer; they only serve for comparison to different module types.

## QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730, CE, ISO 9001:2015, ISO 14001:2015, BS OHSAS 18001:2007, SA 8000



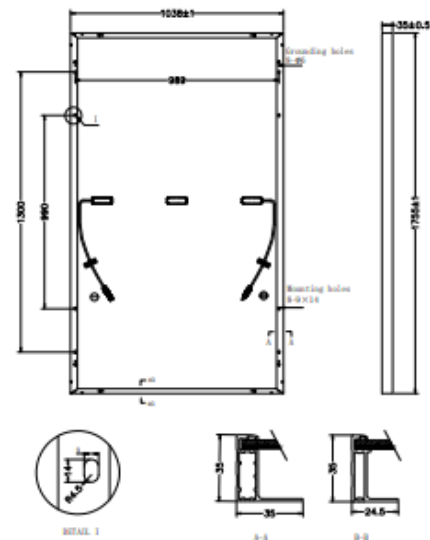
## GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1755mm / 1038mm / 35mm
Weight	19.5kg

## PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	30
Number of pallets per 40' container	26
Packaging box dimensions (L / W / H)	1795mm / 1110mm / 1185mm
Box weight	620kg

Unit: mm



**Warning:** Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing and operating Yingli Solar modules.

Yingli Partners:

Yingli Green Energy Holding Co., Ltd.

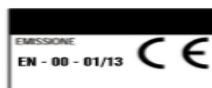
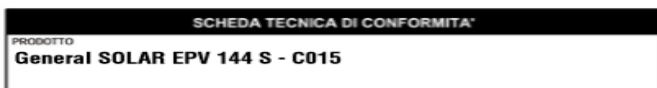
service@yingli.com

Tel: +86-312-2188055

YINGLISOLAR.COM



### Ficha Técnica Panel Amorfo Seleccionado



**RANGE - General SOLAR EPV 144 S**

The waterproofing photovoltaic modules General SOLAR PV® are available in the standard versions with different measures and power.



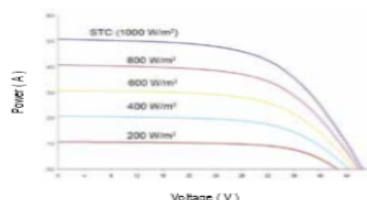
**General SOLAR EPV 144 S**

**144 Wp per module  
1 long stripe**  
measures: 54.12 x 373 x 7 mm  
area: 2,19 mq

All the datas in mm. Tolerances: length: ± 5 mm, width: ± 3 mm

**FEATURES V-I**

Characteristic V-I curve with different levels of radiation, AM1.5 and cell temperature of 25 °C



**THE ELECTRICAL SPECIFICATIONS HERE REPORTED REFER TO THE SINGLE STRIPE OF 144 Wp - General SOLAR EPV 144 S**

**ELECTRICAL SPECIFICATIONS**

**STC**

(Standard test conditions)	
(1000 W/m², AM1.5, cells temperatures 25 °C)	
<b>Maximal rated power (P<sub>max</sub>)</b>	144 Wp
<b>Voltage with P<sub>max</sub> (V<sub>mp</sub>)</b>	33 V
<b>Power with P<sub>max</sub> (I<sub>mp</sub>)</b>	4,36 A
<b>Short-circuit power (I<sub>sc</sub>)</b>	5,3 A
<b>Open circuit voltage (V<sub>oc</sub>)</b>	46,2 V
<b>Maximum Series Fuse Rating</b>	10 A

**NOCT**

(Nominal Operating Cell Temperature)	
(800 W/m², AM1.5, wind 1 m/sec.)	
<b>Maximal rated power (P<sub>max</sub>)</b>	111 Wp
<b>Voltage with P<sub>max</sub> (V<sub>mp</sub>)</b>	30,8 V
<b>Power with P<sub>max</sub> (I<sub>mp</sub>)</b>	3,6 A
<b>Short-circuit power (I<sub>sc</sub>)</b>	4,3 A
<b>Open circuit voltage (V<sub>oc</sub>)</b>	42 V
<b>NOCT</b>	46 °C

**TEMPERATURE COEFFICIENT**

(with AM1.5, radiation power 1000 W/m²)	
<b>Temperature coefficient (TC) of I<sub>sc</sub></b>	0.00 1/°K (0.10%/°C)
<b>Temperature coefficient (TC) of V<sub>oc</sub></b>	-0.0038/°K (-0.38%/°C)
<b>Temperature coefficient (TC) of P<sub>max</sub></b>	-0.0021/°K (-0.21%/°C)
<b>Temperature coefficient (TC) of I<sub>mp</sub></b>	0.00 1/°K (0.10%/°C)
<b>Temperature coefficient (TC) of V<sub>mp</sub></b>	-0.003 1/°K (-0.31%/°C)

y = yreference • [1 + TC • (T - Treference)]

**NOTES:**

1. During the first 8-10 weeks of operation, electrical output exceeds specified ratings. Power output may be higher by 15%, operating voltage may be higher by 11% and operating current may be higher by 4%.
2. Electrical specifications are based on measurements performed at standard test conditions of 1000 W/m2 irradiance, Air Mass 1.5, and cell temperature of 25 °C after stabilization.
3. Actual performance may vary up to 10% from rated power due to low temperature operation, spectral and other related effects. Maximum system open-circuit voltage not to exceed 600 VDC per UL, 1000 VDC per TÜV Rheinland.
4. Specifications subject to change without notice.

The data on the technical data sheet are medium and indicative data related to the current production and they can be updated in any moment without notice by General Membrane SpA. The technical information that GENERAL MEMBRANE SpA gives represent its best technical knowledge on the characteristics and the proper use of the product. Considering the different field of use and the possible combination of specific elements and situation that are not depending by General Membrane, the company doesn't have any responsibility for results. It's the buyer responsibility to determine the suitability of the product for the intended application.



[www.generalmembrane.it](http://www.generalmembrane.it)



GENERAL MEMBRANE S.p.A. Via Venezia 538, 30022 Ceggia (Venezia) Italia – Tel. +39.0421.322.000 – Fax +39.0421.322.800 – [www.generalmembrane.it](http://www.generalmembrane.it) – [www.generalsolarpv.com](http://www.generalsolarpv.com)

### Ficha Técnica Inversor Central

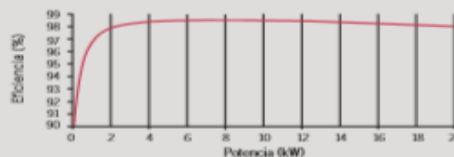
	20TL	33TL
<b>Valores de Entrada (DC)</b>		
Rango pot. campo FV recomendado <sup>23</sup>	20,6 - 26,8 kW	34 - 45 kW
Rango de tensión MPP <sup>23</sup>	560 - 820 V	
Tensión mín. para Pnom a Vac nominal	560 V	
Tensión máxima <sup>23</sup>	1.000 V	
Corriente máxima <sup>49</sup>	37 A	61 A
Número de entradas	1	
MPPT	1	
<b>Valores de Salida (AC)</b>		
Potencia nominal	20 kW	33 kW
Máx. temperatura a potencia nominal <sup>53</sup>	55 °C	51 °C
Corriente máxima	29 A	48 A
Tensión nominal	400 V	
Rango de tensión	187 - 528 V	304 - 528 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz	
Tipo de red <sup>62</sup>	TT / TN	
Factor de Potencia	1	
Factor de Potencia ajustable <sup>27</sup>	Sl. Smáx=20 kVA; Qmax=20 KVAR	Sl. Smáx=33 kVA; Qmax=20 KVAR
THD	<3%	
<b>Rendimiento</b>		
Eficiencia máxima	98,5%	
Euroeficiencia	98,3%	

<b>Datos Generales</b>		
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada	
Caudal de aire	200 m³/h	400 m³/h
Consumo en stand-by <sup>48</sup>	10 W	
Consumo nocturno	1 W	
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 65 °C	
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%	
Grado de protección	IP65	
Marcado	CE	
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC 62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100	
Normativa de conexión a red	RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-16 Ed. III, CEI 0-21, VDE-AR N 4105:2011-08, G59/2, GR3/2 <sup>66</sup> , PO.12.3, AS4777.2, AS4777.3, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, Chilean Grid Code, Romanian Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, IEEE 929, Thailand M.E.A & PEA requirements, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code	

<b>Elementos integrados</b>	
Bornas	✓
DC Seccionador	✓
Descargadores DC y AC, tipo 3	✓

**Notas:** <sup>19</sup> Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica <sup>20</sup>  $V_{MPP,min} = 560$  V cuando Vac = 400 V. Para otros casos:  $V_{MPP,min} = 1,4 \times Vac$  <sup>21</sup> No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas <sup>48</sup> La corriente máxima por conector FV es 11 A para las versiones Premium <sup>49</sup> Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% <sup>50</sup> Estas unidades deberán conectarse a una red trifásica en estrella con neutro aterrado. El neutro de la red debe conectarse al equipo. <sup>51</sup> Q=0 fuera del rango de tensión MPP <sup>52</sup> Consumo desde el campo fotovoltaico <sup>53</sup> Solo para inversores hasta 16 A de salida.

**Rendimiento INGECON® SUN 20TL** Vdc = 600 V



### Ficha Técnica Inversor String

#### Curva de rendimiento

STP10.0-3AV-40

Coeficiente de rendimiento [%]

Potencia de salida / Potencia asignada

- - - Eta ( $U_{mp} = 320$  V)  
— Eta ( $U_{mp} = 580$  V)  
- - - Eta ( $U_{mp} = 800$  V)

Inset:  $\eta_{inv}$  [%] vs  $U_{mp}$  [V]

#### Accesorios (opcional)

TS4-R-X

M

S

O

- M: Monitorización
- S: Desconexión
- O: Optimización

Gateway (GTWY)      SMA Energy Meter

● De serie   ○ Opcional   — No disponible  
 Datos en condiciones nominales  
 Versión: 11/2019

Datos técnicos	Sunny Tripower 8.0	Sunny Tripower 10.0
<b>Entrada (CC)</b>		
Potencia máx. del generador fotovoltaico	15000 Wp	15000 Wp
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V
Rango de tensión del MPP	260 V a 800 V	320 V a 800 V
Tensión asignada de entrada	580 V	
Tensión de entrada mín. / de inicio	125 V / 150 V	
Corriente máx. de entrada, entradas: A / B	20 A / 12 A	
Corriente de cortocircuito máx. por entrada A/B	30 A / 18 A	
Número de entradas de MPP independientes / strings por entrada de MPP	2 / A:2; B:1	
<b>Salida (CA)</b>		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	8000 W	10000 W
Potencia máx. aparente de CA	8000 VA	10000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V	
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz / 45 Hz a 55 Hz 60 Hz / 55 Hz a 65 Hz	
Frecuencia / tensión asignadas de red	50 Hz / 230 V	
Corriente máx. de salida	3 x 12,1 A	3 x 14,5 A
Factor de potencia a potencia asignada / factor de desfase ajustable	1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo	
Fases de inyección / fases de conexión	3 / 3	
<b>Rendimiento</b>		
Rendimiento máx. / rendimiento europeo	98,3 % / 97,7 %	98,3 % / 98,0 %
<b>Dispositivos de protección</b>		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	
Monitorización de toma a tierra / monitorización de red	● / ●	
Protección contra polarización inversa de CC / resistencia al cortocircuito de CA / con separación galvánica	● / ● / -	
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	
Clase de protección (según IEC 61140) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	
<b>Datos generales</b>		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	460 mm / 497 mm / 176 mm (18,1 pulg. / 19,6 pulg. / 6,9 pulg.)	
Peso	20,5 kg (45,2 lb)	
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)	
Emisión sonora, típica	30 dB(A)	
Autoconsumo (nocturno)	5,0 W	
Topología / sistema de refrigeración	Sin transformador / convección	
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %	

## Ficha Técnica Microinversor

### Ficha Técnica YC600B Microinversor

#### Datos de Entrada (DC)

Potencia de Módulo PV Recomendada	250Wp-375Wp+
Rango de Voltaje MPPT	22V-48V
Rango de Voltaje de Operación	16V-60V
Voltaje de Entrada Máximo	60V
Corriente de Entrada Máxima	12A x 2
Corriente de Cortocircuito de Entrada	13.2A

#### Datos de Salida (AC)

Potencia Máxima de Salida Continua	548VA
Voltaje de Salida Nominal	120V/ 95-155V
Rango de Voltaje de Salida Ajustable	90-160V
Corriente de Salida Nominal	4.57A
Unidades Máximas por Sucursal	4 (8PV Modules)
Frecuencia de Salida Nominal	60Hz/ 57-62Hz
Rango de Frecuencia de Salida Ajustable	55.1Hz-64.9Hz
Factor de Potencia	>0.99
Distorsión Armónica Total	<3%

#### Eficiencia

Eficiencia máxima	96.7%
Eficiencia de CEC	96.5%
Nominal MPPT eficiencia	99.5%
Consumo en vacío	20mW

#### Datos físicos

Rango de temperatura ambiental	-40°C a +65°C
Rango de temperatura de almacenamiento	De -40°C a +85°C
Dimensiones (A x L x P)	260 mm X 188 mm X 31.5 mm
Peso	2.6 kg
Corriente máxima del bus de CA	20A
Enfriamiento	Convección - Sin ventiladores
Grado de protección	IP67

#### Características

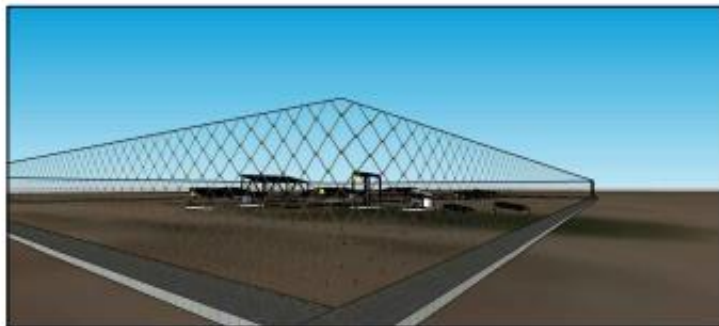
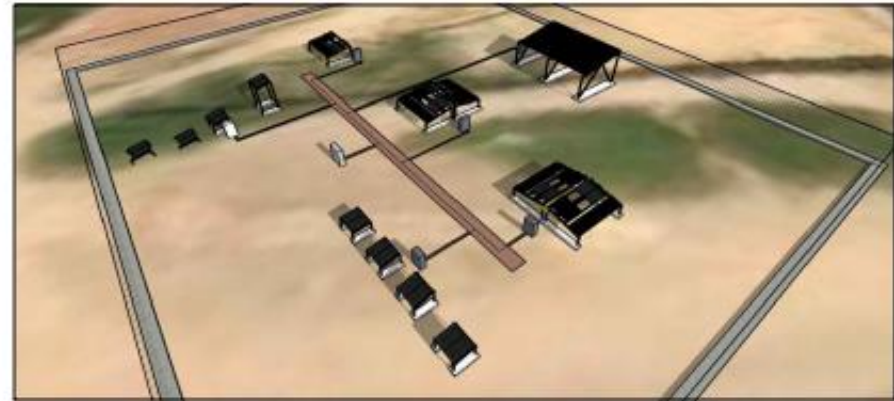
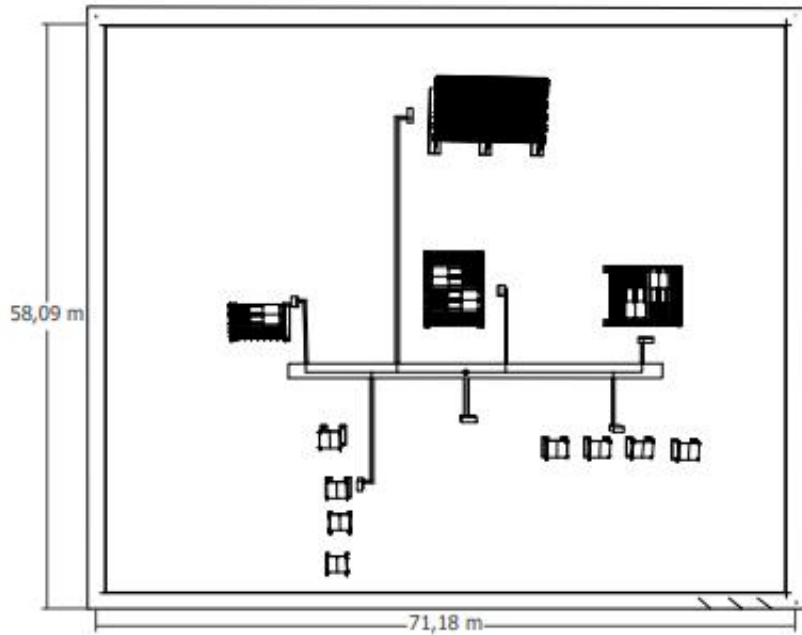
Comunicación (inversor para ECU)	Inalámbrico ZigBee
Diseño de transformador	Transformadores de alta frecuencia, aislados galvánicamente
Monitorización	Vía EMA* Online Portal


#### Certificado de Cumplimiento

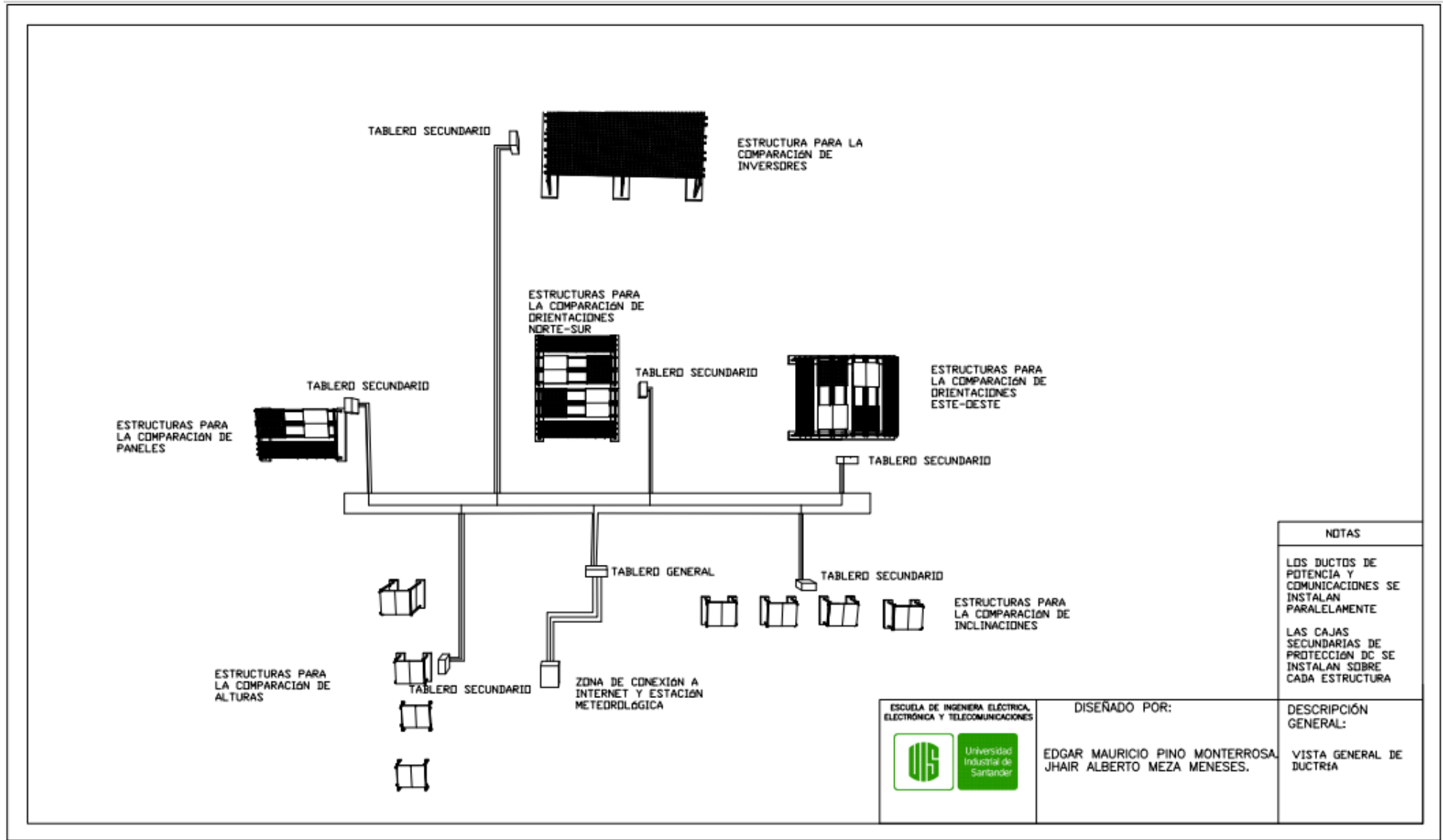
Seguridad y cumplimiento de EMC	EN 62109-1;EN 62109-2;EN 61000-6-1;EN 61000-6-2; EN 61000-6-3;EN 61000-6-4
Cumplimiento de conexión de red	EN50438, RD 1699/2011, RD 413/2014, IEEEE1547
Garantía	10 años estándar, 20 años opcional

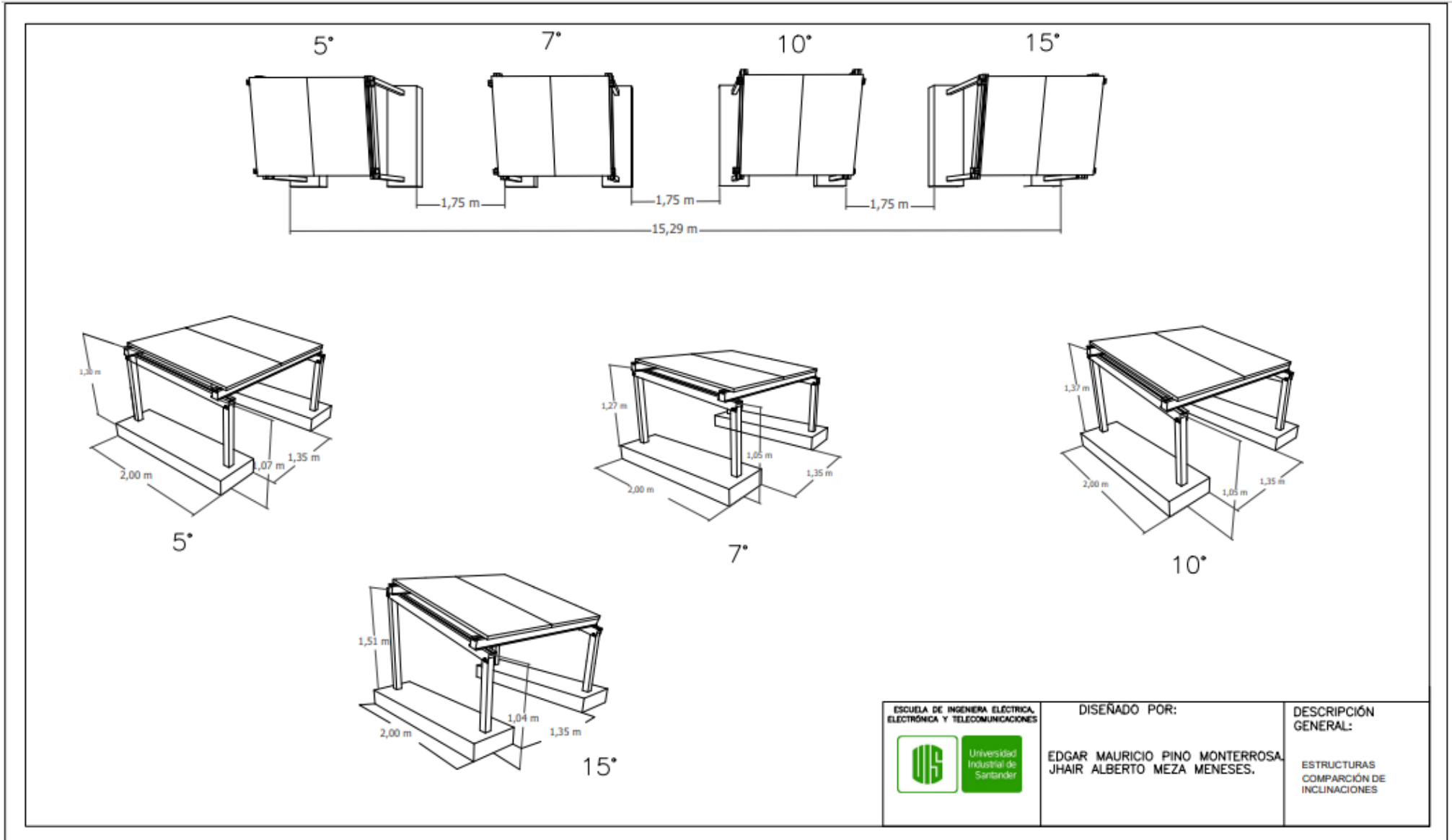
### **Apéndice B. Planos Estructuras**

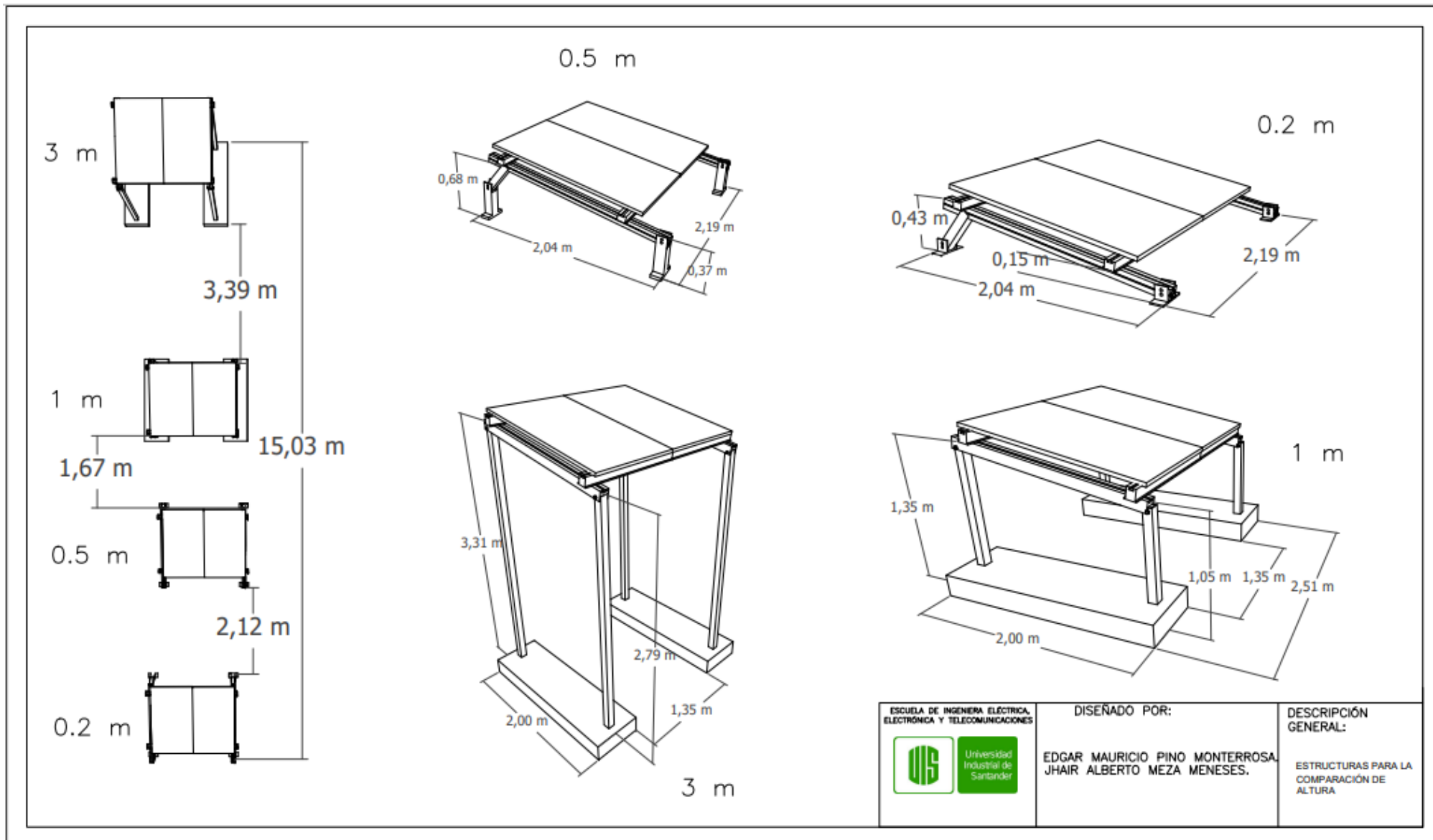
A continuación, se exponen las dimensiones del parque solar fotovoltaico diseñado y de las estructuras a implementar para el análisis comparativo de las tres tecnologías de paneles solares y las tres tecnologías de inversores de potencia elegidos en este trabajo de grado.

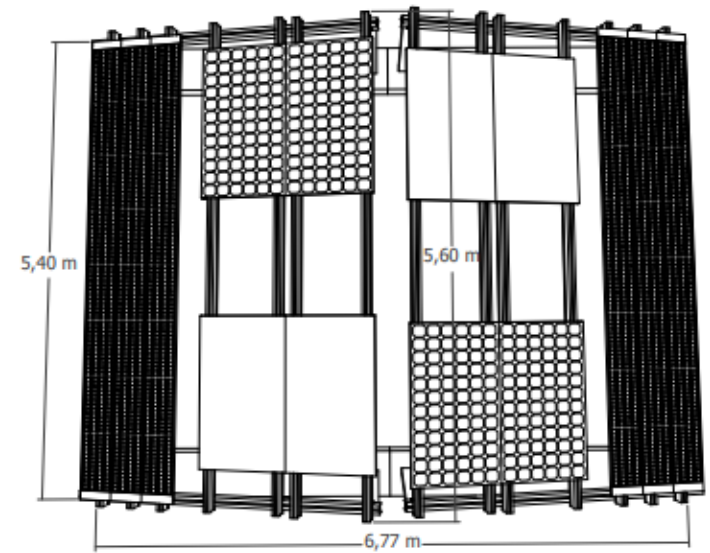
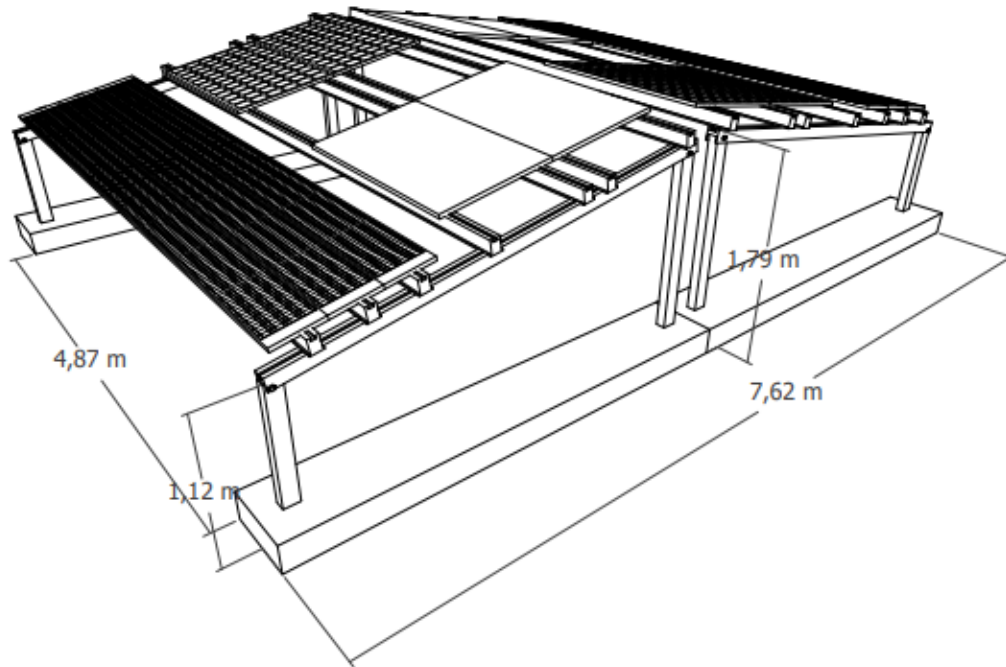



<p>ESCUELA DE INGENIERA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES</p>  <p>Universidad Industrial de Santander</p>	<p>DISEÑADO POR: EDGAR MAURICIO PINO MONTERROSA, JHAIR ALBERTO MEZA MENESES.</p>	<p>DESCRIPCIÓN GENERAL: VISTA GENERAL PARQUE SOLAR</p>
--	--	--

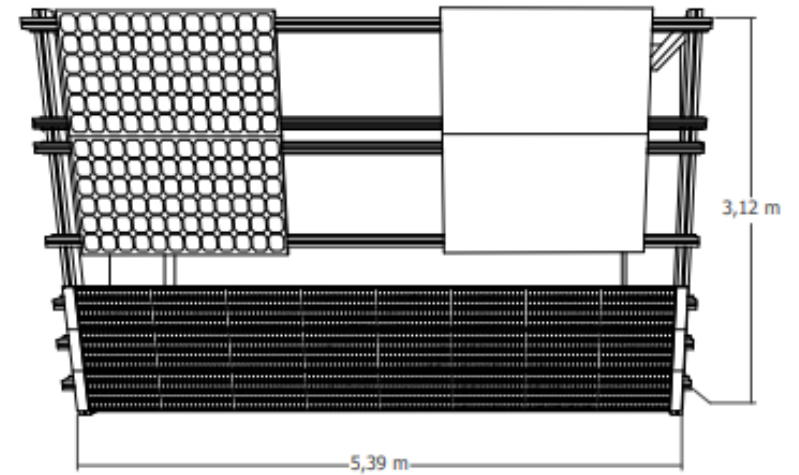
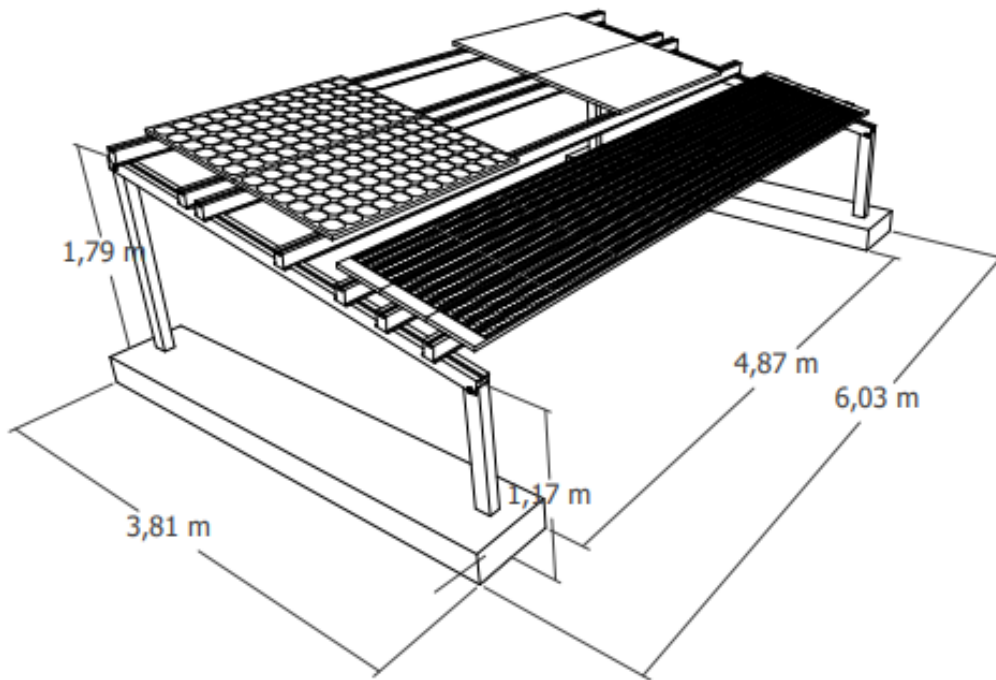





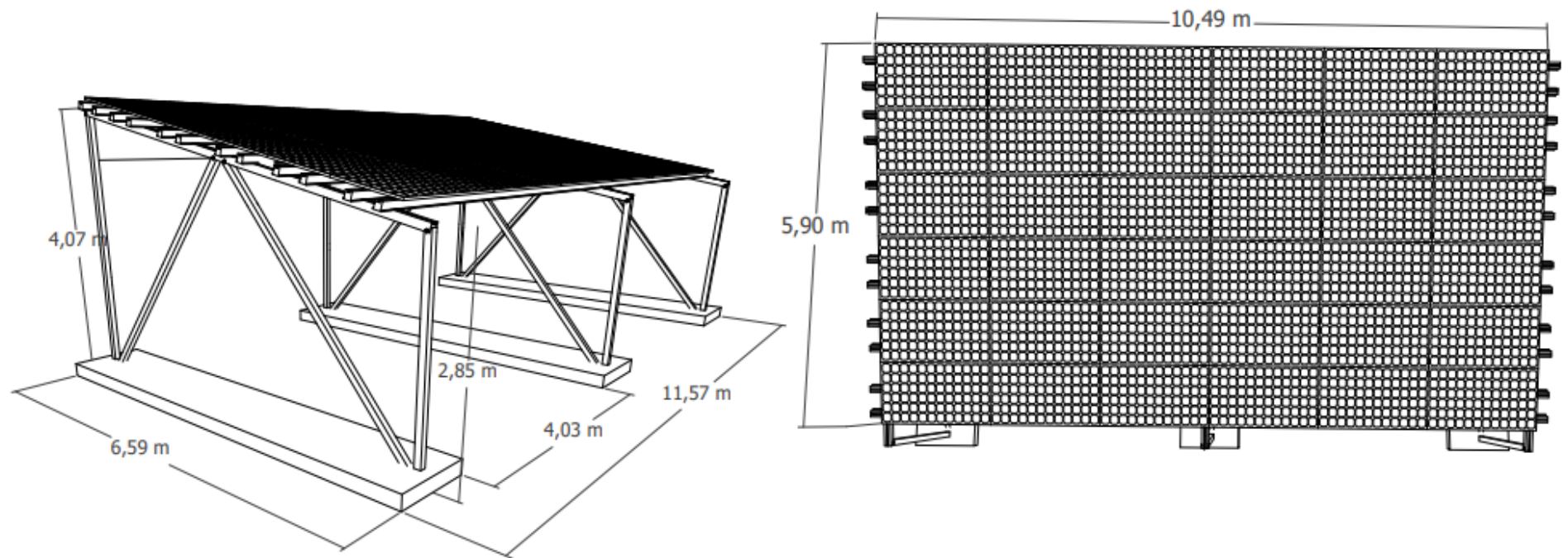





<p>ESCUELA DE INGENIERA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES</p>  <p>Universidad Industrial de Santander</p>	<p>DISEÑADO POR: EDGAR MAURICIO PINO MONTERROSA, JHAIR ALBERTO MEZA MENESES.</p>	<p>DESCRIPCIÓN GENERAL: ESTRUCTURAS PARA LA COMPARACIÓN DE ORIENTACIONES</p>
--	--	--



<p>ESCUELA DE INGENIERA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES</p>  <p>Universidad Industrial de Santander</p>	<p>DISEÑADO POR: EDGAR MAURICIO PINO MONTERROSA, JHAIR ALBERTO MEZA MENESES.</p>	<p>DESCRIPCIÓN GENERAL: ESTRUCTURAS PARA LA COMPARACIÓN DE PANELES</p>
--	--	--



<p>ESCUELA DE INGENIERA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES</p>	<p>DISEÑADO POR:</p>	<p>DESCRIPCIÓN GENERAL:</p>
 <p>Universidad Industrial de Santander</p>	<p>EDGAR MAURICIO PINO MONTERROSA JHAIR ALBERTO MEZA MENESES.</p>	<p>ESTRUCTURAS PARA LA COMPARACIÓN DE INVERSORES</p>

**COMPARACIÓN DE ALTURAS**  
**0.2m/0.5m/1m/3m**  
 Orientación: sur  
 Panel: policristalino  
 Inversor: microinversor  
 B=10°

**COMPARACIÓN DE INCLINACIONES**  
**5°/7°/10°/15°**  
 Orientación: sur  
 Panel: policristalino  
 Inversor: microinversor

**COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍA DE INVERSORES**  
**CENTRAL/STRING/MICROINVERSORES**  
 Orientación: sur  
 Panel: monocristalino  
 B=10°

**COMPARACIÓN DE ORIENTACIONES**  
**ESTE/OESTE**  
 Panel:  
 monocristalino/policristalino/amorfo  
 Inversor: microinversor  
 B=10°

**COMPARACIÓN DE ORIENTACIONES**  
**NORTE/SUR**  
 Panel:  
 monocristalino/policristalino/amorfo  
 Inversor: microinversor  
 B=10°

**COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PANELES**  
**MONOCRISTALINO/POLICRISTALINO/AMORFO**  
 Orientación: sur  
 Inversor: microinversor  
 B=10°

ESCUOLA DE INGENIERA ELÉCTRICA,  
 ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES



Universidad  
 Industrial de  
 Santander

DISEÑADO POR:

EDGAR MAURICIO PINO MONTERROSA  
 JHAIR ALBERTO MEZA MENESES.

DESCRIPCIÓN  
 GENERAL:

PLACAS INFORMATIVAS  
 PARA LAS ESTRUCTURAS

## Apéndice C. Especificaciones Técnicas

### Dimensionamiento del Cableado

Para el dimensionamiento del cableado eléctrico se tienen en cuenta los siguientes criterios:

a. *Criterio térmico o de máxima intensidad admisible.*

La sección transversal del conductor se calcula en función de la intensidad máxima admisible en régimen permanente que circula por el conductor. Según la sección 690-8a de la NTC 2050, los conductores eléctricos deben estar dimensionados para una corriente no inferior al 125% de la corriente máxima calculada.

$$I_{\text{dimensionamiento}} = 1.25 * I_{sc}(stc)$$

$I_{sc}(stc)$ : corriente de corto circuito del módulo fotovoltaico en condiciones stc

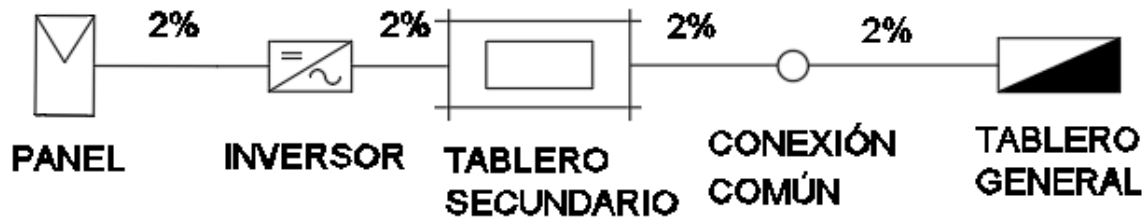
$I_{\text{dimensionamiento}}$ : corriente de dimensionamiento del conductor

b. *Criterio de caída de tensión.*

La sección 210-9d de la NTC 2050 establece que la caída de tensión entre el alimentador y la carga final no debe ser superior al 5%. La regulación asociada para todos los tramos del sistema se muestra en la Figura C1.

### Figura C1

*Regulación del sistema fotovoltaico.*



Ecuaciones para dimensionar el área transversal mínima teórica del conductor teniendo en cuenta el criterio de la caída de tensión:

*Para sistemas DC:*

$$S = \frac{2 * L * I}{\Delta V * V * \sigma}$$

*Para sistemas AC:*

monofásico

$$S = \frac{2 * L * I * \cos\varphi}{\Delta V * \sigma}$$

Trifásico

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\varphi}{\Delta V * \sigma}$$

Donde;

S: sección transversal teórica del conductor en  $mm^2$

L: longitud del conductor en metros

I: corriente máxima que circulará por el conductor en [A]

$\Delta V$ : Caída de tensión en [V]. Máxima que podrá tener el conductor entre los diferentes tramos

$\sigma$ : Conductividad del elemento conductor en  $[\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}]$

$\cos\varphi$ : factor de potencia del sistema.

La conductividad del cobre utilizada para los cálculos se expone en la Tabla C1.

**Tabla C1**

*Conductividad del cobre*

	<i>Temperatura del Conductor</i>		
	<i>20 °C</i>	<i>Termoplásticos 70 °C</i>	<i>Termoestables 90 °C</i>
<i>Cobre</i>	<i>50</i>	<i>48.47</i>	<i>45.49</i>
<i>Aluminio</i>	<i>35.71</i>	<i>21.67</i>	<i>27.8</i>

c. *Criterio de efecto Joule (perdidas por calentamiento del conductor)*

Es pertinente tener en cuenta estas pérdidas provocadas por el desprendimiento de calor causado por la corriente que circula por el conductor. Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar que las pérdidas por efecto Joule sean superiores al 1%.

Para sistemas monofásicos:

$$Pérdidas por efecto Joule = 2 \times i^2 \times r$$

Para sistemas trifásicos:

$$Pérdidas por efecto Joule = \sqrt{3} \times i^2 \times r$$

Donde;

i: Corriente transportada por el cable [A]

r: Resistencia del conductor [ $\Omega$ ]

### **Cálculo del Calibre de Cableado**

En esta sección se exponen los cálculos realizados en Excel, teniendo en cuenta los criterios de dimensionamiento, las distancias, tensiones e intensidades del sistema fotovoltaico.

Inicialmente se observa el análisis de los tres criterios conforme a cada calibre de conductor comercial para finalmente tener claridad en la selección de calibre mínimo a utilizar.

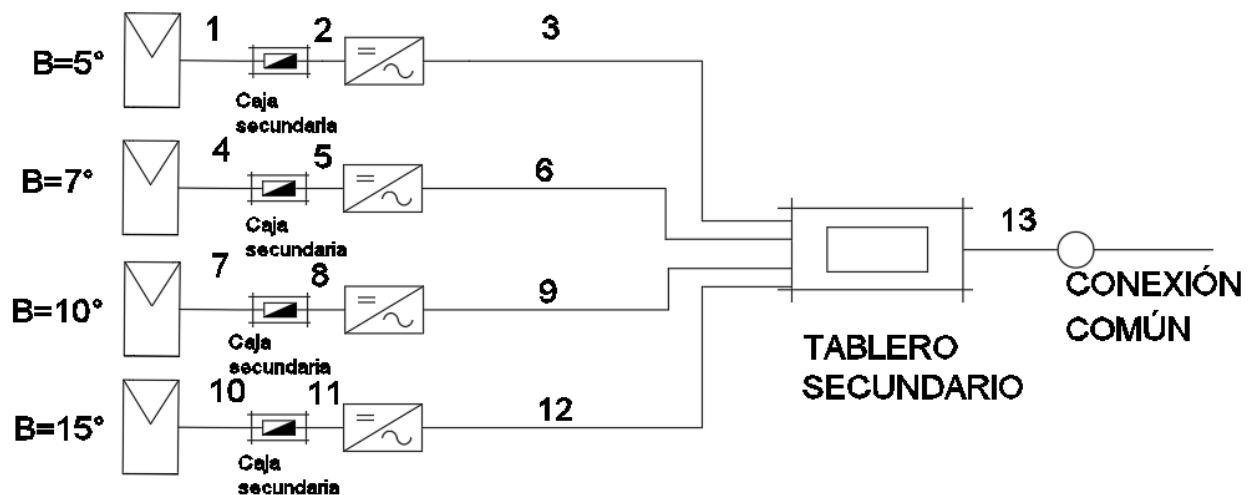
Los calibres que cumplan con los tres criterios simultáneamente se consideran aptos para el tramo de la instalación, las casillas verdes indican el cumplimiento del criterio mientras que las casillas rojas indican que el calibre específico no es recomendado o no cumple para el tramo evaluado.

- *Comparación de inclinaciones*

En la Figura C2 se encuentran enumerados los tramos 1-2,4-5,7-8,10-11 que corresponden a la parte DC y los tramos 3,6,9 y 12 que corresponde a la parte AC. En las Tablas C2 y C3 se presentan los cálculos para la selección del conductor correspondiente a la comparación de inclinaciones.

**Figura C2**

*Unifilar comparación de inclinaciones*



Nota. Panel policristalino  $V_o=38.5$  [V]  $I_{sc}=9.74$  [A], microinversor  $V_n=120$  [V]  $I_n=2.34$  [A]

**Tabla C2**  
Cálculo de la sección mínima del conductor DC

COMPARACIÓN DE INCLINACIÓN														
TRAMOS	1-2-4-5-7-8-10-11	CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (%)				
SECCIÓN DEL CONDUCTOR [mm <sup>2</sup> ]	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I <sub>sc</sub> [A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [n°mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL [mm <sup>2</sup> ]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE [W]	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
1.5	30	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.37	9.22	0.00685	1.16	0.39	
2.5	41	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.22	9.22	0.004105	0.70	0.24	
4	55	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.14	9.22	0.002545	0.43	0.15	
6	70	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.09	9.22	0.001695	0.29	0.10	
10	96	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.06	9.22	0.000975	0.17	0.06	
16	132	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.03	9.22	0.00062	0.11	0.04	
25	176	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.02	9.22	0.0003975	0.07	0.02	
35	218	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.02	9.22	0.0002825	0.05	0.02	

**Tabla C3**  
Cálculo del calibre mínimo del conductor AC

COMPARACIÓN DE INCLINACIÓN														
TRAMOS	3,9 Y 12	CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (%)				
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I [A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [n°mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL [mm <sup>2</sup> ]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE [W]	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	4.57	5.71	4.5	120	2%	45.49	4.19	0.0031	0.18	4.57	0.03955	1.65	0.30
12	30	4.57	5.71	4.5	120	2%	45.49	5.85	0.0031	0.13	4.57	0.024345	1.02	0.19
10	40	4.57	5.71	4.5	120	2%	45.49	9.08	0.0031	0.08	4.57	0.01638	0.68	0.12
8	55	4.57	5.71	4.5	120	2%	45.49	17.65	0.0031	0.04	4.57	0.01062	0.44	0.08
6	75	4.57	5.71	4.5	120	2%	45.49	25.07	0.0031	0.03	4.57	0.00648	0.27	0.05
4	95	4.57	5.71	4.5	120	2%	45.49	40.26	0.0031	0.02	4.57	0.004095	0.17	0.03
2	130	4.57	5.71	4.5	120	2%	45.49	58.49	0.0031	0.01	4.57	0.002565	0.11	0.02
1	150	4.57	5.71	4.5	120	2%	45.49	74.66	0.0031	0.01	4.57	0.002115	0.09	0.02

TRAMOS	6	CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (%)				
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I [A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [n°mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL [mm <sup>2</sup> ]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE [W]	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	4.19	0.0007	0.04	4.57	0.00879	0.37	0.07
12	30	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	5.85	0.0007	0.03	4.57	0.00541	0.23	0.04
10	40	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	9.08	0.0007	0.02	4.57	0.00364	0.15	0.03
8	55	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	17.65	0.0007	0.01	4.57	0.00236	0.10	0.02
6	75	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	25.07	0.0007	0.01	4.57	0.00144	0.06	0.01
4	95	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	40.26	0.0007	0.00	4.57	0.00091	0.04	0.01
2	130	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	58.49	0.0007	0.00	4.57	0.00057	0.02	0.00
1	150	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	74.66	0.0007	0.00	4.57	0.00047	0.02	0.00

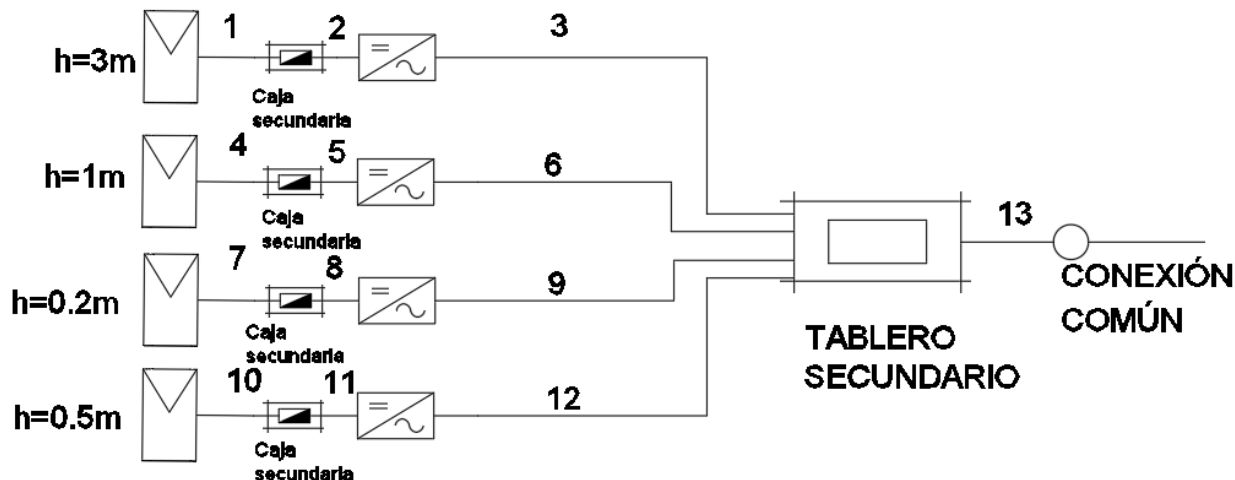
TRAMOS	13	CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (%)				
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I [A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [n°mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL [mm <sup>2</sup> ]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE [W]	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	18.28	22.85	25	120	2%	45.49	4.19	0.0698	4.00	18.28	0.21975	146.86	6.70
12	30	18.28	22.85	25	120	2%	45.49	5.85	0.0698	2.86	18.28	0.13525	30.39	4.12
10	40	18.28	22.85	25	120	2%	45.49	9.08	0.0698	1.84	18.28	0.091	60.82	2.77
8	55	18.28	22.85	25	120	2%	45.49	17.65	0.0698	0.95	18.28	0.059	33.43	1.80
6	75	18.28	22.85	25	120	2%	45.49	25.07	0.0698	0.67	18.28	0.036	24.06	1.10
4	95	18.28	22.85	25	120	2%	45.49	40.26	0.0698	0.42	18.28	0.02275	15.20	0.63
2	130	18.28	22.85	25	120	2%	45.49	58.49	0.0698	0.29	18.28	0.01425	9.52	0.43
1	150	18.28	22.85	25	120	2%	45.49	74.66	0.0698	0.22	18.28	0.01175	7.85	0.36

■ Comparación de alturas

En la Figura C3 se encuentran enumerados los tramos 1-2,4-5,7-8,10-11 que corresponden a la parte DC y los tramos 3,6,9 y 12 que corresponde a la parte AC. En las Tablas C4 y C5 se

presentan los cálculos para la selección del conductor correspondiente a la comparación de alturas.

**Figura C3**  
*Unifilar comparación de alturas*



*Nota:* Panel policristalino  $V_o=38.5$  [V]  $I_{sc}=9.74$  [A], microinversor  $V_n=120$  [V]  $I_n=2.34$  [A].

**Tabla C4**  
*Cálculo de la sección mínima del conductor DC*

COMPARACIÓN DE ALTURA													
TRAMOS	1-2-4-5-7-8-10-11	CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE [1%]			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR [mm <sup>2</sup> ]	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I <sub>sc</sub> [A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [n°mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R [n]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
1.5	30	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.37	9.22	0.00685	1.16	0.39
2.5	41	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.22	9.22	0.004105	0.70	0.24
4	55	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.14	9.22	0.002545	0.43	0.15
6	70	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.09	9.22	0.001695	0.29	0.10
10	96	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.06	9.22	0.000975	0.17	0.06
16	132	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.03	9.22	0.00062	0.11	0.04
25	176	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.02	9.22	0.0003975	0.07	0.02
35	218	9.74	12.18	0.5	38.5	2%	45.49	0.0072	0.02	9.22	0.0002825	0.05	0.02

**Tabla C5**  
*Cálculo del calibre mínimo del conductor AC*

COMPARACIÓN DE ALTURA														
TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBL			CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN					CRITERIO EFECTO JOULE (%)				
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I(A)	ldimensionamiento (A)	LONGITUD (m)	TENSIÓN (V)	ΔV%: TEÓRICO	σ (n°mm²/m)	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL (mm²)	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA (mm²)	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN (A)	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R(Ω)	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE (W)	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	4.57	5.71	4	120	2%	45.49	4.19	0.0028	0.16	4.57	0.03516	147	0.27
12	30	4.57	5.71	4	120	2%	45.49	5.85	0.0028	0.11	4.57	0.02164	90	0.16
10	40	4.57	5.71	4	120	2%	45.49	9.08	0.0028	0.07	4.57	0.01456	61	0.11
8	55	4.57	5.71	4	120	2%	45.49	17.65	0.0028	0.04	4.57	0.00944	39	0.07
6	75	4.57	5.71	4	120	2%	45.49	25.07	0.0028	0.03	4.57	0.00576	24	0.04
4	95	4.57	5.71	4	120	2%	45.49	40.26	0.0028	0.02	4.57	0.00364	15	0.03
2	130	4.57	5.71	4	120	2%	45.49	58.49	0.0028	0.01	4.57	0.00228	10	0.02
1	150	4.57	5.71	4	120	2%	45.49	74.66	0.0028	0.01	4.57	0.00188	0.08	0.01

TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBL			CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN					CRITERIO EFECTO JOULE (%)				
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I(A)	ldimensionamiento (A)	LONGITUD (m)	TENSIÓN (V)	ΔV%: TEÓRICO	σ (n°mm²/m)	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL (mm²)	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA (mm²)	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN (A)	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R(Ω)	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE (W)	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	4.57	5.71	2.2	120	2%	45.49	4.19	0.0015	0.03	4.57	0.019338	0.81	0.15
12	30	4.57	5.71	2.2	120	2%	45.49	5.85	0.0015	0.06	4.57	0.011902	0.50	0.09
10	40	4.57	5.71	2.2	120	2%	45.49	9.08	0.0015	0.04	4.57	0.008008	0.33	0.06
8	55	4.57	5.71	2.2	120	2%	45.49	17.65	0.0015	0.02	4.57	0.005192	0.22	0.04
6	75	4.57	5.71	2.2	120	2%	45.49	25.07	0.0015	0.01	4.57	0.003168	0.13	0.02
4	95	4.57	5.71	2.2	120	2%	45.49	40.26	0.0015	0.01	4.57	0.002002	0.08	0.02
2	130	4.57	5.71	2.2	120	2%	45.49	58.49	0.0015	0.01	4.57	0.001254	0.05	0.01
1	150	4.57	5.71	2.2	120	2%	45.49	74.66	0.0015	0.00	4.57	0.001034	0.04	0.01

TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBL			CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN					CRITERIO EFECTO JOULE (%)				
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I(A)	ldimensionamiento (A)	LONGITUD (m)	TENSIÓN (V)	ΔV%: TEÓRICO	σ (n°mm²/m)	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL (mm²)	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA (mm²)	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN (A)	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R(Ω)	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE (W)	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	4.57	5.71	1.5	120	2%	45.49	4.19	0.0010	0.06	4.57	0.013185	0.55	0.10
12	30	4.57	5.71	1.5	120	2%	45.49	5.85	0.0010	0.04	4.57	0.008115	0.34	0.06
10	40	4.57	5.71	1.5	120	2%	45.49	9.08	0.0010	0.03	4.57	0.00546	0.23	0.04
8	55	4.57	5.71	1.5	120	2%	45.49	17.65	0.0010	0.01	4.57	0.00354	0.15	0.03
6	75	4.57	5.71	1.5	120	2%	45.49	25.07	0.0010	0.01	4.57	0.00216	0.09	0.02
4	95	4.57	5.71	1.5	120	2%	45.49	40.26	0.0010	0.01	4.57	0.001385	0.06	0.01
2	130	4.57	5.71	1.5	120	2%	45.49	58.49	0.0010	0.00	4.57	0.000855	0.04	0.01
1	150	4.57	5.71	1.5	120	2%	45.49	74.66	0.0010	0.00	4.57	0.000705	0.03	0.01

TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBL			CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN					CRITERIO EFECTO JOULE (%)				
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I(A)	ldimensionamiento (A)	LONGITUD (m)	TENSIÓN (V)	ΔV%: TEÓRICO	σ (n°mm²/m)	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL (mm²)	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA (mm²)	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN (A)	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R(Ω)	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE (W)	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	4.57	5.71	6.6	120	2%	45.49	4.19	0.0048	0.26	4.57	0.058014	2.42	0.44
12	30	4.57	5.71	6.6	120	2%	45.49	5.85	0.0048	0.19	4.57	0.035706	1.49	0.27
10	40	4.57	5.71	6.6	120	2%	45.49	9.08	0.0048	0.12	4.57	0.024024	1.00	0.18
8	55	4.57	5.71	6.6	120	2%	45.49	17.65	0.0048	0.06	4.57	0.015576	0.65	0.12
6	75	4.57	5.71	6.6	120	2%	45.49	25.07	0.0048	0.04	4.57	0.009504	0.40	0.07
4	95	4.57	5.71	6.6	120	2%	45.49	40.26	0.0048	0.03	4.57	0.006006	0.25	0.05
2	130	4.57	5.71	6.6	120	2%	45.49	58.49	0.0048	0.02	4.57	0.003762	0.16	0.03
1	150	4.57	5.71	6.6	120	2%	45.49	74.66	0.0048	0.01	4.57	0.003102	0.13	0.02

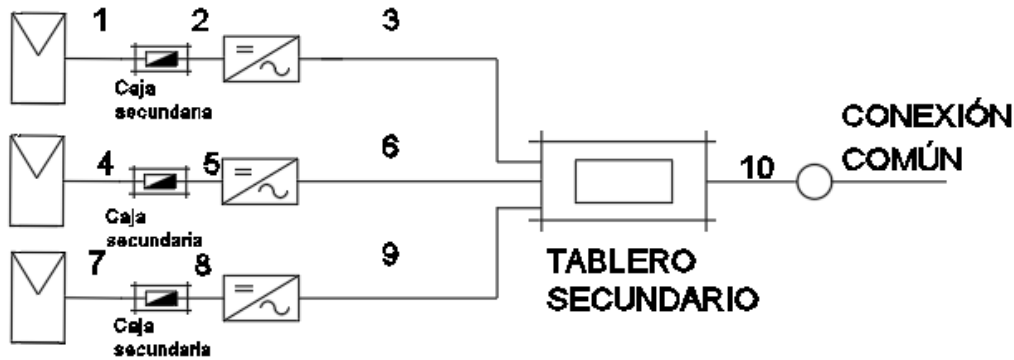
  

TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBL			CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN					CRITERIO EFECTO JOULE (%)				
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I(A)	ldimensionamiento (A)	LONGITUD (m)	TENSIÓN (V)	ΔV%: TEÓRICO	σ (n°mm²/m)	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL (mm²)	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA (mm²)	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN (A)	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R(Ω)	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE (W)	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	18.28	22.85	26	120	2%	45.49	4.19	0.0726	4.16	18.28	0.22854	152.74	6.97
12	30	18.28	22.85	26	120	2%	45.49	5.85	0.0726	2.98	18.28	0.14066	94.01	4.23
10	40	18.28	22.85	26	120	2%	45.49	9.08	0.0726	1.52	18.28	0.09464	63.25	2.69
8	55	18.28	22.85	26	120	2%	45.49	17.65	0.0726	0.59	18.28	0.06196	41.01	1.67
6	75	18.28	22.85	26	120	2%	45.49	25.07	0.0726	0.69	18.28	0.03744	25.02	1.14
4	95	18.28	22.85	26	120	2%	45.49	40.26	0.0726	0.43	18.28	0.02366	15.81	0.72
2	130	18.28	22.85	26	120	2%	45.49	58.49	0.0726	0.30	18.28	0.01482	9.90	0.45
1	150	18.28	22.85	26	120	2%	45.49	74.66	0.0726	0.23	18.28	0.01222	8.17	0.37

▪ *Comparación de paneles fotovoltaicos*

En la Figura C4 se encuentran enumerados los tramos 1-2,4-5,7-8 que corresponden a la parte CC y los tramos 3,6, y 9 que corresponde a la parte AC. En las Tablas C6 y C7 se presentan los cálculos para la selección del conductor correspondiente a la comparación de alturas.

**Figura C4**  
*Unifilar comparación de paneles*



Nota. Panel policristalino  $V_o=38.5$  [V]  $I_{sc}=9.74$  [A], panel monocristalino  $V_o=40.45$  [V]  $I_{sc}=11.03$  [A], panel amorfo  $V_o=46.2$  [V]  $I_{sc}=5.3$  [A], microinversor  $V_n=120$  [V]  $I_n=2.34$  [A].

**Tabla C6**  
Cálculo de la sección mínima del conductor DC

COMPARACIÓN DE PANELES															
TRAMOS		1		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE				CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN				CRITERIO EFECTO JOULE (1%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR [mm <sup>2</sup> ]	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I <sub>sc</sub> [A]	ldimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [a <sup>2</sup> mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE		
1.5	30	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.0593	3.20	10.53	0.0548	12.15	3.47		
2.5	41	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.0593	1.92	10.53	0.03284	7.28	2.08		
4	55	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.0593	1.20	10.53	0.02038	4.52	1.29		
6	70	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.0593	0.80	10.53	0.01356	3.01	0.86		
10	96	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.0593	0.48	10.53	0.0078	1.73	0.49		
16	132	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.0593	0.30	10.53	0.00496	1.10	0.31		
25	176	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.0593	0.19	10.53	0.00318	0.71	0.20		
35	218	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.0593	0.14	10.53	0.00226	0.50	0.14		

TRAMOS		2		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE				CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN				CRITERIO EFECTO JOULE (1%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR [mm <sup>2</sup> ]	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I <sub>sc</sub> [A]	ldimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [a <sup>2</sup> mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE		
1.5	30	11.03	13.788	1.5	40.45	2%	45.49	0.0222	1.20	10.53	0.02055	4.56	1.30		
2.5	41	11.03	13.788	1.5	40.45	2%	45.49	0.0222	0.72	10.53	0.012315	2.73	0.78		
4	55	11.03	13.788	1.5	40.45	2%	45.49	0.0222	0.45	10.53	0.007635	1.69	0.48		
6	70	11.03	13.788	1.5	40.45	2%	45.49	0.0222	0.30	10.53	0.005085	1.13	0.32		
10	96	11.03	13.788	1.5	40.45	2%	45.49	0.0222	0.18	10.53	0.002925	0.65	0.19		
16	132	11.03	13.788	1.5	40.45	2%	45.49	0.0222	0.11	10.53	0.00186	0.41	0.12		

TRAMOS		4		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE				CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN				CRITERIO EFECTO JOULE (1%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR [mm <sup>2</sup> ]	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I <sub>sc</sub> [A]	ldimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [a <sup>2</sup> mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE		
1.5	30	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.0433	2.22	9.22	0.0411	6.99	2.37		
2.5	41	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.0433	1.33	9.22	0.02463	4.19	1.42		
4	55	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.0433	0.83	9.22	0.01527	2.60	0.88		
6	70	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.0433	0.56	9.22	0.01017	1.73	0.53		
10	96	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.0433	0.33	9.22	0.00585	0.99	0.34		
16	132	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.0433	0.21	9.22	0.00372	0.63	0.21		
25	176	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.0433	0.13	9.22	0.002385	0.41	0.14		
35	218	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.0433	0.10	9.22	0.001695	0.29	0.10		

TRAMOS		5		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE				CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN				CRITERIO EFECTO JOULE (1%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR [mm <sup>2</sup> ]	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I <sub>sc</sub> [A]	ldimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [a <sup>2</sup> mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE		
1.5	30	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.0144	0.74	9.22	0.0137	2.33	0.79		
2.5	41	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.0144	0.44	9.22	0.00821	1.40	0.47		
4	55	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.0144	0.26	9.22	0.00509	0.87	0.29		
6	70	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.0144	0.19	9.22	0.00339	0.58	0.20		
10	96	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.0144	0.11	9.22	0.00195	0.33	0.11		
16	132	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.0144	0.07	9.22	0.00124	0.21	0.07		
25	176	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.0144	0.04	9.22	0.000795	0.14	0.05		
35	218	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.0144	0.03	9.22	0.000585	0.10	0.03		

TRAMOS		7	CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE				CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN				CRITERIO EFECTO JOULE (%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I <sub>sc</sub> [A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV%: TEÓRICO	σ [Ω·mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R[Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	
1.5	30	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	2.11	4.36	0.04521	1.72	1.19	
2.5	41	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	1.26	4.36	0.027093	1.03	0.72	
4	55	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	0.79	4.36	0.016797	0.64	0.44	
6	70	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	0.53	4.36	0.01187	0.43	0.30	
10	96	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	0.32	4.36	0.006435	0.24	0.17	
16	132	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	0.20	4.36	0.004092	0.16	0.11	
25	176	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	0.13	4.36	0.0026235	0.10	0.07	
35	218	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	0.090264	4.36	0.0018645	0.07	0.05	

TRAMOS		8	CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE				CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN				CRITERIO EFECTO JOULE (%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I <sub>sc</sub> [A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV%: TEÓRICO	σ [Ω·mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R[Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	
1.5	30	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.0104	0.64	4.36	0.0137	0.52	0.36	
2.5	41	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.0104	0.38	4.36	0.00821	0.31	0.22	
4	55	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.0104	0.24	4.36	0.00509	0.19	0.13	
6	70	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.0104	0.16	4.36	0.00339	0.13	0.09	
10	96	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.0104	0.10	4.36	0.00195	0.07	0.05	
16	132	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.0104	0.06	4.36	0.00124	0.05	0.03	
25	176	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.0104	0.04	4.36	0.000795	0.03	0.02	
35	218	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.0104	0.03	4.36	0.000565	0.02	0.01	

**Tabla C7**  
Cálculo del calibre del conductor AC

COMPARACIÓN DE PANELES														
TRAMOS		3.6 Y 9	CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE				CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN				CRITERIO EFECTO JOULE (%)			
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	[A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV%: TEÓRICO	σ [Ω·mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL [mm <sup>2</sup> ]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R[Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE [W]	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	4.19	0.0007	0.04	4.57	0.00879	0.37	0.07
12	30	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	5.65	0.0007	0.03	4.57	0.00541	0.23	0.04
10	40	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	9.08	0.0007	0.02	4.57	0.00364	0.15	0.03
8	55	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	17.65	0.0007	0.01	4.57	0.00236	0.10	0.02
6	75	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	25.07	0.0007	0.01	4.57	0.00144	0.06	0.01
4	95	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	40.26	0.0007	0.00	4.57	0.00091	0.04	0.01
2	130	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	58.49	0.0007	0.00	4.57	0.00057	0.02	0.00
1	150	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	74.66	0.0007	0.00	4.57	0.00047	0.02	0.00

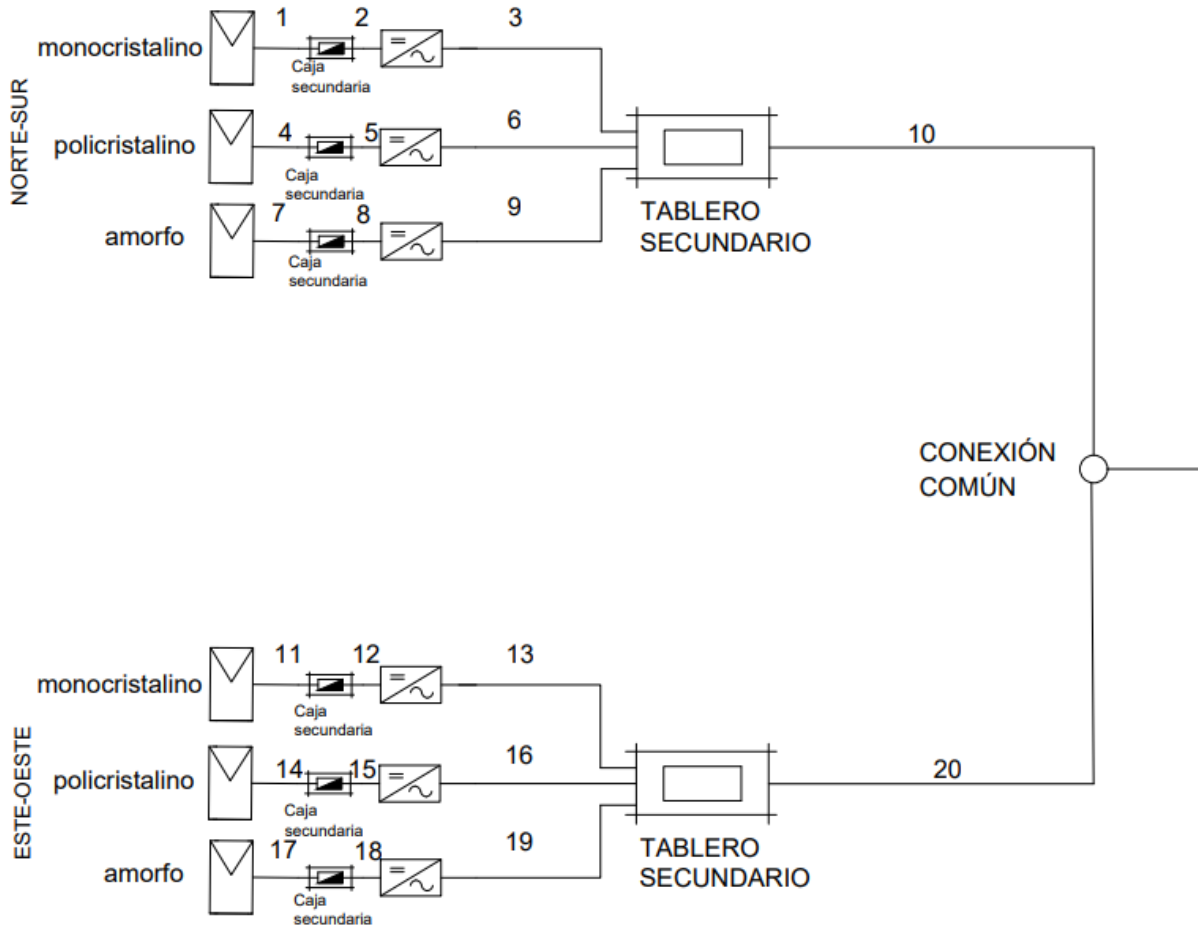
  

TRAMOS		10	CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE				CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN				CRITERIO EFECTO JOULE (%)			
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	[A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV%: TEÓRICO	σ [Ω·mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL [mm <sup>2</sup> ]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R[Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE [W]	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	13.71	17.14	29	120	2%	45.49	4.19	0.0607	3.48	4.57	0.25491	10.65	0.65
12	30	13.71	17.14	29	120	2%	45.49	5.65	0.0607	2.49	4.57	0.15693	6.55	0.40
10	40	13.71	17.14	29	120	2%	45.49	9.08	0.0607	1.60	4.57	0.10556	4.41	0.27
8	55	13.71	17.14	29	120	2%	45.49	17.65	0.0607	0.83	4.57	0.06844	2.86	0.17
6	75	13.71	17.14	29	120	2%	45.49	25.07	0.0607	0.58	4.57	0.04176	1.74	0.11
4	95	13.71	17.14	29	120	2%	45.49	40.26	0.0607	0.36	4.57	0.02639	1.10	0.07
2	130	13.71	17.14	29	120	2%	45.49	58.49	0.0607	0.25	4.57	0.01653	0.69	0.04
1	150	13.71	17.14	29	120	2%	45.49	74.66	0.0607	0.20	4.57	0.01363	0.57	0.03

■ *Comparación de orientaciones*

En la Figura C5 se encuentran enumerados los tramos 1-2,4-5,7-8, 11-12, 14-15, 17-19 correspondientes a la parte CC y los tramos 3,6,9, 13,16 19 corresponden a la parte AC. En las Tablas C8 y C9 se presentan los cálculos para la selección del conductor correspondiente a la comparación de alturas.

**Figura C5**  
*Unifilar comparación de orientaciones*



Nota. Panel policristalino  $V_o=38.5$  [V]  $I_{sc}=9.74$  [A], panel monocrystalino  $V_o=40.45$  [V]

$I_{sc}=11.03$  [A], panel amorfo  $V_o=46.2$  [V]  $I_{sc}=5.3$  [A], microinversor  $V_n=120$  [V]  $I_n=2.34$  [A].

**Tabla C8**

*Cálculo de la sección mínima del conductor DC*

COMPARACIÓN DE ORIENTACIÓN													
TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	Isc [A]	ldimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [n°mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTO R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
1.5	30	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.059	3.20	10.53	0.0548	12.15	3.47
2.5	41	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.059	1.92	10.53	0.03284	7.28	2.08
4	55	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.059	1.20	10.53	0.02036	4.52	1.29
6	70	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.059	0.80	10.53	0.01356	3.01	0.86
10	96	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.059	0.48	10.53	0.00778	1.73	0.49
16	132	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.059	0.30	10.53	0.00496	1.10	0.31
25	176	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.059	0.19	10.53	0.00318	0.71	0.20
35	218	11.03	13.788	4	40.45	2%	45.49	0.059	0.14	10.53	0.00226	0.50	0.14

TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	Isc [A]	ldimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [n°mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTO R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
1.5	30	11.03	13.79	15	40.45	2%	45.49	0.022	1.20	10.53	0.02055	4.56	1.30
2.5	41	11.03	13.79	15	40.45	2%	45.49	0.022	0.72	10.53	0.012315	2.73	0.78
4	55	11.03	13.79	15	40.45	2%	45.49	0.022	0.45	10.53	0.007635	1.69	0.48
6	70	11.03	13.79	15	40.45	2%	45.49	0.022	0.30	10.53	0.005085	1.13	0.32
10	96	11.03	13.79	15	40.45	2%	45.49	0.022	0.18	10.53	0.002925	0.65	0.19
16	132	11.03	13.79	15	40.45	2%	45.49	0.022	0.11	10.53	0.00186	0.41	0.12
25	176	11.03	13.79	15	40.45	2%	45.49	0.022	0.07	10.53	0.0011925	0.26	0.08
35	218	11.03	13.79	15	40.45	2%	45.49	0.022	0.05	10.53	0.0008475	0.19	0.05

TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	Isc [A]	ldimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [n°mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTO R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
1.5	30	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.043	2.22	9.22	0.0411	6.99	2.37
2.5	41	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.043	1.33	9.22	0.02463	4.19	1.42
4	55	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.043	0.83	9.22	0.01527	2.60	0.88
6	70	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.043	0.56	9.22	0.01017	1.73	0.59
10	96	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.043	0.33	9.22	0.00585	0.99	0.34
16	132	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.043	0.21	9.22	0.00372	0.63	0.21
25	176	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.043	0.13	9.22	0.002385	0.41	0.14
35	218	9.74	12.18	3	38.5	2%	45.49	0.043	0.10	9.22	0.001695	0.29	0.10

TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	Isc [A]	ldimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [n°mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTO R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
1.5	30	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.014	0.74	9.22	0.01370	2.33	0.79
2.5	41	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.014	0.44	9.22	0.00821	1.40	0.47
4	55	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.014	0.28	9.22	0.00509	0.87	0.29
6	70	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.014	0.19	9.22	0.00339	0.58	0.20
10	96	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.014	0.11	9.22	0.00195	0.33	0.11
16	132	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.014	0.07	9.22	0.00124	0.21	0.07
25	176	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.014	0.04	9.22	0.00080	0.14	0.05
35	218	9.74	12.18	1	38.5	2%	45.49	0.014	0.03	9.22	0.00057	0.10	0.03

TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	Isc [A]	ldimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [n°mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTO R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
1.5	30	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	2.11	4.36	0.04521	1.72	1.19
2.5	41	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	1.26	4.36	0.027093	1.03	0.72
4	55	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	0.79	4.36	0.016797	0.64	0.44
6	70	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	0.53	4.36	0.01187	0.43	0.30
10	96	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	0.32	4.36	0.006435	0.24	0.17
16	132	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	0.20	4.36	0.004092	0.16	0.11
25	176	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	0.13	4.36	0.002635	0.10	0.07
35	218	10.06	12.58	3.3	46.2	2%	45.49	0.0342	0.09	4.36	0.0018645	0.07	0.05

TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	Isc [A]	ldimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [n°mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTO R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
1.5	30	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.01036	0.638	4.36	0.0137	0.52	0.36
2.5	41	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.01036	0.383	4.36	0.00821	0.31	0.22
4	55	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.01036	0.239	4.36	0.00509	0.19	0.13
6	70	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.01036	0.160	4.36	0.00339	0.13	0.09
10	96	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.01036	0.096	4.36	0.00195	0.07	0.05
16	132	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.01036	0.060	4.36	0.00124	0.05	0.03
25	176	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.01036	0.038	4.36	0.000795	0.03	0.02
35	218	10.06	12.58	1	46.2	2%	45.49	0.01036	0.027	4.36	0.000565	0.02	0.01

Tabla C9

*Cálculo del calibre del conductor AC*

COMPARACIÓN DE ORIENTACIONES														
TRAMOS	3,6,9,13,16 Y 19	CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBL		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN					CRITERIO EFECTO JOULE (%)					
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	(A)	ldimensionamiento (A)	LONGITUD (m)	TENSIÓN (V)	ΔV% TEÓRICO	σ (a <sup>2</sup> mm <sup>2</sup> /m)	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL (mm <sup>2</sup> )	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA (mm <sup>2</sup> )	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN (A)	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R(Ω)	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE (W)	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	4.19	0.0007	0.04	4.57	0.00879	0.37	0.07
12	30	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	5.85	0.0007	0.03	4.57	0.00541	0.23	0.04
10	40	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	9.08	0.0007	0.02	4.57	0.00364	0.15	0.03
8	55	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	17.65	0.0007	0.01	4.57	0.00236	0.10	0.02
6	75	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	25.07	0.0007	0.01	4.57	0.00144	0.08	0.01
4	95	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	40.26	0.0007	0.00	4.57	0.00091	0.04	0.01
2	130	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	58.49	0.0007	0.00	4.57	0.00057	0.02	0.00
1	150	4.57	5.71	1	120	2%	45.49	74.66	0.0007	0.00	4.57	0.00047	0.02	0.00

TRAMOS	10	CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBL		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN					CRITERIO EFECTO JOULE (%)					
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	(A)	ldimensionamiento (A)	LONGITUD (m)	TENSIÓN (V)	ΔV% TEÓRICO	σ (a <sup>2</sup> mm <sup>2</sup> /m)	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL (mm <sup>2</sup> )	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA (mm <sup>2</sup> )	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN (A)	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R(Ω)	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE (W)	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	27.42	34.28	18	120	2%	45.49	4.19	0.0753	4.32	27.42	0.15822	237.92	7.24
12	30	27.42	34.28	18	120	2%	45.49	5.85	0.0753	3.09	27.42	0.09138	146.43	4.45
10	40	27.42	34.28	18	120	2%	45.49	9.08	0.0753	1.99	27.42	0.06552	98.52	3.00
8	55	27.42	34.28	18	120	2%	45.49	17.65	0.0753	1.02	27.42	0.04248	63.88	1.94
6	75	27.42	34.28	18	120	2%	45.49	25.07	0.0753	0.72	27.42	0.02932	38.98	1.19
4	95	27.42	34.28	18	120	2%	45.49	40.26	0.0753	0.45	27.42	0.01638	24.63	0.75
2	130	27.42	34.28	18	120	2%	45.49	58.49	0.0753	0.31	27.42	0.01026	15.43	0.47
1	150	27.42	34.28	18	120	2%	45.49	74.66	0.0753	0.24	27.42	0.00846	12.72	0.39

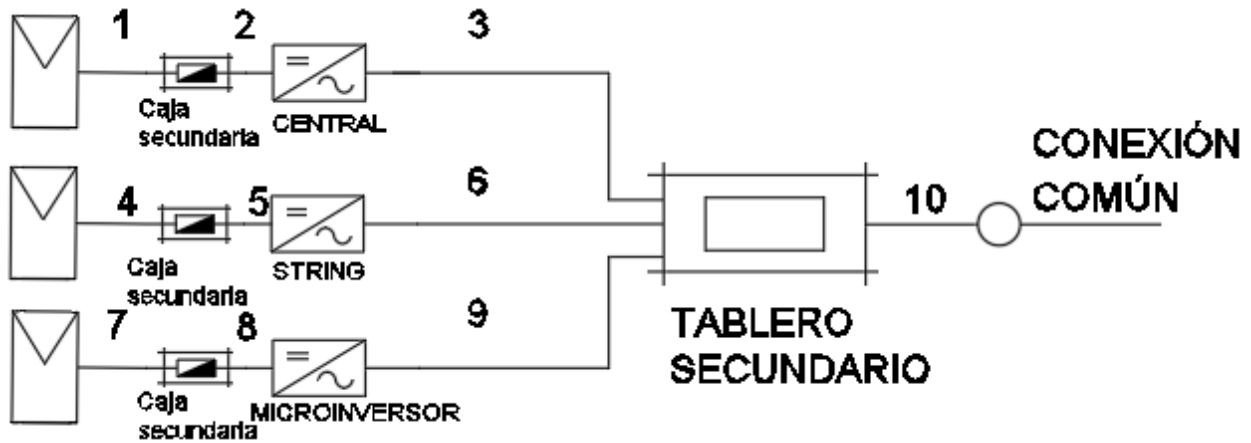
TRAMOS	20	CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBL		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN					CRITERIO EFECTO JOULE (%)					
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	(A)	ldimensionamiento (A)	LONGITUD (m)	TENSIÓN (V)	ΔV% TEÓRICO	σ (a <sup>2</sup> mm <sup>2</sup> /m)	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL (mm <sup>2</sup> )	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA (mm <sup>2</sup> )	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN (A)	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R(Ω)	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE (W)	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	27.42	34.28	26	120	2%	45.49	4.19	0.1088	6.23	27.42	0.22854	343.66	10.45
12	30	27.42	34.28	26	120	2%	45.49	5.85	0.1088	4.46	27.42	0.14066	211.51	6.43
10	40	27.42	34.28	26	120	2%	45.49	9.08	0.1088	2.88	27.42	0.09464	142.31	4.33
8	55	27.42	34.28	26	120	2%	45.49	17.65	0.1088	1.48	27.42	0.06196	92.27	2.81
6	75	27.42	34.28	26	120	2%	45.49	25.07	0.1088	1.04	27.42	0.03744	56.30	1.71
4	95	27.42	34.28	26	120	2%	45.49	40.26	0.1088	0.65	27.42	0.02366	35.58	1.08
2	130	27.42	34.28	26	120	2%	45.49	58.49	0.1088	0.45	27.42	0.01482	22.29	0.68
1	150	27.42	34.28	26	120	2%	45.49	74.66	0.1088	0.35	27.42	0.01222	18.38	0.56

▪ *Comparación de inversores*

En la Figura C6 se encuentran enumerados los tramos 1-2,4-5,7-8 que corresponden a la parte CC y los tramos 3,6, y 9 que corresponde a la parte AC. En las Tablas C10 y C11 se presentan los cálculos para la selección del conductor correspondiente a la comparación de alturas.

**Figura C6**

*Unifilar comparación de inversores*



Nota. Panel monocristalino  $V_o=40.45$  [V]  $I_{sc}=11.03$  [A], inversor central  $V_n=208$  [V]  $I_n=29$  [A], inversor string  $V_n=208$  [V]  $I_n=14.5$  [A], microinversor  $V_n=120$  [V]  $I_n=2.34$  [A].

**Tabla C10**  
Cálculo de la sección mínima del conductor DC

COMPARACIÓN DE INVERSORES													
TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (1%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR [mm <sup>2</sup> ]	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I <sub>sc</sub> [A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [a <sup>2</sup> mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
1.5	30	11.03	13.79	0.5	809	2%	45.49	1.85239E-05	0.020	10.53	0.00685	1.52	0.43
2.5	41	11.03	13.79	0.5	809	2%	45.49	1.85239E-05	0.012	10.53	0.004105	0.91	0.26
4	55	11.03	13.79	0.5	809	2%	45.49	1.85239E-05	0.007	10.53	0.002545	0.56	0.16
6	70	11.03	13.79	0.5	809	2%	45.49	1.85239E-05	0.005	10.53	0.001695	0.38	0.11
10	96	11.03	13.79	0.5	809	2%	45.49	1.85239E-05	0.003	10.53	0.000975	0.22	0.06
16	132	11.03	13.79	0.5	809	2%	45.49	1.85239E-05	0.002	10.53	0.00062	0.14	0.04
25	176	11.03	13.79	0.5	809	2%	45.49	1.85239E-05	0.001	10.53	0.0003975	0.09	0.03
35	218	11.03	13.79	0.5	809	2%	45.49	1.85239E-05	0.001	10.53	0.0002825	0.06	0.02

TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (1%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR [mm <sup>2</sup> ]	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I <sub>sc</sub> [A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [a <sup>2</sup> mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
1.5	30	11.03	13.79	1	566.3	2%	45.49	7.56078E-05	0.057	10.53	0.0137	3.04	0.87
2.5	41	11.03	13.79	1	566.3	2%	45.49	7.56078E-05	0.034	10.53	0.00821	1.82	0.52
4	55	11.03	13.79	1	566.3	2%	45.49	7.56078E-05	0.021	10.53	0.00509	1.13	0.32
6	70	11.03	13.79	1	566.3	2%	45.49	7.56078E-05	0.014	10.53	0.00339	0.75	0.21
10	96	11.03	13.79	1	566.3	2%	45.49	7.56078E-05	0.009	10.53	0.00195	0.43	0.12
16	132	11.03	13.79	1	566.3	2%	45.49	7.56078E-05	0.005	10.53	0.00124	0.27	0.08
25	176	11.03	13.79	1	566.3	2%	45.49	7.56078E-05	0.003	10.53	0.000795	0.18	0.05
35	218	11.03	13.79	1	566.3	2%	45.49	7.56078E-05	0.002	10.53	0.000585	0.13	0.04

TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (1%)			
SECCIÓN DEL CONDUCTOR [mm <sup>2</sup> ]	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I <sub>sc</sub> [A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [a <sup>2</sup> mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
1.5	30	11.03	13.79	0.5	40.45	2%	45.49	0.00741	0.39962	10.53	0.00685	1.52	0.43
2.5	41	11.03	13.79	0.5	40.45	2%	45.49	0.00741	0.23977	10.53	0.004105	0.91	0.26
4	55	11.03	13.79	0.5	40.45	2%	45.49	0.00741	0.14986	10.53	0.002545	0.56	0.16
6	70	11.03	13.79	0.5	40.45	2%	45.49	0.00741	0.09391	10.53	0.001695	0.38	0.11
10	96	11.03	13.79	0.5	40.45	2%	45.49	0.00741	0.05934	10.53	0.000975	0.22	0.06
16	132	11.03	13.79	0.5	40.45	2%	45.49	0.00741	0.03746	10.53	0.00062	0.14	0.04
25	176	11.03	13.79	0.5	40.45	2%	45.49	0.00741	0.02398	10.53	0.0003975	0.09	0.03
35	218	11.03	13.79	0.5	40.45	2%	45.49	0.00741	0.01713	10.53	0.0002825	0.06	0.02

**Tabla C11**

Cálculo del calibre del conductor AC

COMPARACIÓN DE INVERSORES														
TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBL		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (%)				
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	[A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV%: TEÓRICO	σ [n°mm²/m]	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL [mm²]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm²]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE [W]	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	19.43	24.23	4.2	208	2%	45.49	4.19	0.6722	0.003	19.43	0.036918	24.14	0.34
12	30	19.43	24.23	4.2	208	2%	45.49	5.85	0.6722	0.002	19.43	0.022722	14.86	0.21
10	40	19.43	24.23	4.2	208	2%	45.49	9.08	0.6722	0.001	19.43	0.015288	10.00	0.14
8	55	19.43	24.23	4.2	208	2%	45.49	17.65	0.6722	0.001	19.43	0.009312	6.48	0.09
6	75	19.43	24.23	4.2	208	2%	45.49	25.07	0.6722	0.001	19.43	0.006048	3.95	0.06
4	95	19.43	24.23	4.2	208	2%	45.49	40.26	0.6722	0.000	19.43	0.003822	2.50	0.04
2	130	19.43	24.23	4.2	208	2%	45.49	58.49	0.6722	0.000	19.43	0.002394	1.57	0.02
1	150	19.43	24.23	4.2	208	2%	45.49	74.66	0.6722	0.000	19.43	0.001974	1.29	0.02

TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBL		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (%)				
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	[A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV%: TEÓRICO	σ [n°mm²/m]	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL [mm²]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm²]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE [W]	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	13.6	17	8	208	2%	45.49	4.19	0.8962	0.0043	13.6	0.07032	22.53	0.46
12	30	13.6	17	8	208	2%	45.49	5.85	0.8962	0.0031	13.6	0.04328	13.87	0.28
10	40	13.6	17	8	208	2%	45.49	9.08	0.8962	0.0020	13.6	0.02912	9.33	0.19
8	55	13.6	17	8	208	2%	45.49	17.65	0.8962	0.0010	13.6	0.01898	6.05	0.12
6	75	13.6	17	8	208	2%	45.49	25.07	0.8962	0.0007	13.6	0.01152	3.69	0.08
4	95	13.6	17	8	208	2%	45.49	40.26	0.8962	0.0004	13.6	0.00726	2.33	0.05
2	130	13.6	17	8	208	2%	45.49	58.49	0.8962	0.0003	13.6	0.00456	1.46	0.03
1	150	13.6	17	8	208	2%	45.49	74.66	0.8962	0.0002	13.6	0.00376	1.20	0.02

TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBL		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (%)				
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	[A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV%: TEÓRICO	σ [n°mm²/m]	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL [mm²]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm²]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE [W]	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	4.57	5.71	16	120	2%	45.49	4.19	0.0112	0.64	4.57	0.14064	5.87	1.07
12	30	4.57	5.71	16	120	2%	45.49	5.85	0.0112	0.46	4.57	0.08656	3.62	0.66
10	40	4.57	5.71	16	120	2%	45.49	9.08	0.0112	0.30	4.57	0.05824	2.43	0.44
8	55	4.57	5.71	16	120	2%	45.49	17.65	0.0112	0.15	4.57	0.03776	1.58	0.29
6	75	4.57	5.71	16	120	2%	45.49	25.07	0.0112	0.11	4.57	0.02304	0.96	0.18
4	95	4.57	5.71	16	120	2%	45.49	40.26	0.0112	0.07	4.57	0.01456	0.61	0.11
2	130	4.57	5.71	16	120	2%	45.49	58.49	0.0112	0.05	4.57	0.00912	0.38	0.07
1	150	4.57	5.71	16	120	2%	45.49	74.66	0.0112	0.04	4.57	0.00752	0.31	0.06

TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBL		CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN						CRITERIO EFECTO JOULE (%)				
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	[A]	Idimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV%: TEÓRICO	σ [n°mm²/m]	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL [mm²]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm²]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R [Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE [W]	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	34.55	43.19	34	208	2%	45.49	4.19	3.68	0.046	34.55	0.23886	677.31	4.96
12	30	34.55	43.19	34	208	2%	45.49	5.85	3.68	0.033	34.55	0.18394	380.31	3.06
10	40	34.55	43.19	34	208	2%	45.49	9.08	3.68	0.021	34.55	0.12376	255.88	2.06
8	55	34.55	43.19	34	208	2%	45.49	17.65	3.68	0.011	34.55	0.08024	165.30	1.33
6	75	34.55	43.19	34	208	2%	45.49	25.07	3.68	0.008	34.55	0.04896	101.23	0.81
4	95	34.55	43.19	34	208	2%	45.49	40.26	3.68	0.005	34.55	0.03094	63.97	0.51
2	130	34.55	43.19	34	208	2%	45.49	58.49	3.68	0.003	34.55	0.01938	40.07	0.32
1	150	34.55	43.19	34	208	2%	45.49	74.66	3.68	0.003	34.55	0.01596	33.04	0.27

- Punto de conexión común-tablero general

En la Figura C7 se encuentran el tramo que comprende el punto de conexión común al tablero general y en la Tabla C12 se muestra el cálculo del conductor.

**Figura C7**  
Unifilar punto de conexión-tablero general



**Tabla C12**  
*Cálculo del calibre del conductor AC*

PUNTO DE CONEXIÓN -TABLERO GENERAL														
TRAMOS		CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBL		CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN					CRITERIO EFECTO JOULE (1%)					
CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTOR	I[A]	ldimensionamiento [A]	LONGITUD [m]	TENSIÓN [V]	ΔV% TEÓRICO	σ [n°mm <sup>2</sup> /m]	SECCIÓN TRANSVERSAL COMERCIAL [mm <sup>2</sup> ]	SECCIÓN TRANSVERSAL TEÓRICA [mm <sup>2</sup> ]	ΔV%	CORRIENTE DE OPERACIÓN [A]	RESISTENCIA DE CONDUCTOR R[Ω]	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE [W]	% PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE
14	25	63.53	86.98	4.39	208	2%	45.49	4.19	2.516427503	0.0120	63.53	0.0385881	323.64	2.60
12	30	63.53	86.98	4.39	208	2%	45.49	5.85	2.516427503	0.0086	63.53	0.0237499	199.19	1.60
10	40	63.53	86.98	4.39	208	2%	45.49	3.08	2.516427503	0.0055	63.53	0.0159796	134.02	1.08
8	55	63.53	86.98	4.39	208	2%	45.49	17.65	2.516427503	0.0023	63.53	0.0103604	86.89	0.70
6	75	63.53	86.98	4.39	208	2%	45.49	25.07	2.516427503	0.0020	63.53	0.0063216	53.02	0.43
4	95	63.53	86.98	4.39	208	2%	45.49	40.26	2.516427503	0.0018	63.53	0.0039949	33.51	0.27
2	130	63.53	86.98	4.39	208	2%	45.49	58.49	2.516427503	0.0009	63.53	0.0025023	20.99	0.17
1	150	63.53	86.98	4.39	208	2%	45.49	74.66	2.516427503	0.0007	63.53	0.0020633	17.31	0.14
10	170	63.53	86.98	4.39	208	2%	45.49	93.83	2.516427503	0.0005	63.53	0.0016243	13.62	0.11
210	195	63.53	86.98	4.39	208	2%	45.49	113.66	2.516427503	0.0004	63.53	0.0012731	10.68	0.09
310	225	63.53	86.98	4.39	208	2%	45.49	139.56	2.516427503	0.0004	63.53	0.0010097	8.47	0.07

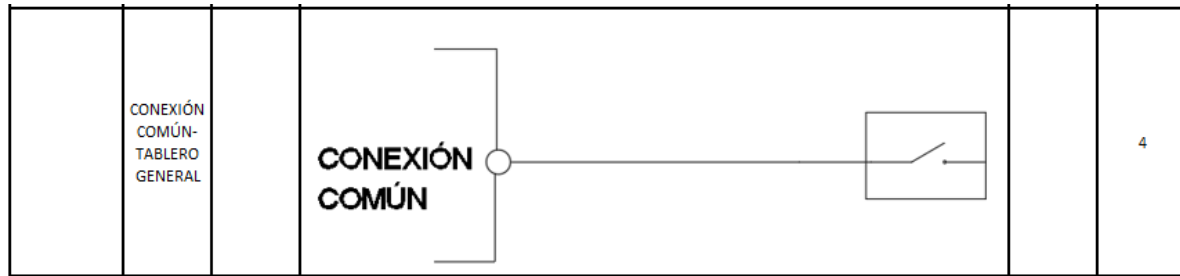
La Tabla C13 resume los calibres seleccionados para cada tramo del sistema tanto en DC

como para AC.

**Tabla C13**  
*Calibre seleccionado para cada tramo del sistema.*

COMPARATIVA	DC		UNIFILAR	AC	
	TRAMO	SECCIÓN [mm <sup>2</sup> ]		TRAMO	CALIBRE
INCLINACIÓN	1	1.5		3	14
	2			6	14
	4			9	14
	5			12	14
	7			13	4
	8				
	10				
	11				

ORIENTACIÓN	1 2 4 5 7 8 11 12 14 15 17 18	6 2.5 4 1.5 2.5 1.5 6 2.5 4 1.5 2.5 1.5		3 6 9 10 13 16 19 20	14 14 14 4 14 14 14 2
ALTURA	1 2 4 5 7 8 10 11	1.5		3 6 9 12 13	14 14 14 14 4
PANELES	1 2 4 5 7 8	6 2.5 4 1.5 2.5 1.5		3 6 9 10	14 14 14 10
INVERSORES	1 2 4 5 7 8	1.5		3 6 9 10	14 14 12 6



Nota. Calibre del cableado AC dado en AWG

- *Ductería*

*Dimensionamiento de la Ductería*

El dimensionamiento de la ductería se realizó bajo el criterio del factor o porcentaje de llenado, tal como se indica en la Tabla C14.

**Tabla C14**

*Porcentaje de sección transversal en tubos Conduit y tuberías, para llenado de conductores.*

Número de conductores	1	2	Más de 2
Todos los tipos de conductores	53 %	31 %	40 %

Nota. Tomado de *Normas para Cálculo y Diseño de Sistemas de Distribución ESSA, Tabla 3.9*

Como se enuncia en el artículo 25.7.2 del RETIE y en el artículo 339-3 y 300-3c)1) de la NTC 2050, se deben instalar todos los conductores del circuito de línea, ya sea monofásico o polifásico con su neutro y puesta a tierra en el mismo ducto. Por lo anterior, mínimamente irán 3 conductores por canalización según al tramo que corresponda. Se toma como referencia la columna 4 de la Tabla C14.

Para garantizar que el factor de llenado de ducto se encuentre dentro del rango establecido se utiliza la ecuación:

$$\%Relleno = \frac{\sum \text{Área de los cables}}{\text{Área del ducto}} \leq 40\%$$

La ductería subterránea se instalará de acuerdo con la profundidad indicada en el artículo 25.7.2 literal f del RETIE, como se muestra en la Tabla C15.

**Tabla C15**

*Profundidades mínimas de enterramiento de redes de distribución subterráneas.*

Tensión Fase- Fase (V)	Profundidad Ducto (m)	Profundidad conductor enterramiento directo (m)
Alumbrado Público	0,50	0,50
0 a 600	0,60	0,60
601 a 34500	0,75	0,95
34501 a 57500	1,00	1,20

*Nota.* Tomado de *Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)*,

*Resolución no. 9 0708 de agosto 30 de 2013, Tabla 25.1*

La Tabla C16 resume los cálculos y el calibre del ducto seleccionado para cada tramo del sistema.

**Tabla C16**

*Selección de calibre de ducto*

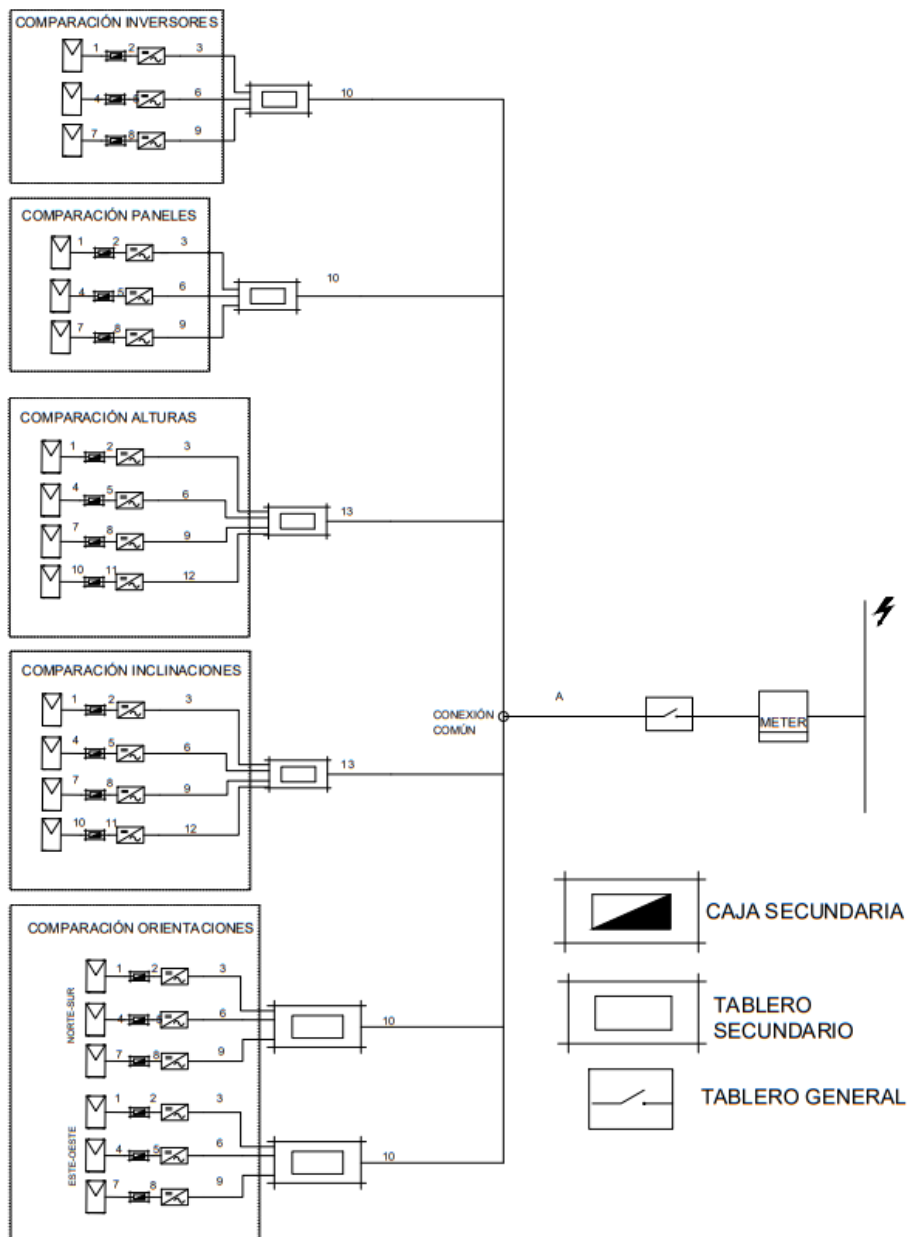
COMPARATIVA	TRAMO	CALIBRE CABLEADO	CALIBRE DUCTO [in]	CALIBRE INTERIOR [mm]	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CONDUCTOR [mm]	NÚMERO DE CONDUCTORES	FACTOR DE LLENADO	FACTOR DE LLENADO TEÓRICO [%]	UNIFILAR	
INCLINACIÓN	3	14	1/2	21.34	2.69	3	40%	4.766910352		
	6	14	1/2	21.34	2.69	3	40%	4.766910352		
	9	14	1/2	21.34	2.69	3	40%	4.766910352		
	12	14	1/2	21.34	2.69	3	40%	4.766910352		
	13	4	3/4	26	8.18	3	40%	29.69485207		
ALTURA	3	14	1/2	21.34	2.69	3	40%	4.766910352		
	6	14	1/2	21.34	2.69	3	40%	4.766910352		
	9	14	1/2	21.34	2.69	3	40%	4.766910352		
	12	14	1/2	21.34	2.69	3	40%	4.766910352		
	13	4	3/4	26	8.18	3	40%	29.69485207		
PANELES	3	14	1/2	21.34	2.69	3	40%	4.766910352		
	6	14	1/2	21.34	2.69	3	40%	4.766910352		
	9	14	1/2	21.34	2.69	3	40%	4.766910352		
	10	10	1/2	21.34	4.26	3	40%	11.95505622		
ORIENTACIÓN	3	14	1/2	21.34	2.69	3	40%	4.766910352		
	6	14	1/2	21.34	2.69	3	40%	4.766910352		
	9	14	1/2	21.34	2.69	3	40%	4.766910352		
	10	4	3/4	26	8.18	3	40%	29.69485207		
		13	14	1/2	21.34	4.26	3	40%	11.95505622	
	16	14	1/2	21.34	4.26	3	40%	11.95505622		
	19	14	1/2	21.34	4.26	3	40%	11.95505622		
	20	2	1	33	9.65	3	40%	25.65358127		
INVERSORES	3	14	1/2	21.34	2.69	5	40%	7.944850587		
	6	14	1/2	21.34	2.69	5	40%	7.944850587		
	9	12	1/2	21.34	3.38	3	40%	7.526027919		
	10	6	3/4	26	6.41	5	40%	30.39060651		
CONEXIÓN COMÚN TABLERO GENERAL	4	1	33	8.18	5	40%	30.72194674			

### Disposición de Protecciones

La disposición de las protecciones eléctricas se expone en la Figura C8.

**Figura C8**

*Unifilar disposición de protecciones*



## Elección de Protecciones Comerciales para Cajas Secundarias

### Parámetros de Dimensionamiento DC

Para el dimensionamiento de las protecciones requeridas para las cajas secundarias, protecciones DC, se tienen presentes los siguientes parámetros, Tabla C17, para todo el sistema diseñado.

**Tabla C17**

*Parámetros para dimensionamiento de protecciones DC*

<b>comparaciones</b>	<b>tramo</b>	<b>Vn [V]</b>	<b>Vdim [V]</b>	<b>Isc[A]</b>	<b>Idim [A]</b>
<b>inclinaciones</b>	1-2	32	46.2	9.74	12.18
	4-5				
	7-8				
	10-11				
<b>altura</b>	1-2	32	46.2	9.74	12.18
	4-5				
	7-8				
	10-11				
<b>paneles</b>	1-2	33.25	48.54	11.03	13.79
	4-5	32	46.2	9.74	12.18
	7-8	33	55.44	10.06	12.58
<b>orientaciones</b>	1-2	33.25	48.54	11.03	13.79
	4-5	32	46.2	9.74	12.18
	7-8	33	55.44	10.06	12.58
<b>inversores</b>	1-2	665	970.8	11.03	13.79
	4-5	465.5	679.56	11.03	13.79
	7-8	33.25	48.54	11.03	13.79

*Nota. Vn: tensión nominal, Vdim: tensión de dimensionamiento, Isc: corriente de corto circuito,*

*Idim: corriente de dimensionamiento. Los tramos se pueden verificar en la Figura C8.*

### Selección de protecciones

#### *Diodo de bloqueo*

El diodo a implementar se especifica en la Figura C9 y Tabla C18.

**Figura C9**

*Diodo de bloqueo para paneles fotovoltaicos*

**Tabla C18*****Especificaciones técnicas diodo de bloqueo***

<b>Tensión máxima</b>	<b>1600 V</b>
<b>Corriente</b>	<b>100 A</b>

***Protección Contra Sobretensiones Transitorias DC (DPS)***

Siguiendo las recomendaciones de la sección 280 de la NTC 2050, las protecciones contra sobretensiones deben ser igual o mayor a la tensión máxima continua del sistema, en la Tabla C17 se observa que el rango de tensión máxima para todos los paneles fotovoltaicos conectados a microinversores varía entre 46.2 -55.44 V por tanto, se selecciona la protección OVR PV 30 75 P TS de la marca ABB con una tensión máxima en operación continua de 100V como se observa en la Figura C10.

El dispositivo protector contra sobretensión seleccionado para la cadena de 20 paneles fotovoltaico del inversor central y la cadena de 14 paneles fotovoltaicos del inversor string es el OVR PV 40 1000 P con referencia 2CTB803953R6400 de ABB. La protección posee una tensión máxima en operación continua de 1120 V siendo óptima para el rango de tensión de 679-971 V presentados en estos tramos. La ficha técnica se expone en la Figura C10.

**Figura C10*****Ficha técnica protección contra sobretensiones***

## Protectores contra sobretensiones para sistemas fotovoltaicos

Los protectores contra sobretensiones para sistemas fotovoltaicos OVR PV proporcionan protección en equipos fotovoltaicos, contra sobretensiones que se producen en la red eléctrica.

Número de polos	Corriente impulsional (10/350) kA	Corriente de seguimiento If, kArms	Nivel de protección de tensión Up, kV	Tensión nominal Un, V	Tensión en operación Uc, V	Tensión máx. en operación	Tipo	Cód. tarifa	Bbn 3660308	EAN	Peso	Embalaje
											kg	pc.
→ 2	30	10	0.3/0.6	75	100		<b>OVR PV 30 75 P TS</b>	2CTB803953R3100		<b>514202</b>	0.12	1
3	40	20	2.8/1.4	600	700		<b>OVR PV 40 600 P</b>	2CTB803953R5300		<b>516511</b>	0.27	1
3	40	20	2.8/1.4	600	700		<b>OVR PV 40 600 P TS</b>	2CTB803953R5400		<b>516528</b>	0.27	1
→ 3	40	20	3.8	1000	1120		<b>OVR PV 40 1000 P</b>	2CTB803953R6400		<b>516534</b>	0.27	1
→ 3	40	20	3.8	1000	1120		<b>OVR PV 40 1000 P TS</b>	2CTB803953R6500		<b>516541</b>	0.27	1

*Nota. Datos tomados de catálogo técnico protección contra sobretensiones de ABB.*

### Interruptor termomagnético DC

Aplicando el valor recomendado de  $I_{dim} = 1.25 \times I_{sc}$ , la corriente máxima que circula por los cables de DC del sistema oscila entre 12-14 A, por tanto, el interruptor termomagnético DC seleccionado para todo el sistema, exceptuando para los paneles conectados al inversor central, es el Mini interruptor S802PV-SP32, 2 polos, 32A 800VDC, 5kA con referencia 2CCF019602R0001 de ABB, Figura C11, asimismo, el Mini interruptor S803PV-SP32, 3 polos, 32A 1200VDC con referencia 2CCF019615R0001 de ABB para la conexión de los paneles del inversor central, Figura C12.

### Figura C11

*Ficha técnica protección termomagnética interruptor S802PV-SP32*

Technical	
Standards:	IEC/EN 60947-2
Number of Poles:	2
Number of Protected Poles:	2
Tripping Characteristic:	B
Rated Current ( $I_n$ ):	32 A
Rated Operational Voltage:	800 V DC
Power Loss:	6.4 W at Rated Operating Conditions per Pole 3.2 W
Rated Insulation Voltage ( $U_i$ ):	1500 V
Rated Short-Circuit Capacity ( $I_{cn}$ ):	(400 V) 5 kA (230 V) 5 kA
Rated Ultimate Short-Circuit Breaking Capacity ( $I_{cu}$ ):	(800 V DC) 5 kA
Rated Service Short-Circuit Breaking Capacity ( $I_{cs}$ ):	(800 V DC) 5 kA

*Nota.* Datos proporcionados por ABB product-details

### Figura C12



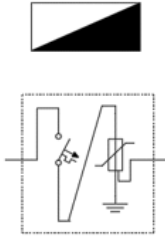












#### *Ficha técnica protección termomagnética interruptor S803PV-SP32*

Technical	
Standards:	IEC/EN 60947-2
Number of Poles:	3
Number of Protected Poles:	3
Tripping Characteristic:	B
Rated Current ( $I_n$ ):	32 A
Rated Operational Voltage:	1200 V DC
Power Loss:	9.6 W at Rated Operating Conditions per Pole 3.2 W
Rated Insulation Voltage ( $U_i$ ):	1500 V
Rated Short-Circuit Capacity ( $I_{cn}$ ):	(400 V) 5 kA (230 V) 5 kA
Rated Ultimate Short-Circuit Breaking Capacity ( $I_{cu}$ ):	(1200 V DC) 5 kA
Rated Service Short-Circuit Breaking Capacity ( $I_{cs}$ ):	(1200 V DC) 5 kA

*Nota.* Datos proporcionados por ABB product-details

En la Tabla C19 se expone el resumen de las protecciones para las cajas secundarias ubicadas entre los paneles solares e inversores.

**Tabla C19**  
*Protecciones DC para las cajas secundarias.*

CAJA SECUNDARIA							
COMPARACIÓN	DETECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES TRANSITOR			INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO			UNIFILAR
	REFERENCIA	MARCA	IMAGEN	REFERENCIA	MARCA	IMAGEN	
INCLINACIÓN	2CTB803953R3100	ABB		2CCF019602R0001	ABB		
ALTURA	2CTB803953R3100	ABB		2CCF019602R0001	ABB		
ORIENTACIÓN	2CTB803953R3100	ABB		2CCF019602R0001	ABB		
PANEL	2CTB803953R3100	ABB		2CCF019602R0001	ABB		
INVERSOR	CENTRAL	2CTB803953R6400	ABB		2CCF019615R0001	ABB	
	STRING	2CTB803953R6400	ABB		2CCF019602R0001	ABB	
	MICROINVERSOR	2CTB803953R3100	ABB		2CCF019602R0001	ABB	

*Nota.* Imágenes tomadas de *ABB product-details*

### **Elección de Protecciones Comerciales para Tableros Secundarios**

#### *Parámetros de dimensionamiento AC*

Para el dimensionamiento de las protecciones requeridas para los tableros secundarios, se tienen presentes los siguientes parámetros, Tabla C20 y C21, para todo el sistema diseñado.

**Tabla C20**

*Parámetros para dimensionamiento interruptor termomagnético*

<b>comparaciones</b>	<b>tramo</b>	<b>Vn [V]</b>	<b>Vdim [V]</b>	<b>I[A]</b>	<b>Idim [A]</b>
<b>inclinaciones</b>	3	120	180	4.57	5.71
	6				
	9				
	12				
<b>altura</b>	3	120	180	4.57	5.71
	6				
	9				
	12				
<b>paneles</b>	3	120	180	4.57	5.71
	6				
	9				
<b>orientaciones</b>	3	120	180	4.57	5.71
	6				
	9				
<b>inversores</b>	3	208	312	19.43	24.29
	6	208	312	13.6	17
	9	120	180	4.57	5.71

*Nota.* Vn: tensión nominal, Vdim: tensión de dimensionamiento, I: corriente de operación, Idim: corriente de dimensionamiento. Los tramos se pueden verificar en la figura C8.

**Tabla C21**

*Parámetros para dimensionamiento interruptor termomagnético general y protección diferencial*

<b>Comparaciones</b>	<b>Tramo</b>	<b>Vn [V]</b>	<b>Vdim [V]</b>	<b>I[A]</b>	<b>Idim [A]</b>
<b>Inclinaciones</b>	13	120	180	18.28	22.85
<b>Altura</b>	13	120	180	18.28	22.85
<b>Paneles</b>	10	120	180	13.71	17.14
<b>Orientaciones</b>	10	120	180	27.42	34.28
	20				
<b>Inversores</b>	10	208	312	34.55	43.19

*Nota.* Vn: tensión nominal, Vdim: tensión de dimensionamiento, I: corriente de operación, Idim: corriente de dimensionamiento. Los tramos se pueden verificar en la figura C8.

*Selección de protecciones*

*a. Interruptor termomagnético*

Aplicando el valor recomendado de  $I_{dim} = 1.25 \times I$ , observamos que la corriente máxima que circula por los cables a la salida de los microinversores es 5.71 A, por tanto, el interruptor termomagnético seleccionado es el Mini interruptor automático IC60N, 6A,120V con referencia A9F74106 de Schneider Electric, Figura C13.

Los interruptores termomagnéticos seleccionados para el inversor central y string deben tener una corriente nominal mayor a 24.29 A y 17 A respectivamente. El interruptor, IC60N 3 polos, 40A 220V con referencia A9F74325 de Schneider Electric, Figura C14, para el inversor central y el IC60N 3 polos, 20A 220V con referencia A9F74320 de Schneider Electric, Figura C14, para el inversor string son las protecciones elegidas.

**Figura C13**

*Ficha técnica protección termomagnética interruptor A9F74106 (microinversor)*

Referencia	In (A)	Icu 120V
		IEC60947-2
A9F74170	0,5	50
A9F74101	1	50
A9F74102	2	50
A9F74103	3	50
A9F74104	4	50
→ A9F74106	6	20

*Nota.* Datos obtenidos de DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSION de Schneider Electric.

**Figura C14**

*Ficha técnica protección termomagnética interruptor A9F74325 (inversor central) e interruptor A9F74320 (inversor string)*

Referencia	In (A)	Icu 220 / 440 V
		IEC60947-2
A9F74370	0,5	50 / 25 kA
A9F74301	1	50 / 25 kA
A9F74302	2	50 / 25 kA
A9F74303	3	50 / 25 kA
A9F74304	4	50 / 25 kA
A9F74306	6	20 / 6 kA
A9F74310	10	20 / 6 kA
A9F74316	16	20 / 6 kA
→ A9F74320	20	20 / 6 kA
→ A9F74325	25	20 / 6 kA
A9F74332	32	20 / 6 kA
A9F74340	40	20 / 6 kA

*Nota.* Datos obtenidos de *Distribución Eléctrica de Baja Tensión* de Schneider Electric.

*b. Interruptor termomagnético general y protección diferencial.*

La Tabla C21 nos indica que las protecciones para las comparaciones de inclinación, altura y paneles deben superar los 22 A, para la comparación de orientaciones deben ser mayores a 34 A y finalmente para la comparación de inversores deben superar los 43 A. Es por esto que los interruptores termomagnéticos seleccionados son el QO130 de 30 A, 1 polo, 120/240 AC de Schneider Electric, Figura C15, el HOM140 de 40 A, 1 polo, 120/40 de Schneider Electric, Figura C16, y el QO360VH de 60 A, 3 polos, 120/240 de Schneider Electric, Figura C17, respectivamente.

Las protecciones diferenciales seleccionadas para todos los tableros secundarios exceptuando el de la comparación de inversores es el A9R44240 de Schneider Electric, Figura C18, asimismo para la comparación de inversores el A9R14480 de Schneider Electric, Figura C19, cumpliendo lo pactado en la NTC 2050 lo cual indica que las protecciones sobre corrientes deben ser del valor nominal inmediato superior a la capacidad de corriente de los conductores.

**Figura C15**

*Ficha técnica protección termomagnética interruptor QO130*

Principal	
Product	Interruptor automático en miniatura
Range	QO
Current Rating	30 A
Voltage Rating	120 V CA 120/240 V CA
Mounting Type	Conexión
Number of Poles	1P
Circuit Breaker Type	Standard ((*))
Ratings	HACR rated ((*))
Electrical Connection	Pressure plate ((*))

*Nota.* Datos proporcionados por Schneider Electric.

**Figura C16***Ficha técnica protección termomagnética interruptor HOM140*

Principal	
Product	Interruptor automático en miniatura
Range	Homeline
Current Rating	40 A
Certifications	Registrado por UL
Voltage Rating	120/240 V CA
Mounting Type	Conexión
Number of Poles	1P
Short Circuit Current Rating	10 kA
Number of Spaces	1
Circuit Breaker Type	Standard ((*))
Ratings	HACR rated ((*))
Electrical Connection	Box lugs ((*))
Wire Size	AWG 8...AWG 2 - tipo de cable: aluminio/cobre) para 1 cable(s)

*Nota.* Datos proporcionados por Schneider Electric.

**Figura C17***Ficha técnica protección termomagnética interruptor QO360VH*

**Principal**

Product	Interruptor automático en miniatura
Range	QO
Current Rating	60 A
Voltage Rating	120/240 V CA 240 V 120 V
Mounting Type	Conexión
Number of Poles	3P
Circuit Breaker Type	Standard ((*))
Ratings	HACR rated ((*))
Electrical Connection	Box lugs ((*))

*Nota.* Datos proporcionados por Schneider Electric.

**Figura C18**

*Ficha técnica protección diferencial A9R44240*

**Principal**

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 IID
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	IID
Número de polos	2P
Posición de neutro	Izquierda
Corriente nominal (In)	40 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad ante fugas a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

*Nota.* Datos proporcionados por Schneider Electric.

**Figura C19**

*Ficha técnica protección diferencial A9R14480*

**Principal**




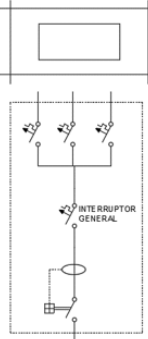














Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 IID
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	IID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	80 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad de fuga a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

*Nota.* Datos proporcionados por Schneider Electric.

En la tabla C22 se expone el resumen de las protecciones para los tableros secundarios ubicados entre los inversores y el tablero general.

**Tabla C22**

*Protecciones para los tableros secundarios.*

		TABLERO SECUNDARIO									UNIFILAR
COMPARACIÓN		INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO			INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO GENERAL			DIFERENCIAL			
		REFERENCIA	MARCA	IMAGEN	REFERENCIA	MARCA	IMAGEN	REFERENCIA	MARCA	IMAGEN	
INCLINACIÓN		A9F74106	SCHNEIDER ELECTRIC		QO130	SCHNEIDER ELECTRIC		A9R44240	SCHNEIDER ELECTRIC		
ALTURA		A9F74106	SCHNEIDER ELECTRIC		QO130	SCHNEIDER ELECTRIC		A9R44240	SCHNEIDER ELECTRIC		
ORIENTACIÓN		A9F74106	SCHNEIDER ELECTRIC		HOM140	SCHNEIDER ELECTRIC		A9R44240	SCHNEIDER ELECTRIC		
PANEL		A9F74106	SCHNEIDER ELECTRIC		QO130	SCHNEIDER ELECTRIC		A9R44240	SCHNEIDER ELECTRIC		
INVERSOR	CENTRAL	A9F74325	SCHNEIDER ELECTRIC		QQ360VH	SCHNEIDER ELECTRIC		A9R14480	SCHNEIDER ELECTRIC		
	STRING	A9F74320	SCHNEIDER ELECTRIC								
	MICROINVERSOR	A9F74106	SCHNEIDER ELECTRIC								

### Elección de Protecciones Comerciales para el Tablero General

#### Parámetros de dimensionamiento

Para el dimensionamiento de las protecciones requeridas para el tablero general, protecciones AC, se hace necesario tener presentes los siguientes parámetros, tabla C23.

**Tabla C23**

*Parámetros para dimensionamiento protecciones tablero general*

Tramo	Vn [V]	Vdim [V]	I[A]	Idim [A]
Punto de conexión común-Tablero general	208	312	69.59	86.98

*Nota.* Vn: tensión nominal, Vdim: tensión de dimensionamiento, I: corriente de operación, Idim: corriente de dimensionamiento. Los tramos se pueden verificar en la figura C8.

## Selección de protecciones

### a. Interruptor automático regulable

Aplicando el valor recomendado de  $I_{dim} = 1.25 \times I$ , observamos que la corriente máxima que circula por los cables a la salida del sistema es 86.98 A, Tabla C23, por tanto, el interruptor automático regulable seleccionado es el Interruptor Automático LV429550, 100 A con referencia A9F74106 de Schneider Electric, Figura C20.

### Figura C20

Ficha técnica protección termomagnética interruptor Automático LV429550

Principal	
Gama	Compact
Nombre del producto	Compact NSX
Gama de producto	NSX100...250
Nombre corto del dispositivo	Compact NSX100B
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	3P
Descripción de polos protegidos	3t
Corriente nominal (In)	100 A en 40 °C
[Ue] tensión asignada de empleo	690 V CA 50/60 Hz
Tipo de red	CA
Frecuencia de red	50/60 Hz
Apto para seccionamiento	Sí acorde a EN/IEC 60947-2
Categoría de empleo	Categoría A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	15 kA Icu en 500 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 20 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 25 kA Icu en 380/415 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 40 kA Icu en 220/240 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
Performance level	B 25 kA 415 V CA
Unidad de control	TM-D
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Funciones de protección de unidad de control	LI
Tipo de control	Maneta
Circuit breaker mounting mode	Fijo

Nota. Datos proporcionados por Schneider Electric

### b. Protección contra sobretensiones transitorias (DPS)

Siguiendo las recomendaciones de la sección 280 de la NTC 2050, las protecciones contra sobretensiones deben ser igual o mayor a la tensión máxima continua del sistema, en la Tabla C23 se observa que la tensión máxima del sistema es 312 V, por tanto, se selecciona la

protección A9L16294 de la marca Schneider Electric con una tensión máxima en operación continua de 350V como se observa en la Figura C21.

**Figura C21**

*Ficha técnica protección contra sobretensiones A9L16294*


Referencia	Descripción	Número de polos	Corriente de descarga por fase I <sub>max</sub> - (kA) (8/20)	Voltaje de protección* U <sub>p</sub> - (kV)	Máximo voltaje de operación continuo U <sub>c</sub> - (V)	Protección Dedicada recomendada
A9L16292	iQuick PRD 40r 1P+N	1P+N	40	≤2.5	350	Incluida
A9L16293	iQuick PRD 40r 3P	3P	40	≤2	350	Incluida
→ A9L16294	iQuick PRD 40r 3P+N	3P+N	40	≤2.5	350	Incluida
A9L16295	iQuick PRD 20r 1P+N	1P+N	20	≤1.5	350	Incluida
A9L16296	iQuick PRD 20r 3P	3P	20	≤1.5	350	Incluida
A9L16297	iQuick PRD 20r 3P+N	3P+N	20	≤1.5	350	Incluida

*Nota.* Datos tomados de catálogo *Distribución Eléctrica en Baja Tensión* de Schneider Electric.

En la Tabla C24 se expone el resumen de las protecciones para el tablero general ubicado entre los tableros secundarios y la red.

**Tabla C24**

*Protecciones para tablero general.*

TABLERO GENERAL						
INTERRUPTOR AUTOMÁTICO REGULABLE			PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES TRANSITORIAS			UNIFILAR
REFERENCIA	MARCA	IMAGEN	REFERENCIA	MARCA	IMAGEN	
LV429550	SCHNEIDER ELECTRIC		A9L16294	SCHNEIDER ELECTRIC	