

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA AISLADA CON GENERACIÓN  
FOTOVOLTAICA EN UNA ZONA RURAL DEL MUNICIPIO DE SOCORRO  
SANTANDER

IVAN ANDRÉS MALDONADO MARTÍNEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTA FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2018

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA AISLADA CON GENERACIÓN  
FOTOVOLTAICA EN UNA ZONA RURAL DEL MUNICIPIO DE SOCORRO  
SANTANDER

IVAN ANDRÉS MALDONADO MARTÍNEZ

Trabajo de grado en la modalidad de investigación para optar al título de ingeniero  
electricista

Directora

María Alejandra Mantilla Villalobos  
Doctora en ingeniería, ingeniera electrónica

Codirectora

Mónica Andrea Botero Londoño  
Doctora en ciencias físicas, ingeniera electricista

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTA FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA

2018

## **DEDICATORIA**

A mis padres, por bríndame su apoyo incondicional a lo largo de este tiempo, pues sin su esfuerzo y paciencia, no hubiera cumplido con esta importante etapa, que hoy concluye en mi vida.

A mi hermano, por sus palabras de aliento a lo largo de todo este proceso.

A mi familia, por el apoyo en esos momentos difíciles, que de alguna u otra forma, fueron parte importante para culminar esta etapa.

***IVAN ANDRÉS MALDONADO MARTÍNEZ***

## TABLA DE CONTENIDO

	Pag
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	16
<b>1. JUSTIFICACIÓN</b> .....	18
<b>1.2.OBJETIVOS</b> .....	19
1.2.1. Objetivo general. ....	19
1.2.2. Objetivos específicos. ....	19
<b>2. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO AISLADOS.</b> .....	21
<b>2.1.PANALES O MÓDULOS SOLARES</b> .....	21
2.1.1. Conexión en serie para módulos solares. ....	23
2.1.2. Conexión en paralelo para módulos solares. ....	24
2.1.3. Conexión en serie-paralelo o conexión mixta:.....	25
2.1.4. Ficha técnica de los módulos solares.....	26
<b>2.2.BATERÍAS O ALMACENAMIENTO</b> .....	28
2.2.1. Baterías de ácido plomo. (Pb-ácido). ....	30
2.2.2. Baterías de Níquel cadmio (Ni-Cd):.....	31
2.2.3. Baterías de Litio: .....	31
2.2.4. Especificaciones eléctricas:.....	32
2.2.5. Consideraciones para el uso de baterías: .....	34
<b>2.3.REGULADOR O CONTROLADOR DE CARGA.</b> .....	35
<b>2.4.INVERSOR</b> .....	37
<b>3. METODOLOGÍA Y DESARROLLO PROPUESTO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO AISLADO.</b> .....	38
<b>3.1. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA</b> .....	38
<b>3.2. DETERMINACIÓN DEL PERFIL DE CARGA DE LAS CABAÑAS.</b> .....	39
<b>3.3. DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO EN LA ZONA</b> .....	42
3.3.1. Irradiación promedio incidente (I) en la zona de Socorro Santander .....	43
3.3.2. Horas solares pico (HSP):.....	44
<b>3.4. NÚMERO DE MÓDULOS REQUERIDOS PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN.</b> .....	45

<b>3.5. NÚMERO DE BATERÍAS REQUERIDAS PARA EL SISTEMA DE ACUMULACIÓN</b> .....	55
<b>3.6. DIMENSIONAMIENTO DEL CONTROLADOR MPPT</b> .....	61
<b>3.7. DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR</b> .....	63
<b>3.8. DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES QUE TRANSPORTAN CORRIENTE CONTINUA.</b> .....	65
<b>3.9. ELABORACIÓN DE RUTINA EN MATLAB, PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SGFVA.</b> .....	69
<b>3.10.RESUMEN DEL DIMENSIONAMIENTO FINAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO</b> .....	71
<b>4. SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO</b> .....	73
<b>4.1 SELECCIÓN DE LOS PANELES O MÓDULOS SOLARES</b> .....	73
<b>4.1. SELECCIÓN DEL REGULADOR DE CARGA.</b> .....	73
<b>4.2. SELECCIÓN DE LAS BATERÍAS.</b> .....	74
<b>4.3. SELECCIÓN DEL INVERSOR</b> .....	76
<b>4.4. SELECCIÓN DE LOS CONDUCTORES DE C.C.</b> .....	77
<b>5. PROTECCIONES PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.</b> .....	78
<b>5.1. PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE</b> .....	78
<b>5.2. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES</b> .....	79
<b>5.3. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA</b> .....	81
5.3.1. Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra para corriente continua.....	82
5.3.2. Electrodo de puesta a tierra. ....	82
<b>6. DESCRIPCIÓN DEL CIRCUITO DE CA.</b> .....	84
<b>7. PLANOS</b> .....	88
<b>7.1. CABAÑAS</b> .....	88
7.1.1. Plano de planta de la cabaña.....	90
<b>7.2. PLANOS ELÉCTRICOS</b> .....	91
7.2.1. Planos de iluminación .....	91
7.2.2. Planos de salidas de tomacorrientes.....	91
7.2.3. Diagrama unifilar general. ....	91
<b>8. CONCLUSIONES</b> .....	92
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	94

**ANEXOS.....97**

## LISTA DE FIGURAS

	<i>Pag</i>
<i>Figura 1 Sistema Fotovoltaico Aislado.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2 Conexión en serie para módulos solares con diodo de bypass.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 3 Conexión en paralelo para módulos solares con repartidor de corriente.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 4 Conexión serie-paralelo de módulos solares.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 5 Ficha técnica de un módulo solar de 200 Wp.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 6 Variación de I vs V con la temperatura.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 7 Proceso de carga y descarga en una batería secundaria.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 8 Efecto de la temperatura en la capacidad de la batería.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 9 Comportamiento de la vida útil en función de las profundidades de descarga.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 10 Curva de corriente a diferente nivel de irradiancia.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 11 Tipos de reguladores.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 12 Ruta desde el municipio de socorro a la ubicación del proyecto.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 13 Espacio de la ubicación del proyecto.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 14 Curva de demanda diaria para una cabaña turística.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 15 Consumo diario de energía en una cabaña.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 16 Tramos utilizados para determinar la eficiencia en los conductores DC.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 17 Temperatura Máxima media Anual.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 18 Temperatura promedio máxima y mínima de la Locación.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 19 Esquema de conexión de los módulos FV, para el sistema de generación.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 20 Promedio de número de días del mes de abril sin brillo solar.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 21 Esquema de conexión del banco de baterías.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 22 Datos de entrada de la rutina.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 23 Características del libro de Excel.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 24 Características del libro de Excel.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 25 Solución de la rutina planteada en Matlab.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 26 Controlador de carga solar MPPT 250/60 MC4.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 27 Batería 12 OPzV 1200.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 28 Inversor de 4000 W de la empresa ANHUI JINGE POWER.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 29 Características del conductor seleccionado.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 30 Criterios de selección de los DPS.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 31 Criterios de regulación de tensión de la ESSA.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 32 Factores de corrección para más de 3 conductores.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 33 Número máximo de conductores en tubo Conduit rígido de PVC.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 34 Calibre mínimo de los conductores de puestas a tierra.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 35 Vista previa 1.....</i>	<i>88</i>
<i>Figura 36 Vista previa 2.....</i>	<i>88</i>
<i>Figura 37 Vista previa 3.....</i>	<i>89</i>

*Figura 38 Vista previa 4.* .....89  
*Figura 39 Plano de planta*.....90

## LISTA DE TABLAS

	Pag
<i>Tabla 1 Comparación de los diferentes tipos de estructura en las células FV.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 2 Ventajas y desventajas de las células monocristalinas y policristalinas ...</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 3 Cuadro de cargas para 1 cabaña.....</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 4 Promedios mensuales de la serie histórica de radiación .....</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 5 Criterio para definir de la tensión de trabajo .....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 6 Datos necesarios para el cálculo de conductores en CC.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 7 Verificación de conductores por el 125% según la NTC 2050 .....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 8 Calibres de conductores corregidos.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 9 Selección del valor nominal del interruptor .....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 10 Selección del SPT en equipos .....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 11 Descripción de las características del cto de CA .....</i>	<i>87</i>

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A: Ficha técnica del inversor JN*HS Pure Since Wave DC-AC de la empresa UNGE ..	97
Anexo B: Ficha técnica del controlador de carga Smart Solar MPPT 250/100 .....	99
Anexo C: Ficha técnica del módulo solar A-330P GSE de la empresa atersa .....	100
Anexo D: Ficha técnica de la batería 6 OPzV solar power 520 .....	101
Anexo E: Vistas laterales de las cabañas canalización .....	102
Anexo F: Tabla 310-16 capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2000V, tomada de la NTC 2050 .....	103
Anexo G: Ficha técnica del conductor a utiliza .....	104
Anexo H: Ficha técnica del interruptor automático magnetotérmico S800 PV-S ..	105
Anexo I: Ficha técnica del equipo de protección de sobretensión <i>OVR PV 40 1000 P TS</i> .....	106
Anexo J: Tablero de cargas .....	107
Anexo L: Plano de iluminación. (ver Anexo M en el CD que hace parte de este proyecto para más detalle) .....	108
Anexo M: Plano de tomacorrientes (ver Anexo M en el CD que hace parte de este proyecto para más detalle) .....	109
Anexo N: Diagrama unifilar .....	110
Anexo O: Libro de Excel (perfila de carga y cuadro de cargas).....	111
Anexo P: Valores de Irradiancia promedio en Socorro Santander.....	111
Anexo Q: Rutina de Matlab.....	111

**Nota:** ver otros anexos en la carpeta adjunta

## **SIGLAS Y ABREVIATURAS**

SGFVA: Sistemas de Generación Fotovoltaica Aislados

STN: Sistemas de Trasmisión Nacional

NTC-2050: Norma Técnica Colombiana 2050

ZNI: Zonas No Interconectadas

SFV: Sistemas Fotovoltaicos

FV: Fotovoltaicos

CC: Corriente Continua

CA: Corriente Alterna

ESSA: Electrificadora de Santander S.A.

SPT: Sistema de Puesta a Tierra

## RESUMEN

**TÍTULO:** DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA AISLADA CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA ZONA RURAL DEL MUNICIPIO DE SOCORRO SANTANDER\*

**AUTOR:** Ivan Andrés Maldonado Martínez\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Sistema de generación fotovoltaico aislado, Autónomo, energía solar, diseño.

### DESCRIPCIÓN:

Con este trabajo se busca aportar a las soluciones energéticas en zonas rurales del país que no están interconectadas a la red nacional, para este caso en específico en el municipio de Socorro Santander, y con esto dar otro enfoque al área del turismo que se presenta en la zona, con el fin de crear parques, granjas o cabañas donde su atractivo sea la auto sostenibilidad energética. Aprovechando que Colombia es un país privilegiado por su posición geográfica, que cuenta con una gran variedad de condiciones meteorológicas y que presenta niveles de radiación entre 6.5 – 7.0  $\frac{kWh}{m^2}$  en las zonas de máxima radiación, conociendo la gran reducción de precios para los módulos, inversores y demás elementos requeridos por el sistema. Es la iniciativa de incursionar en el diseño de sistemas fotovoltaicos aislados que podría conllevar a un modelo económico y sostenible a lo largo del tiempo.

Para realizar el dimensionamiento del sistema de generación, primero se realizó una curva de demanda con base en el criterio del diseñador. El sistema debe ser totalmente autónomo por 3 días; se considera que la carga puede tener un funcionamiento de los 7 días de la semana debido al alto flujo de turistas en el municipio. Se obtuvieron los valores de irradiancia en la zona para determinar el potencial de generación que se tiene y así poder dimensionar el sistema de generación y almacenamiento que se requiere.

---

\*Trabajo de grado

\*\*Universidad Industrial de Santander, Escuelas de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Directora María Alejandra Mantilla V

## ABSTRACT

**TITLE:** DESIGN OF A ELECTRICAL INSTALLATION ISOLATED WITH PHOTOVOLTAIC GENERATION IN A RURAL AREA OF THE MUNICIPALITY OF SOCORRO SANTANDER.

**AUTHORS:** Ivan Andrés Maldonado Martínez

**KEY WORDS:** Isolated photovoltaic generation system, Autonomous, solar energy, design.

### DESCRIPTION:

This work seeks to contribute to energy solutions in rural areas of the country that are not interconnected to the national network, for this specific case in the municipality of Santander relief, and with this give another focus to the area of tourism that is presented in the zone, in order to create parks, farms or cabins where its attractiveness is self-sustainability. Taking advantage of the fact that Colombia is a privileged country due to its geographical position, which has a great variety of weather conditions and that has radiation levels between 6.5 - 7.0 kWh / m<sup>2</sup> in the areas of maximum radiation, it is evident that it could be advantage to the use of solar energy, knowing the great price reduction for modules, inverters and other elements required by the system. It is the initiative to venture into the design of isolated photovoltaic systems that could lead to an economic and sustainable model over time.

To carry out the sizing of the generation system, a demand curve was first made based on the designer's criteria. The system must be completely autonomous for 3 days; it is considered that the load can have an operation of the 7 days of the week due to the high flow of tourists in the municipality. The irradiance values were obtained in the area to determine the generation potential

---

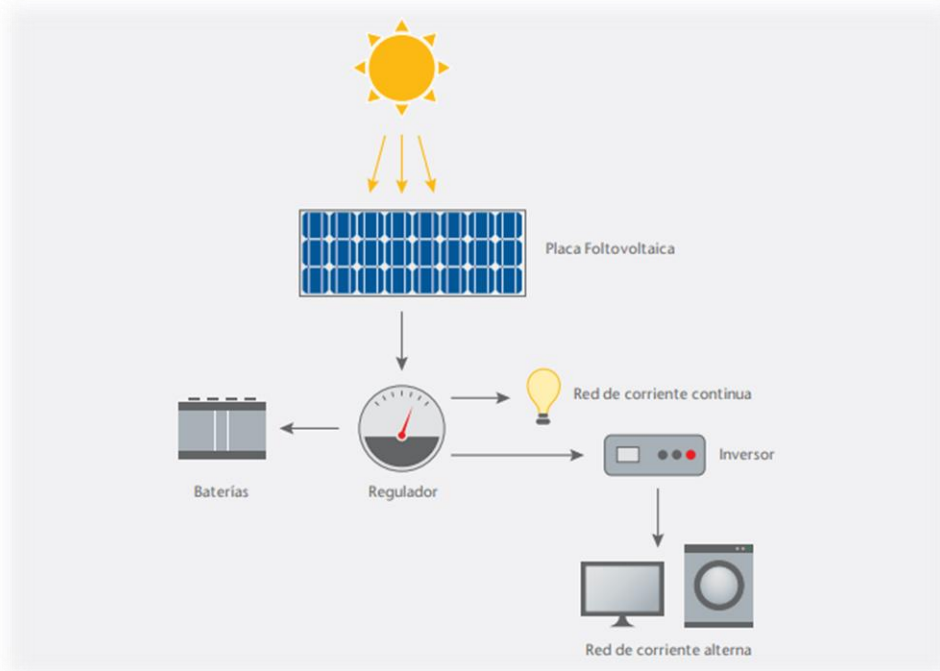
\*Degree Project

\*\*Industrial University of Santander, Department of Physical-mechanical, school of electrical, electronic and telecommunications engineering, Dra. Maria Alejandra Mantilla V.

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de generación fotovoltaica aislados (SGFVA) se utilizan con frecuencia en zonas donde el sistema de transmisión nacional (STN) no llega, o es de difícil acceso<sup>1</sup>; es por esto, que resulta una solución para satisfacer las necesidades energéticas en dichas zonas, ya que genera energía limpia y renovable; son de fácil instalación y mantenimiento, haciéndolo idóneo para las zonas no interconectadas. Estos sistemas de generación se basan en cuatro etapas que son: los módulos fotovoltaicos, el regulador de carga, las baterías o el almacenamiento y el inversor<sup>2</sup>, como se muestra en la figura 1.

Figura 1 Sistema Fotovoltaico Aislado



Fuente 1 [http://www.phoenixsolar-group.com/dms/documents/business/es/sistemas\\_aislados.pdf](http://www.phoenixsolar-group.com/dms/documents/business/es/sistemas_aislados.pdf)

<sup>1</sup>VEGA, Juan Carlos & RAMÍREZ, Santiago. Fuentes de energía renovables y no renovables aplicaciones. 1 ed. México: Alfaomega grupo editor S.A, 2014. p. 286

<sup>2</sup> PHOENIX SOLAR SL. Sistemas fotovoltaicos aislados, Phoenix solar. [en línea], 14 de septiembre 2018, disponible en internet: [http://www.phoenixsolar-group.com/dms/documents/business/es/sistemas\\_aislados.pdf](http://www.phoenixsolar-group.com/dms/documents/business/es/sistemas_aislados.pdf)

Partiendo de lo anterior, nace la idea de la implementación de esta tecnología en el municipio de Socorro Santander; cabe aclarar que el municipio hace parte del STN. El proyecto se piensa implementar en una zona que está proyectada para realizar ecoturismo, la cual está ubicada más o menos a 15 min (en vehículo) del municipio con latitud  $6^{\circ}28'38.31''N$  y longitud  $73^{\circ}13'45.47''O$ .

El proyecto tiene como alcance el diseño y dimensionamiento de SGFVA para 3 cabañas destinadas a hospedaje. Los sistemas de generación van a ser descentralizados, esto indica que cada cabaña tendrá su propio sistema de alimentación. Para el dimensionamiento y la distribución de los circuitos se utilizará una cabaña como referencia, ya que las tres cabañas son idénticas tanto en área como en carga instalada.

Para realizar el dimensionamiento del sistema de generación, primero se realizó una curva de demanda con base en el criterio del diseñador; esto es debido a que la electrificadora de la zona no cuenta con curvas de consumo para este tipo de demanda. El sistema debe ser totalmente autónomo por 3 días; se considera que la carga puede funcionar los 7 días de la semana debido al alto flujo de turistas en el municipio. Por otro lado, se obtuvieron los valores de irradiancia en la zona para determinar el potencial de generación que se tiene y así poder dimensionar el sistema de generación y almacenamiento que se requiere.

Para esto, se realizó un *script* en *Matlab* el cual permite determinar el número de módulos solares, el número de baterías necesarias e identifica si los equipos preseleccionados para la instalación sirven con respecto a la carga y el dimensionamiento realizado. El *script* realizado sirve para calcular el dimensionamiento del SGFV, con base en cualquier perfil de consumo que se modifique en una hoja de cálculo *Excel*; llamado "*perfil de carga*", el cual está enlazado al *script* realizado.

En el documento también se encontrará el cuadro de cargas con su respectiva distribución de cargas, selección de los conductores con sus respectivas regulaciones de tensión, planos de diagramas unifilares, tanto del sistema de generación, y de los circuitos ramales de las cabañas; se podrá evidenciar las protecciones utilizadas para cada etapa del proceso, su sistema de puesta a tierra y cada elemento que se piensa utilizar en la instalación, todo esto teniendo en cuenta la normativa técnica colombiana.

## 1. JUSTIFICACIÓN

Una de las principales motivaciones que lleva a la implementación de la generación fotovoltaica, es el crecimiento a nivel mundial que ha tenido esta tecnología, ya que la capacidad de energía solar fotovoltaica creció un 50% en el 2017 convirtiéndose en la fuente de energía de mayor crecimiento superando al mismo carbón<sup>3</sup>.

Con el acuerdo de París del 12 de diciembre 2015, más de 130 países han establecido obligaciones para la reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero y con esto evitar un aumento en la temperatura global en 2°C<sup>4</sup>. Colombia es un país vulnerable a los impactos del cambio climático, por lo tanto, la reducción de estos gases es importante, ya que es notable el aumento en la frecuencia y la intensidad de fenómenos naturales como la Niña y el Niño que llevan a catástrofes y emergencia nacionales. Debido a esto Colombia se ha comprometido en tres aspectos muy importantes:

- La reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% para el año 2030
- Implementar medidas de adaptación contundentes.
- Conservar los bosques.

La implementación de la reducción de emisiones de gases conlleva a la nación a un compromiso; ya que toda medida o decisión que se tomen, deben estar enfocadas hacia la mitigación, la adaptación y los medios de implementación que este conlleva, llevando al país a desarrollar pilares de crecimiento económico sociales y ambientales donde se promueva la competitividad, el uso eficiente de los recursos, la innovación y el desarrollo de nuevas tecnologías. Para esto el gobierno identificó acciones claves e importantes en diferentes sectores económicos para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, estos sectores se comprenden

---

<sup>3</sup> EL ESPECTADOR, “En 2017 la energía solar creció más rápido que otros combustibles”[en línea], 8 de enero 2018 [19 de septiembre 2018], disponible en: <https://www.elespectador.com/noticias/medio-ambiente/en-2017-la-energia-solar-crecio-mas-rapido-que-otros-combustibles-articulo-732323>

<sup>4</sup>MINISTERIOS DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Acuerdo de París 2015. MINAMBIENTE [en línea], 12 de diciembre 2015 [13 de septiembre 2018]. Disponible en internet: [http:// http://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias-asuntos-cambio-climatico/2275-colombia-hace-parte-de-los-paises-que-se-comprometen-a-frenar-el-cambio-climatico](http://http://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias-asuntos-cambio-climatico/2275-colombia-hace-parte-de-los-paises-que-se-comprometen-a-frenar-el-cambio-climatico)

por transporte, vivienda, residuos, energía, hidrocarburos y minería, agricultura e industria<sup>5</sup>.

Con este trabajo se busca aportar a las soluciones energéticas en zonas rurales del país que no están interconectadas a la red nacional, para este caso en específico en el municipio de Socorro Santander, y con esto dar otro enfoque al área del turismo que se presenta en la zona, con el fin de crear parques, granjas o cabañas donde su atractivo sea la auto sostenibilidad energética. Aprovechando que Colombia es un país privilegiado por su posición geográfica, que cuenta con una gran variedad de condiciones meteorológicas y que presenta niveles de radiación entre  $6.5 - 7.0 \frac{kWh}{m^2}$  en las zonas de máxima radiación<sup>6</sup>, se evidencia que se podría sacar ventaja al uso de la energía solar, conociendo la reducción de precios para los módulos, inversores y demás elementos requeridos por el sistema<sup>7</sup>. Es la iniciativa de incursionar en el diseño de sistemas fotovoltaicos aislados que podría conllevar a un modelo económico y sostenible a lo largo del tiempo

## 1.2. OBJETIVOS

**1.2.1. Objetivo general.** Diseñar una instalación eléctrica aislada autónoma para alimentar cabañas rurales en el municipio de Socorro Santander, utilizando generación fotovoltaica, teniendo en cuenta las condiciones meteorológicas que presenta la zona, y que cumpla con la normativa colombiana respecto a las instalaciones fotovoltaicas aisladas.

### 1.2.2. Objetivos específicos.

1.2.2.1. Realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico para tres (3) cabañas a partir de la estimación del perfil de carga de una de las cabañas y del potencial de radiación solar.

---

<sup>5</sup> García Arbeláez, C.; Barrera, X.; Gómez, R. y R. Suárez Castaño. 2015. El ABC de los compromisos de Colombia para la COP21. 2 ed. WWF-Colombia. 31 p.

<sup>6</sup>ATLAS DE RADIACION SOLAR, ULTRAVIOLETA Y OZONO DE COLOMBIA. Atlas de radiacion. [en línea], 2017 [16 de septiembre 2018], Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>.

<sup>7</sup> REN 21, Renewables 2017 global status report. [en línea], 2017 [16 de septiembre 2018]. Disponible en: <http://www.ren21.net/gsr-2017/>

- 1.2.2.2. Identificar equipos que se encuentran en el mercado necesarios para la implementación en el diseño del sistema fotovoltaico.
- 1.2.2.3. Determinar las protecciones de sobre corriente necesarias para todo el diseño de la instalación fotovoltaica.
- 1.2.2.4. Proponer un sistema de puesta a tierra
- 1.2.2.5. Realizar el plano eléctrico de las cabañas

Los cálculos y la planeación de este proyecto estarán sujetos a la regulación colombiana (RETIE y NTC 2050).

## 2. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO AISLADOS.

Un Sistema de Generación Fotovoltaico Aislado (SGFVA), es el encargado de suministrar la energía necesaria, para satisfacer las necesidades energéticas en cualquier momento del día, en aquellas ZNI (Zonas No Interconectadas) o de difícil acceso. Se suelen utilizar en diversas aplicaciones; alumbrado público, operaciones agrícolas, operaciones ganaderas, bombeo y depuración de agua<sup>8</sup>, y para el caso de este proyecto la energía producida será utilizada para alimentar tres cabañas turísticas. La idea de tener un SGFVA, implica tener acumuladores o baterías para almacenar la energía extra que produce los módulos solares, para luego poder ser utilizada en dos casos particulares:

- Primero: en horas de la noche, cuando el arreglo fotovoltaico no se encuentra generando.
- Segundo: cuando la demanda de la carga es mayor a la energía generada por los módulos en ese instante de tiempo.

A continuación, en las siguientes secciones, se encontrará una descripción de los dispositivos que se utilizan para conformar el sistema de generación fotovoltaico aislado.

### 2.1. PANALES O MÓDULOS SOLARES

Los módulos o paneles solares son los elementos más importantes en los SFV, ya que son los encargados de transformar la energía incidente del sol en energía eléctrica por medio de las celdas o células solares, de las cuales está compuesto el módulo solar. Estas celdas deben ser iguales debido a que se conectan eléctricamente en serie y/o paralelo de tal forma que se ajuste a los niveles deseados de tensión y corriente<sup>9</sup>.

Lo habitual es que cada célula individual posea una tensión de unos 0.5 [V] y una corriente de unos 2 [A], si se conectan 36 celdas en serie se obtiene una tensión de 18 [V] suficiente para trabajar con equipos que trabajen a menor tensión, y si el aumento deseado es en corriente se agregan tantas células en paralelo como sean

---

<sup>8</sup> SÁNCHEZ, Miguel Ángel, Energía solar fotovoltaica, Limusa innovación y cualificación, 2012. P. 132-133

<sup>9</sup> Ibid, p. 59

necesarias para satisfacer el requerimiento. Se suele utilizar valores de tensión normalizados de 12 [V], 24 [V] y 48 [V] y eso es debido a que la industria de las baterías precedía a la industria de los SFV, en consecuencia a eso, se normalizan las tensiones de salida del módulo solar por razones prácticas<sup>10</sup>.

Si los requerimientos de tensión y corriente son superiores a los valores normalizados, esto suele suceder para valores de potencia alto, es necesario realizar un arreglo de módulos FV; los módulos se pueden conectar en paralelo o en serie con la combinación más adecuada para los niveles requeridos de volteje y corriente, además todos los módulos deben ser de iguales características eléctricas<sup>11</sup> (preferiblemente que todos sean del mismo fabricante).

Estas células FV están conformadas por el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre, el silicio (existen diferentes tecnologías para la fabricación de celdas, pero la más usada es la de silicio cristalino<sup>12</sup>) y es en el proceso de fabricación que se modifica su estructura para obtener silicio monocristalino, policristalino y el amorfo que pertenece al grupo de tecnologías de lámina delgada<sup>13</sup>. En la tabla 1 se pueden observar más detalles de dichas estructuras.

*Tabla 1 comparación de los diferentes tipos de estructura en las células FV*

ESTRUCTURA DE CÉLULA	RENDIMIENTO EN EL LABORATORIO	RENDIMIENTO DIRECTO	CARACTERÍSTICAS	FABRICACIÓN
<b>Monocristalino</b>	24 %	15-18 %	Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células entre si (Czochralsky)	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con fosforo
<b>Policristalino</b>	19-20 %	12-14%	La superficie esta estructura en cristales y contiene distintos tonos azules	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización
<b>Amorfo</b>	16%	<10 %	Tiene un color marrón homogéneo, pero no existe conexión visible en entre células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio delgado o plástico.

*Fuente 2 Sánchez, Miguel Ángel, Energía solar fotovoltaica, Limusa innovación y cualificación, 2012, 30 p*

<sup>10</sup> SÁNCHEZ, Op. Cit., p. 49

<sup>11</sup> Ibid., p. 64

<sup>12</sup> ARTURO Andrés, estudios comparativos del rendimiento de módulos FV, KRANNICH SOLAR. [en línea] [21 de septiembre del 2018], disponible en: <http://www.energetica21.com/descargar.php?seccion=articulos&archivo=yXPmUUK91bTO9Ud9TtLFTq5404krTM4HkHt5c43SUKgSeQxsb3BHw5.pdf>

<sup>13</sup> SANCHEZ, Op. Cit., p. 49

Para este trabajo no se tendrá en cuenta la célula amorfa debido a la falta de rendimiento en comparación a las otras dos estructuras mencionadas, ya que este tipo de estructuras se utilizan en aplicaciones que requieren muy poca energía como lo son alimentación de relojes, calculadoras, luces de emergencia<sup>14</sup>, por lo tanto, no cumple con las características necesarias para este trabajo.

En la tabla 2. Se evidencia las ventaja y desventajas de las células monocristalinas y policristalinas.

Tabla 2 ventajas y desventajas de las células monocristalinas y policristalinas

Célula	Ventajas	Desventajas
Monocristalina	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se fabrican con silicio de muy alta pureza.</li> <li>• Son las más eficientes en el mercado</li> <li>• Para una misma potencia tiene una menor área que las otras</li> <li>• Larga vida útil (25 años)</li> <li>• Mas eficientes en climas fríos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto precio de las células</li> <li>• Su proceso de fabricación es más demorado y más costos.</li> <li>• Pierden eficiencia con climas cálidos.</li> </ul>
Policristalina	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Su proceso de producción tiene un menor costo y es más simple de obtener.</li> <li>• Absorbe mejor el calor por lo tanto se adapta mejor en climas cálidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Su eficiencia es menor a los monocristalinos.</li> <li>• Se necesitan más módulos para cubrir un área que el monocristalino.</li> </ul>

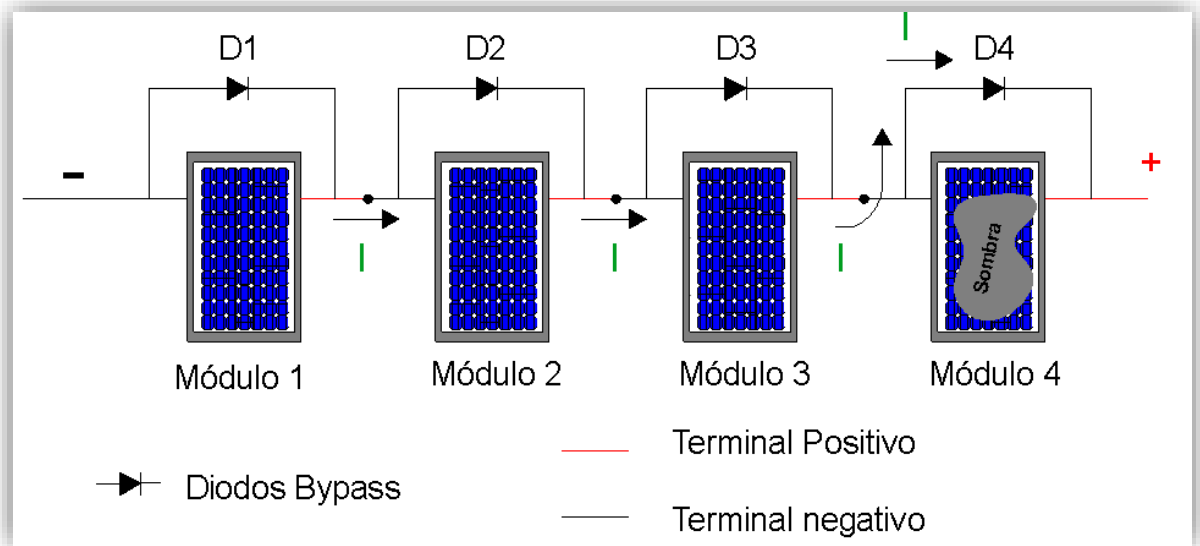
Fuente 3 Elaboración propia, baso en [Auto solar, diferencias entre silicio monocristalino y multicristalino o policristalino, [en línea] 9 de junio del 2017 [21 de septiembre del 2018]. Disponible en internet: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/diferen>

**2.1.1. Conexión en serie para módulos solares.** Cuando se realiza esta conexión la tensión resultante o tensión final del arreglo FV es la suma de la tensión de cada módulo FV que se encuentra en la serie, mientras que la corriente será la misma ya que es impuesta por un solo modulo del arreglo en serie y esta es una de las causas por lo cual los módulos deben ser de las mismas características eléctricas, pues la corriente que se va a imponer es la menor de los módulos. Si se presenta una falla o

<sup>14</sup> SÁNCHEZ, Op. Cit., p. 49

se genera una sombra en un módulo y no se tienen diodos de bypass puentando los mismos módulos, puede provocar que el arreglo FV deje de funcionar<sup>15</sup>, como se muestra en la figura 2.

Figura 2 conexión en serie para módulos solares con diodo de bypass



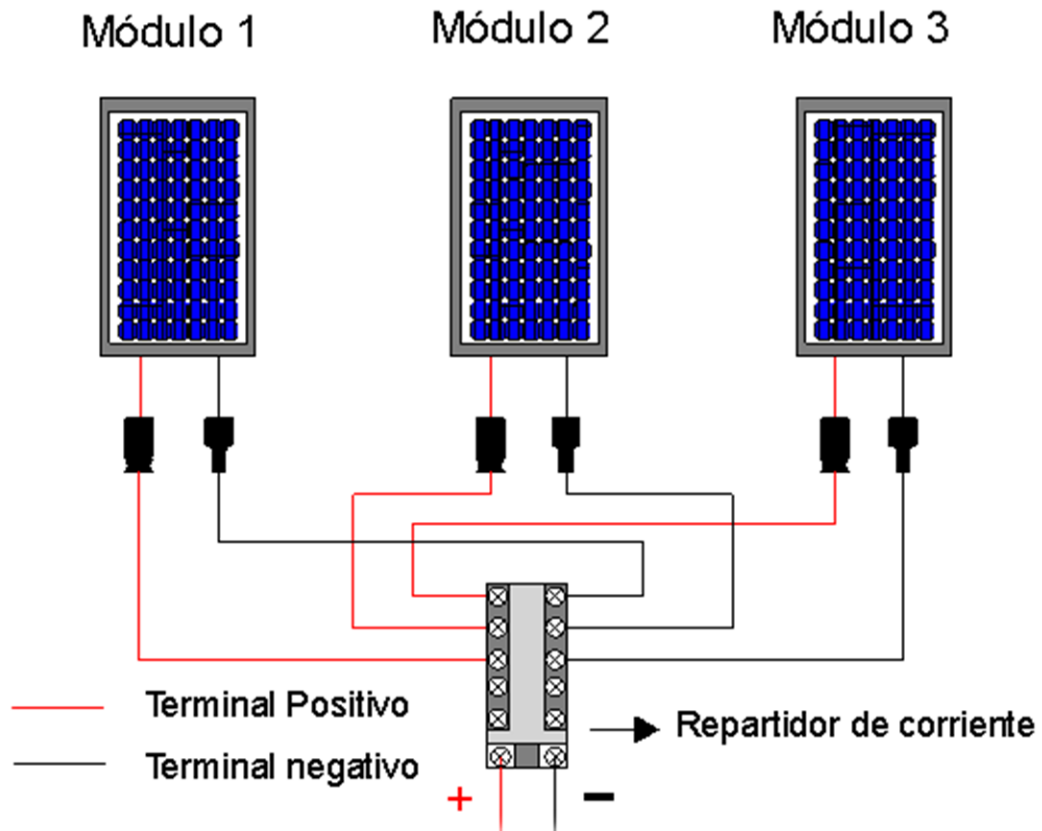
Fuente 4 Elaboración propia basado en: <https://www.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2016/11/efecto-sombra-panel-diodo-bypass.gif>

**2.1.2. Conexión en paralelo para módulos solares.** Este tipo de conexión se realiza para aumentar la capacidad de corriente del arreglo fotovoltaico, para esto es necesario conectar todos los terminales positivos de los módulos y conectar todos los terminales negativos, esta conexión se suele hacer por medio de un repartidor de corriente el cual se encarga de reunir todos los terminales en uno solo para soportar el aumento en la intensidad de la corriente ya que el conductor que va del arreglo FV al regulador de carga va a transportar el total de la corriente que se va a generar, por lo tanto debe de ser de mayor capacidad de corriente<sup>16</sup>. Lo anterior se puede ilustrar en la figura 3.

<sup>15</sup> SANCHEZ, Op. Cit., p.64

<sup>16</sup> Auto Solar Energía del Perú, conexión en serie y en paralelo de paneles solares, [en línea] 24 de julio del 2018 [19 de septiembre 2018] disponible en: <https://autosolar.pe/blog/aspectos-tecnicos/conexion-en-serie-y-en-paralelo-de-paneles-solares>

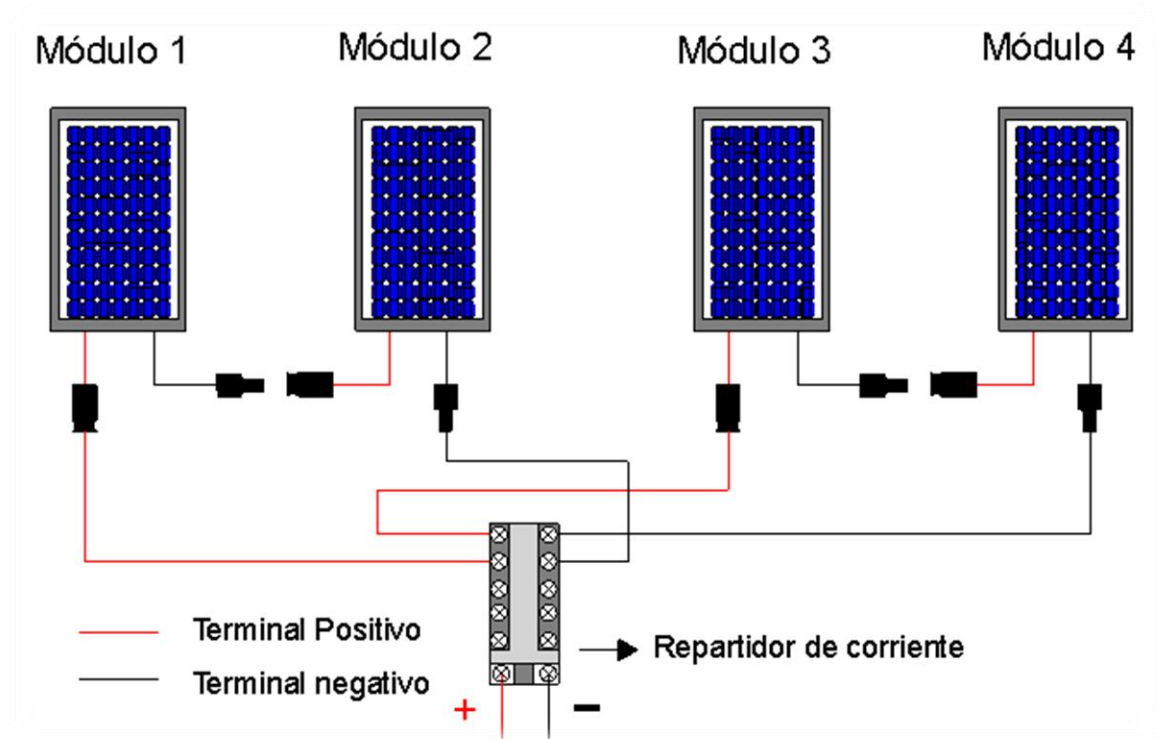
Figura 3 conexión en paralelo para módulos solares con repartidor de corriente



Fuente 5 Elaboración propia, baso en: <https://autosolar.pe/blog/aspectos-tecnicos/conexion-en-serie-y-en-paralelo-de-paneles-solares>

**2.1.3. Conexión en serie-paralelo o conexión mixta:** Esta conexión como su nombre lo indica es una combinación de la conexión serie y la conexión paralela y se implementa con el fin de aumentar el nivel de tensión y el nivel de corriente de acuerdo con los requerimientos necesarios. Ver figura 4.





Figura 4 conexión serie-paralelo de módulos solares



Fuente 6 Elaboración propia, basado en: <https://autosolar.pe/blog/aspectos-tecnicos/conexion-en-serie-y-en-paralelo-de-paneles-solares>

**2.1.4. Ficha técnica de los módulos solares.** La ficha técnica es la herramienta que brinda los fabricantes de los módulos FV, por lo general y por razones prácticas viene ubicada en la parte posterior del módulo solar. En esta ficha está contenida la información necesaria acerca del producto que se está adquiriendo y con base en ello se realiza la selección del módulo que mejor cumpla los requerimientos deseados. Los datos mínimos que deben aparecer son: la potencia máxima ( $P_{max}$ ), tensión de máxima potencia ( $V_{mp}$ ), intensidad de máxima potencia ( $I_{mp}$ ), tensión en circuito abierto ( $V_{oc}$ ), corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), tensión máxima ( $V_{max}$ ), este último valor indica el número máximo de paneles en serie que se puede tener conectados, ver figura 5.

Figura 5 Ficha técnica de un módulo solar de 200 Wp

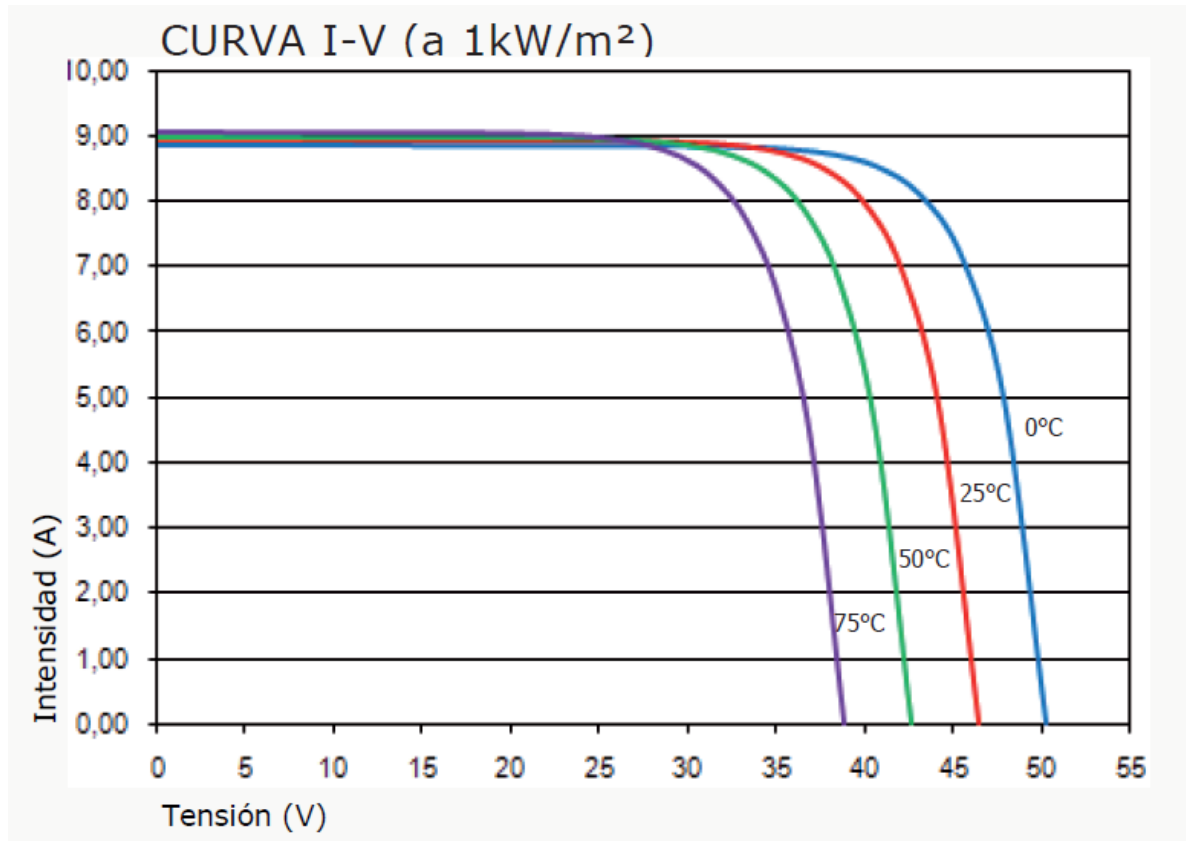
 <b>WAAREE</b> One with the Sun		<b>MADE IN INDIA</b> www.waaree.com (An ISO 9001,14001 & OHSAS certified company)
<b>WS - 200</b>		
Maximum Power (Pmax)	200.0 W	Certified With  IEC 61215 IEC 61730 - 1 IEC 61730 - 2 IEC 61701 Intertek, UL 
Open Circuit Voltage (Voc)	22.97 V	
Short Circuit Current (Isc)	11.64 A	
Maximum Power Voltage(Vmp)	17.97 V	
Maximum Power Current(Imp)	11.13 A	
Maximum System Voltage	1000 V DC	
Weight	17.5 Kg	
Dimension	1490 x 990 mm	
All Values measured at STC : 25°C Cell temp, 1000 W/m <sup>2</sup> , AM 1.5		
 <b>WARNING - ELECTRICAL HAZARD</b> The Unit Produces Electricity When Exposed To Light. Cover The Glass With An Opaque Material, Before Opening Terminal Box. Don't Disconnect The Plugs Under Load.		
<b>WAAREE ENERGIES LIMITED</b> Plot No. 231-236; Surat Special Economic Zone, Diamond Park, Sachin, Surat-394230, Gujarat, INDIA.		<b>Contact Details</b> customercare@waaree.com Toll Free - 1800 212 1321 +91 90999 26499

Fuente 7 <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/como-entender-la-ficha-tecnica-de-un-panel-solar>

Estos datos son obtenidos bajo condiciones estándares de laboratorio como se indica en la *figura 5*, esto indica que los datos que soportan la ficha técnica son a partir de una condición de 1000 W/m<sup>2</sup> con una temperatura de célula de 25 °C, esta es una de las razones por la cuales se debe tener mucho cuidado en la hora realizar el dimensionamiento, ya que en zonas donde la temperatura sobrepase los 25°C el rendimiento del módulo solar empieza a disminuir<sup>17</sup>, en la *figura 6* se muestra el comportamiento del módulo fotovoltaico en función de diferentes temperaturas.

<sup>17</sup> Autosolar, como entender la ficha técnica de un panel solar. [en línea] 22 de junio de 2017 [21 de septiembre de 2018], disponible en internet: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/como-entender-la-ficha-tecnica-de-un-panel-solar>

Figura 6 variación de I vs V con la temperatura



Fuente 8 Imagen tomada del catálogo de atersa, para un módulo fotovoltaico A-320M/ A-325M/ A-33.M,

## 2.2. BATERÍAS O ALMACENAMIENTO

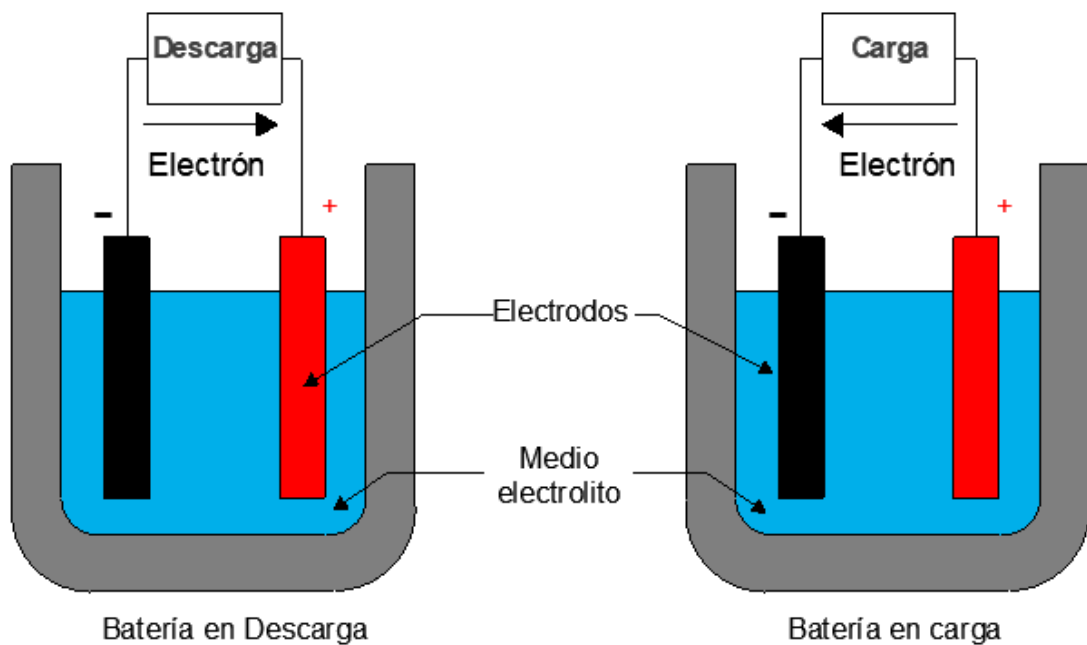
El sistema de baterías de los SGFVA es el encargado de almacenar la energía producida por el arreglo FV para luego satisfacer las demandas energéticas en el momento que los módulos solares no puedan generar o cuando la energía consumida es superior a la generada, y esto ocurre por baja irradiancia, falta de uniformidad en la llegada de la energía solar a los módulos FV ya sean por motivos de lluvias, por nubosidad o simplemente en horas de la noche<sup>18</sup>.

Las baterías son consideradas como un elemento electroquímico, el cual se compone en su estructura más básica de dos electrodos sumergidos en un medio electrolito donde se producen las reacciones químicas, ya sea de carga o descarga como se

<sup>18</sup>DIAZ, tomas y CARMONA Guadalupe, Instalaciones solares fotovoltaicas, McGraw-Hill. 199p

muestra en la *figura 7*. El proceso de convertir la energía potencial química en energía eléctrica y viceversa se considera una reacción reversible y las baterías que cumplan con esta función se llaman secundarias. Las baterías en las cuales su reacción química no es reversible, en pocas palabras no se pueden volver a cargar como las pilas, se consideran baterías primarias<sup>19</sup>.

*Figura 7 Proceso de carga y descarga en una batería secundaria*



*Fuente 9 Elaboración propia, basado en: <http://www.utilizalatecnologia.com/como-funcionan-las-baterias>*

Debido a la dinámica de carga y descarga a la cual van a ver sometidas las baterías, se hace necesario y conveniente utilizar baterías de tipo estacionarias y de estas existen gran variedad en el mercado.

En la siguiente sección del documento se puede encontrar una breve descripción de las baterías más utilizadas en los sistemas FV.

<sup>19</sup> SANCHEZ, Op. Cit., p.74

**2.2.1. Baterías de ácido plomo. (Pb-ácido).** Este tipo de baterías son las más utilizadas para los SFV pues tiene una buena relación en cuanto a su desempeño y su valor económico accesible, aunque es la de menor densidad de energía por peso y volumen respecto a las demás. Este tipo de batería cuenta con tres versiones:

- La versión *shallow-cycle* o de ciclo corto la cual tiene gran aplicación en el arranque de vehículos, está diseñada para entregar grandes cantidades de energía en muy poco tiempo.
- La versión *deep-cycle* o de ciclo profundo, son baterías destinadas para la carga y descarga constantemente en el transcurso del día, ideal para SFV.
- La versión *gel-cell* se puede decir que es la versión mejorada de las de baterías de ciclo profundo, estas tienen aditivos que vuelven los electrolitos en un gel antiderrames <sup>20</sup>.

Lo anterior lleva a clasificar este tipo de baterías en dos grupos<sup>21</sup>:

1. Húmedas y selladas: son las baterías más utilizadas a nivel mundial, pues su proceso de fabricación es el más económico, pero requieren de mantenimientos muy frecuentes (reposiciones de agua destilada) y lugares ventilados para su operación pues producen gases tóxicos e inflamables. Poseen ciclo de funcionamiento bajos (<500) lo que lleva a ciclos de vida de 3 a 4 años, en las versiones *shallow-cycle* y *Deep-Cycle*.
2. Válvula regulada (VRLA): son baterías de plomo-ácido selladas herméticamente, en las cuales solo se presentaran escapes de gases cuando ocurre una sobrecarga o algún fallo de los componentes por medio de sus válvulas, son de fácil mantenimiento debido a su construcción ya que la reposición de líquido es nula, en este tipo de baterías se encuentran las AGM en las cuales el electrolito se absorbe por capilaridad en una estera de fibra de vidrio situada entre las placas), en este tipo de tecnología también se encuentran las baterías de Gel las cuales su electrolito es inmovilizado en forma de gel y por lo general tienen una mayor duración de vida y una mejor capacidad de ciclos de que las baterías AGM<sup>22</sup>

---

<sup>20</sup> VERGARA, Miguel, Tecnología de baterías, Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de electrónica: ROL:2521043-3

<sup>21</sup>BELTRAN, Jesse Mauricio, Metodología de diseño para instalaciones solares residenciales en la ciudad de Medellín. Tesis de Maestría, Medellín.: Universidad Nacional de Colombia, 2017, 27 p

<sup>22</sup> Victron energy, Baterías Gel y AGM, [en línea], 23 de septiembre 2018. Disponible en: <https://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet-GEL-and-AGM-Batteries-ES.pdf>

**2.2.2. Baterías de Níquel cadmio (Ni-Cd):** En comparación con las baterías de plomo-acido, las baterías de (Ni-Cd) poseen aproximadamente la mitad del peso y según Sánchez<sup>23</sup>; las baterías de níquel-cadmio están diseñadas específicamente para aplicaciones fotovoltaicas. La tensión nominal de un elemento de materia Ni-Cd es de 1.2 [V] en lugar de los 2 [V] de los elementos de batería de plomo-acido. Al ser diseñadas para SFV, las baterías pueden congelarse y descongelarse sin ningún efecto sobre su comportamiento. Las temperaturas tienen menos incidencias que en las de plomo-acido. Les afecta menos la sobrecarga y pueden descargarse totalmente sin sufrir daños. Su capacidad para aceptar un ciclo de carga es independiente de la temperatura. Debido a su proceso de construcción son baterías de muy bajo mantenimiento y con una vida útil más larga, todas estas características la hacen la batería ideal para sistemas aislados o zonas de difícil acceso, pero la desventaja de este tipo de baterías es que no pueden probarse con la misma fiabilidad que las de plomo-acido, es por esto, que sí, se requiere controlar el estado de carga de la batería, esta no sería la mejor opción.

**2.2.3. Baterías de Litio:** Si se habla de eficiencia en baterías, se puede decir que las baterías de litio son las mejores pues poseen una densidad de energía 3 veces mayor que las tradicionales y todo gracias a la masa atómica del elemento 6.9 contra 207.6 para el plomo. Este tipo de baterías tiene una tensión de 3.5 [V] por celda, por lo cual se necesitan menos celdas en serie para alcanzar un valor de tensión. Debido a su construcción y los materiales que tienen no poseen el efecto memoria, lo que permite la descarga total de las baterías sin causar daño en ellas<sup>24</sup>, pero actualmente son de las más costosas y no presentan un auto equilibrio entre sus celdas al final del ciclo de carga, lo que lleva a tener un regulador de cargar de muy buena calidad pues son muy sensibles al sobrecalentamiento y fallas por sobretensiones arriba de 4.2 [V] y bajas tensiones por debajo de 2.5[V].<sup>25</sup>

---

<sup>23</sup> SANCHEZ, Op. Cit., p. 80

<sup>24</sup> VERGARA, Miguel, Tecnología de baterías, Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de electrónica: ROL:2521043-3

<sup>25</sup> TECNOSOL, Baterías solares de litio: el futuro, [en línea] 24 de septiembre de 2018, disponible en: <https://tecnosolab.com/baterias-solares-de-litio/>

**2.2.4. Especificaciones eléctricas:** Como todo elemento eléctrico posee unas características de operación y unas definiciones especiales para escoger lo que mejor se adapte a las condiciones establecidas.

- **Tensión:** de forma general la tensión de una celda en una batería esta alrededor de un promedio de 2 [V], lo que hace necesario 6 celdas para tener un batería de 12 [V], por motivos técnicos y prácticos se ha normalizado los valores de tensión en el diseño de baterías encontrando baterías de 4 [V], 6 [V], 12 [V], 24 [V] y 48 [V]. Si se desea un nivel de tensión mayor se hace necesario la conexión eléctrica en serie de más baterías de las mismas características para obtener un arreglo de tensión mayor al comercial<sup>26</sup>.
- **Capacidad:** es uno de los parámetros más importantes que se debe mirar a la hora de seleccionar una batería, pues este parámetro indica la cantidad de energía que puede suministrar una batería en determinadas condiciones de trabajo y suele venir expresado por el código  $CX - YAh$ , donde "X" es el tiempo de descarga y "Y" es la corriente de dicha descarga, para un valor de tensión fija. Por ejemplo, se tiene una batería con una capacidad nominal de  $C100 - 500 A * h$ ; esto indica que la batería va a ser capaz de entregar una corriente de 5 A durante 100 horas con tensión constante. En general si una batería se descarga en un mayor tiempo, entregará una cantidad mayor de energía, pero si la descarga ocurre en muy poco tiempo, la batería reducirá su capacidad. La temperatura es otro factor importante que afecta la capacidad de las baterías pues a temperaturas bajas la capacidad disminuye, pero a incrementos en la temperatura provocan un aumento en la capacidad, pero trae consecuencias como el incremento en la pérdida de agua disminuyendo así el número de ciclos de vida<sup>27</sup>.

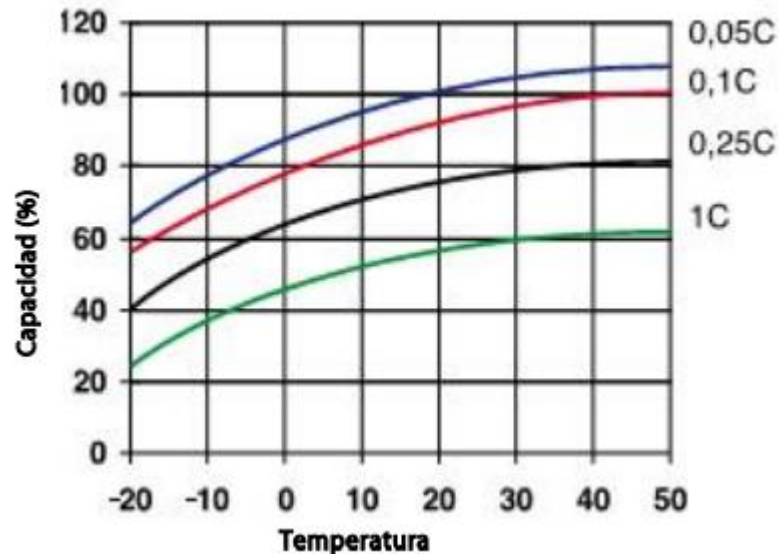
En la figura 8 se muestra el comportamiento de la capacidad de la batería en función de la temperatura. La figura es tomada de la hoja de datos de las baterías de Gel y AGM de la empresa *Victron energy*.

---

<sup>26</sup> SÁNCHEZ, Op. Cit., p. 82

<sup>27</sup> Ibid. p. 82 p

Figura 8 Efecto de la temperatura en la capacidad de la batería



Fuente 10 Victron energy, Baterías Gel y AGM, [en línea], 23 de septiembre 2018. Disponible en: <https://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet-GEL-and-AGM-Batteries-ES.pdf>

Según el libro de instalaciones solares fotovoltaicas<sup>28</sup>, la capacidad (C), se puede determinar como el producto de la intensidad (I) de descarga del acumulador durante el tiempo (t) que está actuando, ver ecuación 1.

$$C = I * t [A * h]$$

Ecuación 1

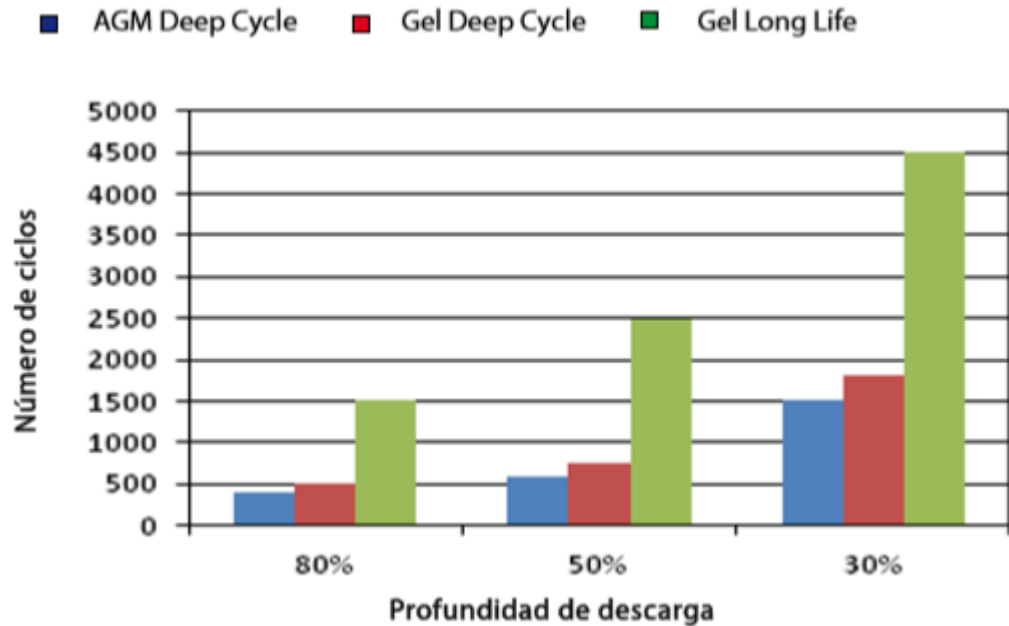
- **Profundidad de descarga (PD) o Depth of Discharge (DoD):** Es la representación en porcentaje, de la cantidad de la energía que se puede extraer de una batería, cuando está plenamente cargada, en un ciclo determinado de trabajo. Usualmente para alargar la vida útil de las baterías, se recomienda no pasar profundidades de descarga mayores al 80% de la capacidad nominal de la batería.<sup>29</sup>

<sup>28</sup> DIAZ, tomas y CARMONA Guadalupe, Instalaciones solares fotovoltaicas, McGraw-Hill. 21 p

<sup>29</sup> RAMON SOLIZ, Adrián José y PINEDA ERREYES, Rene Edelberto, análisis del rendimiento de los acumuladores de energía del sistema fotovoltaico existente en la universidad politécnica salesiana sede cuenca, tesis para obtener el título de ingeniero electrónica e ingeniero eléctrico, Universidad politécnica salesiana sede Cuenca, Cuenca- Ecuador, marzo del 2015, 133 p.

En la figura 9, se observa como la profundidad de descarga, afecta la vida útil de las baterías. La figura es tomada de la hoja de datos de las baterías de Gel y AGM de la empresa *Victron energy*.

Figura 9 comportamiento de la vida útil en función de las profundidades de descarga



Fuente 11 *Victron energy, Baterías Gel y AGM, [en línea], 23 de septiembre 2018. Disponible en: <https://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet-GEL-and-AGM-Batteries-ES.pdf>*

Como se observa en la figura 9, a medida que la profundidad de descarga es mayor, menor es el número de ciclos de vida, no se recomienda descargar por completo las baterías ya que pueden quedar dañadas<sup>30</sup>.

**2.2.5. Consideraciones para el uso de baterías:** A continuación, se presentan ciertas consideraciones para el uso y mantenimiento de las baterías.<sup>31</sup>

<sup>30</sup> SÁNCHEZ, Op. Cit., p.83.

<sup>31</sup> Ibid., p. 83-84

- Debido a la expulsión de gases, se deben instalar en lugares ventilados.
- Se recomienda utilizar agua destilada para reponer el nivel del electrolito según el fabricante.
- No utilizar las baterías de SFV para arrancar autos
- Utilizar baterías de las mismas características y si se puede del mismo fabricante
- Los terminales deben estar cubiertos con el fin de evitar posibles cortocircuitos accidentalmente.
- Evitar la descarga completa de las baterías.
- Utilizar un controlador para alargar la vida útil de las baterías

### **2.3. REGULADOR O CONTROLADOR DE CARGA.**

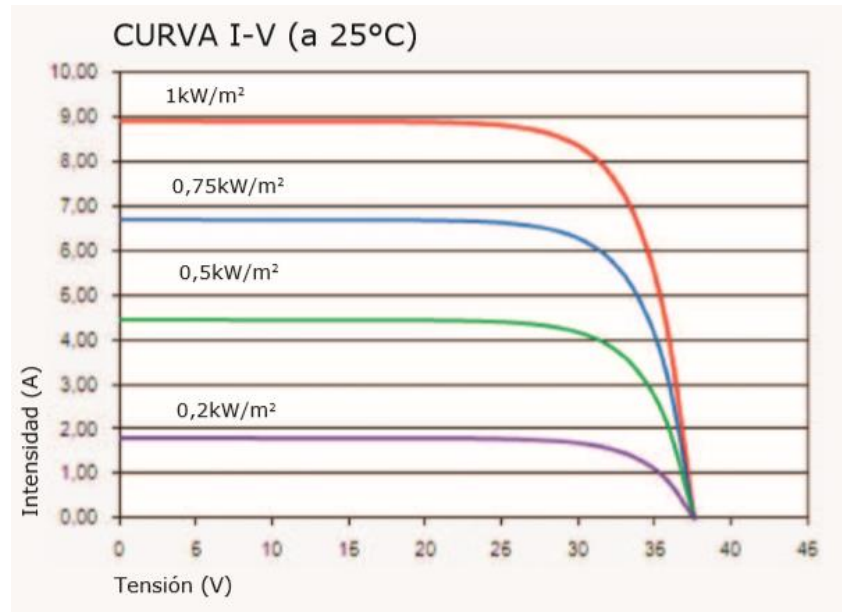
Como se mencionó en la sección anterior, las baterías son sensibles a descargas profundas y sobrecargas, esto afectando significativamente su vida útil. Para controlar estos procesos, se recurre a la implementación de un controlador de carga; el cual se encarga en todo instante de tiempo de estar censando la tensión y corriente que se presenta entre; el arreglo fotovoltaico-baterías y baterías-carga, esto con el fin de mantener los parámetros adecuados de operación, y alargar la vida útil de las baterías. Existe en el mercado una gran variedad de equipos, unos mejores que otros, diferentes marcas y precios, los reguladores modernos utilizan una gran cantidad de electrónica de potencia; microcontroladores que constantemente están analizando el estado de carga, temperatura, tensión, corriente, y con base a esa información el controlador toma las acciones necesarias para modificar las condiciones de carga en la batería o la desconexión de estas debido a descargas profundas<sup>32</sup>. Se pueden presentar días de mayor irradiancia a la cual se dimensionó el sistema, y debido a esto se presentará un incremento en la corriente que genera los módulos FV, como se evidencia en la *figura 10* (la cual es tomada de la ficha técnica de un módulo fotovoltaico A-240p comercializados por la empresa *atersa grupo Elecnor*). Este exceso de corriente es controlado por el regulador el cual evita una sobrecarga en las baterías, y con esto la evaporación del electrolito a causa del aumento en la corriente, por otro lado, cuando el controlador, detecta que el estado de carga de las baterías está llegando al valor límite (el cual

---

<sup>32</sup> SÁNCHEZ, Op. Cit., p.85

se puede establecer manualmente por medio de la interfaz que traen los controladores de carga), desconecta la carga del banco de baterías con el fin de protegerlas<sup>33</sup>.

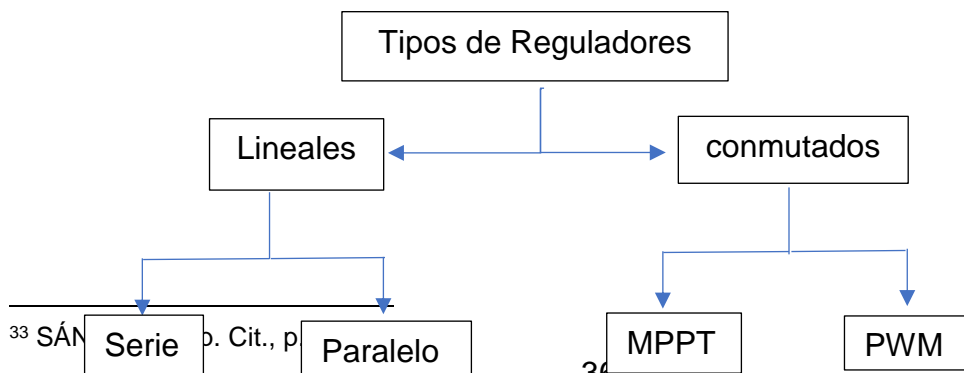
Figura 10 Curva de corriente a diferente nivel de irradiancia



Fuente 12 <http://www.atersa.com/Common/pdf/atersa/manuales-usuario/modulos-fotovoltaicos/Ficha%20Tecnica%20A-240P%20-%20A-250P%20Ultra.pdf>

Existen dos tipos de controladores de carga, los lineales y los conmutados como se muestra en la figura 11. Debido al gran avance en los microcontroladores, y a la electrónica de potencia, los reguladores lineales han venido en desuso, dándole paso en el mercado a los conmutados.

Figura 11 tipos de reguladores



Fuente 13 Elaboración propia, basado en SÁNCHEZ, Op. Cit., p.87-88-89

<sup>33</sup> SÁN

p. Cit., p

## 2.4. INVERSOR

Los inversores son los encargados de transformar la corriente CC, en CA para satisfacer la demanda de la carga en un instante de tiempo, esto lo realiza por medio de transistores o tiristores, los cuales cortan la señal de CC, alternándola y creando una onda cuadrada en su forma más simple. Se suelen utilizar filtros con electrónica más elaborada para mejorar estas señales, llegando a obtener una señal sinusoidal, aproximadamente igual a la señal de la red, este tipo de inversores de onda pura, suelen tener una eficiencia mayor o igual a 90%, pero debido a su alto nivel de eficiencia son los más costosos del mercado. Los inversores que se usan en las instalaciones SGFVA deben tener unas mínimas características para su operación; la eficiencia es uno de sus parámetros más importantes, debe ser de una eficiencia alta, con el fin de evitar aumentar el número de paneles para alimentar la carga. Como medida de seguridad tanto para el equipo, como para la misma instalación debe estar protegido contra cortocircuitos y sobrecargas, deben estar diseñados para soportar potencias instantáneas mucho mayores que su capacidad nominal<sup>34</sup>

En el mercado se consigue una gran variedad de inversores de diferentes potencias, de diferentes calidades, diferentes tipos de onda, y de diferentes niveles de tensión, pero es claro que la selección del inversor se debe hacer con base a las características de la carga<sup>35</sup>.

---

<sup>34</sup> SÁNCHEZ, Op. Cit., p.93-94-95-96-97-98-99

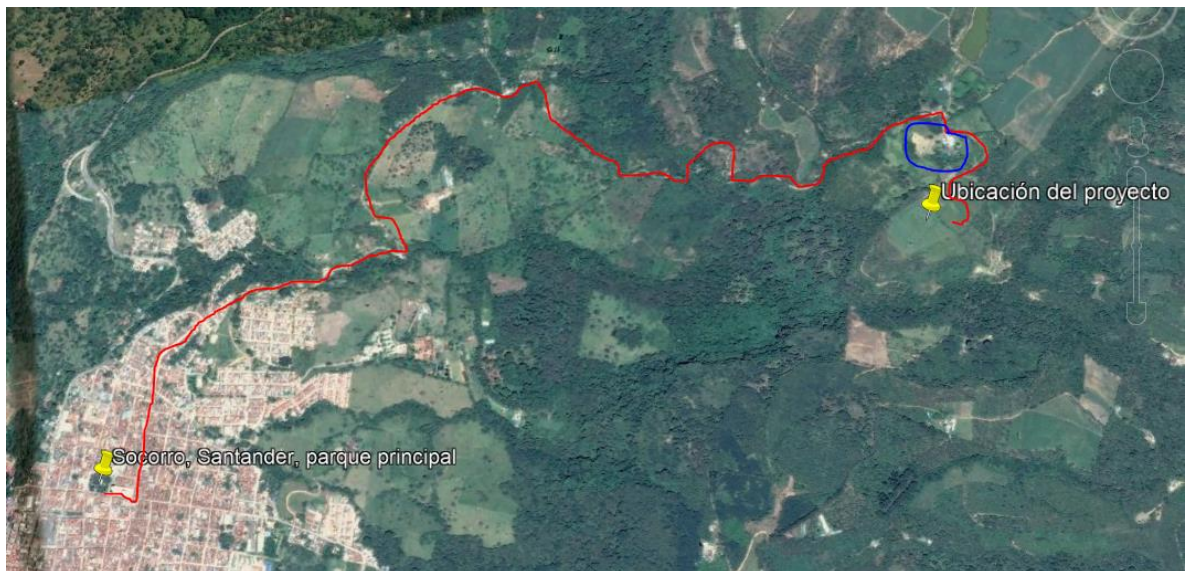
<sup>35</sup> Ibid., p. 64. p. 99

### 3. METODOLOGÍA Y DESARROLLO PROPUESTO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO AISLADO.

#### 3.1. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA

El sistema de generación fotovoltaico aislado, va a estar ubicado en una zona aledaña al municipio de Socorro, Santander, aproximadamente a diez minutos (10 min) en vehículo, en la latitud  $6^{\circ}28'21.82''N$  con longitud  $73^{\circ}14'7.59''O$ , a una altura de 1630 m.s.n.m. En la figura 12, se observa en línea roja, la ruta desde el parque principal del municipio, hasta la ubicación del proyecto, y el círculo azul indica la casa de la finca en la cual va a estar ubicada la instalación, es de aclarar que las cabañas van a estar a unos escasos metros de la residencia de los administradores de la finca. El municipio cuenta con un clima tropical registrando una temperatura media anual de  $23^{\circ}C$ <sup>36</sup>.

Figura 12 Ruta desde el municipio de Socorro a la ubicación del proyecto



Fuente 14 Elaboración propia, Imagen tomada de Google Earth Pro

<sup>36</sup> Alcaldía del municipio de Socorro Santander; clima de Socorro, Santander. [en línea] 3 octubre de 2018. Disponible en: <http://www.Socorro-santander.gov.co/municipio/nuestro-municipio>

Respecto a las posibles sombras que se pueden presentar en la zona, debido a obstáculos como; edificaciones, árboles y torres de comunicación, estas no serán de preocupación, pues la zona, como se muestra en la figura 13, está ubicada en una parte alta, y despejada, sin embargo, habrá momentos del día donde la sombra que se produce es a causa de las nubes que pasan en ese determinado momento, siendo imposible de controlar esta variable.

*Figura 13 Espacio de la ubicación del proyecto*



*Fuente 15. Elaboración propia, Imagen capturada de Google Earth Pro*

### **3.2. DETERMINACIÓN DEL PERFIL DE CARGA DE LAS CABAÑAS.**

La instalación FV, se encuentra en una zona alejada del STN, debido a esto y al servicio que van a prestar las cabañas turísticas, no se encontró un perfil de carga típico que estime el consumo que se puede presentar para este estilo de operación. Por este motivo, se decide crear un perfil de carga en base al criterio del diseñador, tomando como referencia una cabaña, dicho perfil de carga, es diseñado a partir de un cuadro de cargas básico el cual se observa en la tabla 3. El perfil de carga esta detallado, hora a hora, y para cada equipo instalado, cuentan con un factor de utilización, que indica el tiempo de uso que se le da al equipo en una hora; siendo cero (0) el valor de no utilización del equipo y uno (1) la operación del quipo en toda la hora. El perfil de carga se puede observar en un libro de Excel (“cuadro”) que se

encuentra adjunto a este proyecto. En la figura 14, se muestra la curva de consumo, para el perfil de carga de una cabaña.

Tabla 3 Cuadro de cargas para 1 cabaña

<b>Equipos y electrodomésticos instalados para 1 cabaña</b>			
<b>Cargas</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia unitaria[W]</b>	<b>Potencia total [W]</b>
<b>Iluminación (Luminarias)</b>			
Sala	6	4,5	27
Habitaciones	3	11,5	34,5
Baño	1	7	7
Cocina	1	35	35
Exterior	2	7	14
<b>Electrodomésticos</b>			
Televisor (43-50 pulg) c/u	1	60	60
Decodificador	1	20	20
Equipo de sonido	1	150	150
Cargador de celular	4	20	80
Computador portátil	2	100	200
Reproductor de video	1	30	30
<b>Equipos de cocina</b>			
Horno microondas	1	1000	1000
Licuadaora	1	400	400
Nevera	1	300	300
Sandwichera	1	400	400
<b>Equipos de baño</b>			
Máquina de afeitar	1	50	50
Secadora de pelo	1	1000	1000
<b>TOTAL</b>		<b>3595</b>	<b>3808</b>

Fuente 16: Elaboración propia

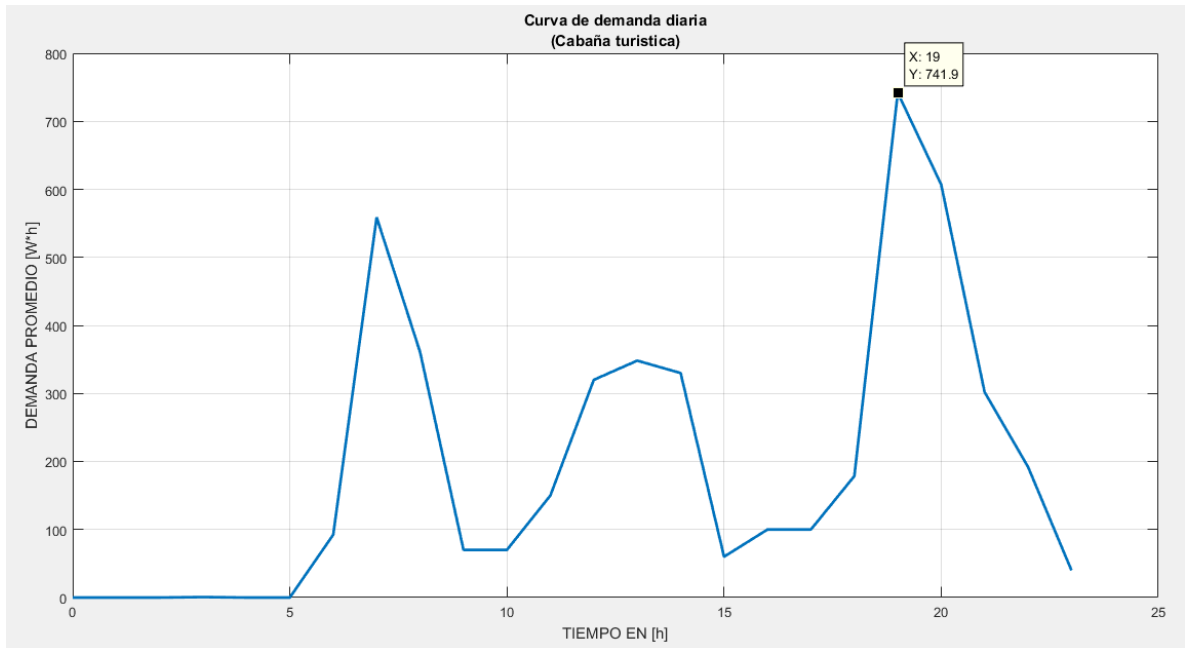
Como se muestra en la figura 14, la curva presenta un pico de consumo diario energético de 741.9 [W\*h], y se presenta a las siete de la noche (7 p.m.); por lo tanto, el banco de baterías tendrá que ser el encargado de suministrar la continuidad al servicio eléctrico en la instalación en la hora pico de demanda que se produce en

horas de la noche, esto indica que el banco de baterías será uno de los elementos más importantes para tener en cuenta en el dimensionamiento.

En el perfil de carga se encuentra consignada la cantidad de energía que demanda la carga en un día, como se muestra en la figura 15, al cual se le llamara:

$$Lmd_{CA} = 4622.1 \frac{W * h}{Día}$$

Figura 14 Curva de demanda diaria para una cabaña turística



Fuente 17: elaboración propia

Figura 15 Consumo diario de energía en una cabaña

consumo (Wh)	consumo (Wh)*Margen de seguridad
	10
0	0
0	0
0	0
0,7	0,77
0	0
0	0
92,4	101,64
558,9	614,79
360,7	396,77
70	77
70	77
150	165
320	352
348,2	383,02
330	363
60	66
100	110
100	110
178,5	196,35
741,9	816,09
606,9	667,59
301,9	332,09
192	211,2
40	44
4622,1	5084,31

Fuente 18 Elaboración propia; Tomado del libro de Excel adjunto

En el libro de Excel, se han programado las celdas que conforman el perfil de carga, con el fin que interactúe toda el área de trabajo, con esto se pueden realizar modificaciones; tanto en la carga, como en el perfil de carga, para obtener diversos estilos de consumo, y con sus respectivas curvas de demanda.

### 3.3. DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO EN LA ZONA

Para determinar la cantidad de energía que llega a la superficie de la tierra se establece una constante de radiación solar ( $I_G$ ) a condiciones climáticas ideales (día soleado de verano, cielo despejado) de  $1000 \text{ W/m}^2$ , cabe aclarar que esta constante puede llegar a variar dependiendo el lugar y la altura sobre el nivel del mar a la cual

se encuentre<sup>37</sup>. La constante de radiación indica que; en promedio a la superficie de la tierra, llega 1000 W de potencia instantánea en un metro cuadrado.

**3.3.1. Irradiación promedio incidente (I) en la zona de Socorro Santander:** La irradiación promedio incidente (I), es el parámetro que define la cantidad de irradiancia que llega a la superficie terrestre, en un determinado periodo de tiempo, y es medido en [kW\*h/m<sup>2</sup>], este dato debe reflejar el comportamiento que tiene el sol en la zona, por esto es tan importante que la información que se tome, con respecto a este comportamiento, sea el seguimiento mensual, durante varios años, con esto se tendrá más certeza del recurso solar disponible, y el número de horas solares pico que se tiene en la zona. Para obtener estos datos se suele recurrir a bases de datos de; estaciones meteorológicas de universidades, o datos proporcionados por fuentes gubernamentales u otra identidad en la cual sea verídica la información<sup>38</sup>.

Para el desarrollo de este proyecto, se tuvieron en cuenta tres bases de datos diferentes: la NASA<sup>39</sup>, el IDEAM<sup>40</sup> y la estación meteorológica Alberto Santos<sup>41</sup>, se decide trabajar con los datos suministrados por la estación meteorológica Alberto Santos, la cual está ubicada en el municipio de Socorro, Santander, siendo propiedad de Cenicafe (Centro Nacional de Investigación de Café). Es claro que se selecciona esta base de datos, por su ubicación justo en la zona de ejecución del proyecto, y cual cuenta con un registro de promedios mensuales durante 14 años, como se puede observar en el **ANEXO P**. En la tabla 4, se observa los valores de radiación promedio históricos que presenta la zona.

*Tabla 4 Promedios mensuales de la serie histórica de radiación*

Valor promedio (Wh/m <sup>2</sup> por día)												Promedio General
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
5068,7	5206,2	5203,7	5051,6	4924,4	5103,6	5170,9	5408,4	5445,9	5225,2	5018,0	4781,3	5134,0

*Fuente 19 Estación Meteorológica, Alberto Santos, Propiedad de Cenicafe*

<sup>37</sup> SÁNCHEZ, Op. Cit., p.17

<sup>38</sup> GONZÁLEZ, Derlis y ROJAS, Alberto. Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos autónomos; UNE, Facultad politécnica, ciudad del este, Paraguay

<sup>39</sup> National Aeronautics and Space Administration. Surface Meteorology and Solar Energy. Recuperado el 29 de septiembre de 2018, A renewable energy resource web site: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>

<sup>40</sup> IDEAM. Atlas interactivo. [en línea] 29 de septiembre de 2018. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

<sup>41</sup> IDEAM, estación meteorológica Alberto Santos ubicada en Socorro Santander, propiedad de Cenicafe

**3.3.2. Horas solares pico (HSP):** Las horas solares pico (HSP), indican la cantidad de horas en el día, que se puede obtener teóricamente una irradiancia solar constante de 1000 W/m<sup>2</sup>, y está definido; por la relación del valor de irradiación promedio incidente con respecto a la irradiancia en condiciones estándares (constante)<sup>42</sup>. Como se observa en la *ecuación 2*.

$$HSP = \frac{I}{I_G} [h] \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

*I = Irradiación promedio incidente*

*I<sub>G</sub> = Irradiancia en condiciones estándares*

Para este proyecto se considera el valor más bajo de irradiación promedio incidente que se presenta en el año, y es llamado el mes crítico de diseño; debido que será la época donde las horas solares pico serán menores y se necesitarán más módulos solares que en los otros meses del año para satisfacer la misma demanda. Para este caso se selecciona al mes de diciembre; como se evidencia en la tabla 4. Sumado a esto, el hecho que sea el mes de diciembre, lo hace idóneo para presenciar un alto flujo de turistas en la zona, y esto puede provocar un aumento en la demanda y con él, el colapso del sistema. Debido a esto se quiere resaltar; que el dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaico aislado, está diseñado exclusivamente para satisfacer la demanda del perfil en condiciones óptimas de operación, si se presenta un aumento en la demanda el regulador puede llegar a desconcertar la carga.

Tomando el valor de irradiación promedio más bajo de la Tabla 4 y remplazando en la ecuación 2, se obtiene:

$$HSP = \frac{I}{I_G} = \frac{4781.3}{1000} = 4.7813 [h] \approx 4.7 [h]$$

Para este trabajo se utilizará HSP de 4.7 [h].

---

<sup>42</sup> VEGA, Juan Carlos & RAMÍREZ, Santiago. Op Cit, p 293

### 3.4. NÚMERO DE MÓDULOS REQUERIDOS PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN

Para determinar el número de módulos solares, se debe tener en cuenta:

- El consumo medio energético diario que demandaría la carga en el día ( $Lmd_{CA}$ ) en función de las eficiencias de los elementos del sistema, para realmente conocer cuanta es la energía que deben producir los módulos solares, ya que en cada etapa del sistema van a haber pérdidas de energía, sea por calentamiento o los procesos de conmutación que están presentes. Para realizar el cálculo se utiliza la ecuación 3, la cual es tomada y modificada de Vega y Ramírez<sup>43</sup>; es modificada debido a que, en el cuadro de cargas, no hay cargas de corriente continua, también se incluyen otras eficiencias aparte de las baterías, el inversor y los conductores; como lo son: la eficiencia del controlador de carga, la eficiencia por calentamiento de las celdas fotovoltaicas en operación.

$$Lmd = \frac{Mseg * Lmd_{CA}}{N_{bat} * N_{reg} * N_{inv} * N_{Cm} * N_{cond}} \left[ \frac{W * h}{día} \right] \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

$Lmd$  = Energía total que debe generar el arreglo fotovoltaico

$Lmd_{CA}$  = Consumo medio diario de la carga

$Mseg$  = Margen de seguridad, para cubrir posibles pérdidas de potencia

$N_{bat}$  = Eficiencia de las baterías

$N_{reg}$  = Eficiencia del regulador de carga

$N_{inv}$  = Eficiencia del inversor

$N_{Cm}$  = Eficiencia por calentamiento de los módulos

$N_{cond}$  = Eficiencia en los conductores

---

<sup>43</sup> VEGA, Juan Carlos & RAMÍREZ, Santiago, Op Cit, p 289

Para el caso de estudio se utilizará un margen de seguridad del 10%, con el fin de, no sobredimensionar el sistema de generación, este valor es a decisión del diseñador<sup>44</sup>.

La eficiencia o el rendimiento de una batería, indica la relación entre la energía suministrada en el momento de carga, con respecto a la energía que puede entregar a la hora de la descarga. Debido a que se presentan pérdidas por almacenamiento, por calentamiento o el método de carga que se utilice, este valor no es el 100%, que sería lo ideal; este rendimiento suele estar entre un valor del 83% al 98%, dependiendo de la tecnología de las baterías que se usen y el controlador de carga<sup>45</sup>, y como se había mencionado en el capítulo anterior; el ciclo de vida de una batería está definido por el número de ciclos de operación en función de la profundidad de descarga, y este factor depende del ritmo de operación al que se somete el banco de baterías, para el caso de diseño se tomará como eficiencia de las baterías el valor de:

$$N_{bat} = 95\%$$

La eficiencia del inversor, como del regulador se tomarán de los catálogos de cada equipo ver **ANEXO A** y **ANEXO B** respectivamente. La selección de estos equipos se describirá más adelante.

$$N_{reg} = 98\% \qquad N_{inv} = 94\%$$

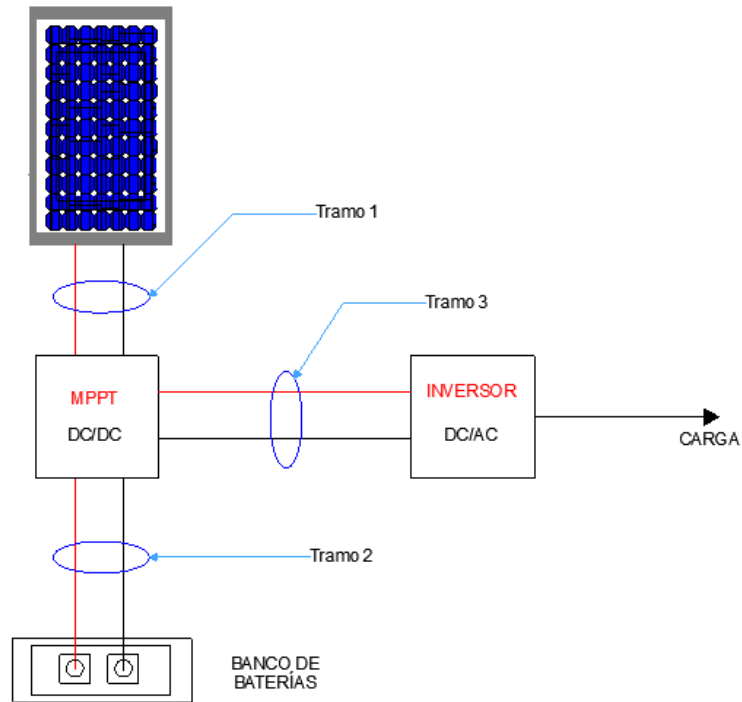
Para este diseño, se decide considerar la eficiencia de los conductores para cada tramo de corriente, como se evidencia en la figura 16. Se considera un porcentaje de regulación de tensión del 2%. El porcentaje de pérdidas en corriente continua es igual al porcentaje de regulación de tensión de dicho circuito, por lo tanto, se tomará como eficiencia en los tramos de los conductores el valor del 98%.

---

<sup>44</sup> VEGA, Juan Carlos & RAMÍREZ, Santiago. Op Cit, p 289

<sup>45</sup> VISIGA, Daniel. Generación eléctrica mediante un sistema híbrido hidráulico-fotovoltaico aislado de la red para una pequeña población rural. Universidad de Barcelona. p. 75

Figura 16 Tramos utilizados para determinar la eficiencia en los conductores DC



Fuente 20 Elaboración propia

Para determinar la eficiencia total en los conductores de corriente continua; se calcula como el producto de las eficiencias de cada tramo, como se evidencia a continuación:

$$N_{cond} = N_{tramo1} * N_{tramo2} * N_{tramo3}$$

$$N_{cond} = 0.98 * 0.98 * 0.98 = 0.9412$$

$$N_{cond} \approx 0.94$$

Por último, se determina la eficiencia de las celdas a temperatura de operación, para determinar realmente cuanta potencia va a generar los módulos solares. Para esto se recurre al valor de *NOCT* (*Nominal Operating Cell Temperature*) el cual se obtiene en los catálogos que brindan los fabricantes, y para este caso de estudio se

tomara el valor de 45 °C como se evidencia en el **ANEXO C**. El *NOCT* se utiliza para calcular la temperatura de las celdas ( $T_c$ ) por medio de la ecuación 4<sup>46</sup>.

$$T_c = T + \frac{I_G}{800 \frac{W}{m^2}} * (NOCT - 20) [^{\circ}C] \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

$T_c$  = *Temperatura de las celdas*

$T$  = *Temperatura de la locación*

$I_G$  = *Irradiancia promedio*  $1000 \frac{W}{m^2}$

*NOCT* = *Temperatura nominal de operacion de las celdas*

Para determinar la temperatura de la locación se recurre al atlas climatológico de Colombia<sup>47</sup>, y a la base de datos de la NASA<sup>48</sup>. Analizando la información brindada se encuentra mucha similitud en los datos. Para el dimensionamiento de este proyecto se decide tomar el valor de temperatura máxima promedio mensual que puede presentar la locación, esto con el fin de asegurar que el sistema va a ser capaz de cumplir con los requerimientos de potencia, cuando la temperatura del ambiente sea superior a la temperatura de laboratorio. En la figura 17 se muestran la temperatura máxima media anual (promedio multianual desde 1981 a 2010) que brinda la base de datos del atlas climatológico de Colombia, que establece una temperatura de 30 °C a 32°C. En la figura 18 se evidencia los datos suministrados

---

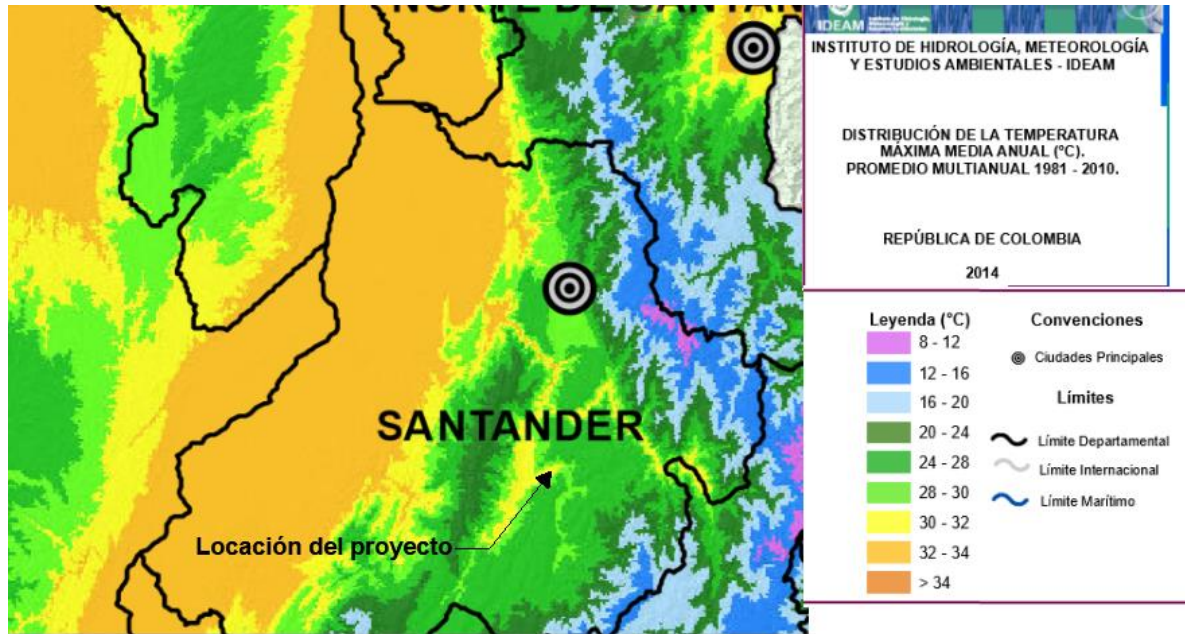
<sup>46</sup> GUIRGUIS, A; RUIZ, E; PILIOUGINE, M y SIDRACH DE CARDONA, M. Estudio de la temperatura de módulos fotovoltaicos bajo diferentes condiciones ambientales: modelos *NOCT* y balance de energía. Málaga, España: Universidad de Málaga. Departamento de física aplicada II. 2007. P. 2

<sup>47</sup> IDEAM. Atlas interactivo. [en línea] 29 de septiembre de 2018. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasClimatologico.html>

<sup>48</sup> National Aeronautics and Space Administration. Surface Meteorology and Solar Energy. Recuperado el 29 de septiembre de 2018, A renewable energy resource web site: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>

por la base de datos de la NASA, en el cual se evidencia una temperatura máxima media anual de 32.8 °C que se presenta en el mes de febrero.

Figura 17 Temperatura Máxima media Anual



Fuente 21 Toma y modificada de: [http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/Tmax\\_anual.pdf](http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/Tmax_anual.pdf)

Figura 18 Temperatura promedio máxima y mínima de la Locación

*Meteorology (Temperature):*

Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth Temperature (°C)												
Lat 6.468 Lon -73.26	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Minimum	16.6	17.6	18.1	18.3	17.7	17.1	16.6	16.6	17.0	17.6	17.4	16.7
Maximum	30.2	32.8	32.2	30.1	28.4	28.5	29.8	31.1	30.4	28.1	27.3	27.8
Amplitude	6.80	7.56	7.02	5.90	5.30	5.68	6.62	7.21	6.69	5.24	4.94	5.53

Fuente 22 Captura de pantalla de: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>

Para el cálculo de la temperatura de las celdas se toma el valor suministrado por la NASA que equivale a 32.8 °C como temperatura de la locación, y remplazando en la ecuación 4, se tiene que:

$$T_c = 32.8 + \frac{1000}{800 \frac{W}{m^2}} * (45 - 20) [^{\circ}C]$$

$$T_c = 64.05 [^{\circ}C]$$

Conociendo la temperatura máxima a la cual van a trabajar las celdas, se puede determinar el rendimiento por calentamiento ( $N_{cm}$ ). Debido al aumento de la temperatura de la condición estándar, se presenta una disminución en la potencia de generación, para determinar este factor se suele utilizar la ecuación<sup>49</sup> 5.

$$N_{cm} = 1 + \frac{\beta}{100\%} * (T_c - 25) \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

$N_{cm}$  = eficiencia del módulo por calentamiento

$\beta$  = coeficiente de ajuste de potencia nominal del módulo

El valor de  $\beta$  se puede observar en el **ANEXO C** y el cual corresponde a un valor de  $-0.43 \frac{\%}{^{\circ}C}$  y reemplazando en la ecuación 5 se tiene que:

$$N_{cm} = 1 + \frac{-0.43\%/^{\circ}C}{100\%} * (T_c - 25)$$

$$N_{cm} = 0.8321$$

Con base a los datos obtenidos, se estima cuanto debe ser la cantidad de potencia que debe generar el arreglo FV ( $Lmd$ ).

$$Lmd = \frac{1.1 * 4622.1}{0.95 * 0.98 * 0.94 * 0.8321 * 0.94}$$

---

<sup>49</sup> ARENAS, Michael y PEREZ, Luis: Diseño de un sistema fotovoltaico en DC aislado para alimentar el telescopio de muones (mute) desarrollado por el grupo de investigación en relatividad y gravitación (GIRG). Bucaramanga.: Universidad industrial de Santander. Escuela de eléctrica electrónica y telecomunicaciones. 2017. P. 56

$$Lmd = 7427.78 \frac{W * h}{día}$$

- El otro dato necesario para determinar la cantidad de módulos solares que se necesitan; es conocer la cantidad de energía que cada módulo solar va a hacer capaz de producir en el día, para esto se suele utilizar la ecuación 6

$$E_p = Pmax * HSP * N_{Cm} \left[ \frac{W * h}{día} \right] \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

$E_p$  = Energía generada por cada módulo

$Pmax$  = Potencia máxima o pico del módulo

$HSP$  = Horas solares pico

$N_{Cm}$  = Eficiencia del modulo por calentamiento

Para el dimensionamiento de este proyecto se decide trabajar con módulos solares de 330  $W_p$ , cuya hoja de datos se puede observar en el **ANEXO C** y se obtiene una energía por módulo de:

$$E_p = 330 * 4.7 * 0.8321$$

$$E_p = 1290.59 \left[ \frac{W * h}{día} \right]$$

Conociendo la cantidad de energía diaria que se necesita generar y la cantidad de energía diaria que puede generar un módulo solar de 330  $W_p$ , se puede determinar la cantidad de módulos necesarios para satisfacer dicha demanda<sup>50</sup>, por medio de la ecuación7, la cual se le agrega un 10%

---

<sup>50</sup> VEGA, Juan Carlos & RAMÍREZ, Santiago. Op Cit, p 294

de la demanda diaria a generar; esto asumiéndose como un criterio del diseñador, con la justificación de tener acumulada un poco más de energía, para posibles eventos no contemplados en el diseño, como las pérdidas angulares, pérdidas espectrales mencionadas en el libro de VEGA y RAMIREZ<sup>51</sup> y posibles eventos de mantenimiento o avería de algún módulo.

$$N_T = \frac{1.1 * Lmd}{E_p}$$

*Ecuación 7*

Donde:

$N_T$  = Número total de paneles

$Lmd$  = Demanda promedio diaria

$E_p$  = Energía generada por cada modulo

Remplazando los datos obtenidos se tiene que:

$$N_T = \frac{1.1 * 7427.78}{1290.59}$$

$$N_T = 6.33 \cong 7(\text{este valor puede ser modificado})$$

En teoría se necesitan 6.33 módulos para satisfacer la demanda, por efectos prácticos y de seguridad, se aproxima a la parte entera mayor para un total de 7 módulos (este valor puede ser modificado de acuerdo con la configuración de conexión de los módulos, si se llega a emplear una conexión mixta, el número de modulo debe ser par).

Esta cantidad de módulos debe ser distribuida de tal forma que se cree una matriz de generación, la cual está conformada por una cantidad de paneles FV conectados en serie y paralelo. Para determinar la cantidad de módulos FV conectados en serie<sup>52</sup>; se debe conocer la tensión nominal del sistema;

---

<sup>51</sup> VEGA, Juan Carlos & RAMÍREZ, Santiago. Op Cit, p 288

<sup>52</sup> Ibid. P. 295

12 [V], 24 [V] o 48 [V] y la tensión máxima de operación del módulo FV, y se calcula mediante la ecuación 8.

$$N_s = \frac{V_{nom}}{V_{mod-Max}} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

$N_s = \text{Módulos solares en serie}$

$V_{nom} = \text{Tension de trabajo del sistema}$

$V_{mod-max} = \text{Tensión máxima nominal del modulo}$

Si se observa el **ANEXO C** la tensión máxima de operación de los módulos solares es de 37.40 V, y la tensión de trabajo del sistema, será definido mediante el criterio que plantea VEGA y RAMIREZ<sup>53</sup> en la tabla 5

Tabla 5. Criterio para definir de la tensión de trabajo

Potencia de las cargas (W)	Tensión de trabajo (V)
Menor a 1500	12
1500-5000	24 o 48
Mayor a 5000	120 o 300

Fuente 23 tomada de: VEGA, Juan Carlos & RAMÍREZ, Santiago. Op Cit, p 296

Para este trabajo, se tomará el valor de 48 V como la tensión de trabajo; debido a que la potencia instalada es de 3807.5 W (ver **ANEXO O**, hoja: perfil de cargas). La razón de no seleccionar la tensión de trabajo en un rango de 24 V es debido al aumento de pérdidas por efecto *joule*. Reemplazando lo anterior, en la ecuación 8, se tiene que el número de módulos en serie es de:

$$N_s = \frac{48}{37.40} = 1.28 \approx 2$$

<sup>53</sup> Ibid., p.296

Y el número de módulos en paralelo que se requieren<sup>54</sup> viene determinado por la ecuación 9.

$$N_p = \frac{N_T}{N_S} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde

$N_T = \text{Total de módulos solares}$

$N_S = \text{Módulos solares en serie}$

Para lo anterior se tiene que:

$$N_p = \frac{7}{2} = 3.5 \cong 4$$

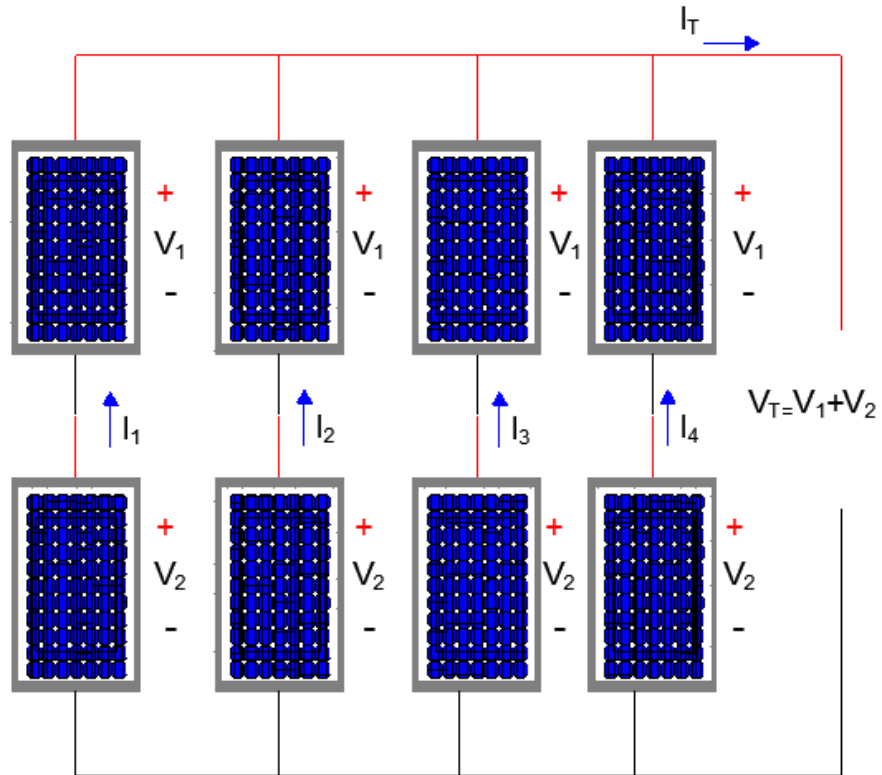
Como se observa, la conexión de los módulos va a ser mixta y va a estar compuesta por cuatro (4) ramas en paralelo con dos (2) módulos por rama como se observa en la figura 19; esto indica, que, el número total de módulos va a ser en definitiva de ocho (8) módulos para el sistema de generación FV.

$$N_t = N_s * N_p = 2 * 4 = 8$$

---

<sup>54</sup> VEGA, Juan Carlos & RAMÍREZ, Santiago Op cit., p. 295

Figura 19 Esquema de conexión de los módulos FV, para el sistema de generación



Fuente 24 Elaboración propia

### 3.5. NÚMERO DE BATERÍAS REQUERIDAS PARA EL SISTEMA DE ACUMULACIÓN

La determinación de la cantidad de baterías requeridas por el sistema es muy similar al criterio de selección de los módulos solares, se deben conocer los datos nominales de la batería; como la profundidad de descarga, su capacidad nominal, la tensión de operación y las condiciones de funcionamiento de la instalación. En primer lugar, se debe establecer la capacidad nominal ( $C_n$ ) del banco de baterías, ya que representa la cantidad de energía que debe ser almacenada para satisfacer la demanda, esta capacidad nominal puede estar en función de dos tipos de profundidades de descarga y se escogerá la mayor de ella:

- La profundidad máxima de descarga en función de un ciclo diario ( $P_{DMaxd}$ ), y como su nombre lo indica, es la cantidad máxima de descarga que se puede someter la batería en un ciclo diario de trabajo, y suele estar alrededor de valor del 15% al 20% según los autores de *fuentes de energías*,

*renovables no renovables aplicaciones*<sup>55</sup>, esta capacidad se puede determinar por medio de la *ecuación 10*, la cual es tomada y modificada del libro mencionado, con el fin de considerar las eficiencias que se presentan en la carga y descarga del sistema de acumulación.

$$C_{nd} = \frac{Lmd}{P_{Dmaxd} * N_{cond} * N_{regu} * N_{inv} * N_{bat} * V_{bat}} [A * h] \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

$C_{nd}$  = Capacidad nominal en funcion de la descarga diaria.

$Lmd$  = Demanda promedio diaria

$P_{Dmaxd}$  = Profundiad de descarga maxima diaria de la bateria

$N_{cond}$  = Eficiencia en los conductores

$N_{regu}$  = Eficiencia del regulador

$N_{inv}$  = Eficiencia del inversor

$N_{bat}$  = Eficiencia en las baterias ciclos de carga y descarga

$V_{bat}$  = Tensión nominal del sistema de baterías

Varios de los datos necesarios ya se han establecido antes por lo cual no se mencionará su procedencia.

Para el desarrollo de este trabajo se va a considerar una profundidad máxima de descarga diaria del 20%, con una tensión nominal del sistema de baterías de 48 [V] (considerando baterías de 12 [V], como se puede observar en el **ANEXO D**) y remplazando en la *ecuación 10*, se tiene que:

---

<sup>55</sup> VEGA, Juan Carlos & RAMÍREZ, Santiago. Op Cit, p 297

$$C_{nd} = \frac{7427.8}{0.2 * 0.95 * 0.98 * 0.94 * 0.94 * 48} A * h$$

$$C_{nd} = 940.55 A * h$$

- La profundidad máxima de descarga estacional, indica la cantidad de energía que se puede utilizar, en un número determinado de días (días de autonomía)<sup>56</sup>, y son valores del orden del 80% 70%, 60%, cabe aclarar que los últimos controladores en el mercado traen por defecto profundidades de descarga programadas, las cuales pueden ser modificadas de acuerdo al operador del equipo. Como se evidenció anteriormente, a mayor profundidad de descarga, menor es la vida útil de las baterías. Se decide trabajar con una profundidad de descarga del 70% con el fin de aumentar los ciclos de trabajo y con ella la vida útil de las baterías, esto es un criterio del diseñador el cual puede ser modificado de acuerdo con las curvas que brindan los fabricantes, para determinar la profundidad de descarga en función de los días de autonomía se utiliza la ecuación 11

$$C_{ne} = \frac{Lmd * N}{P_{Dmaxe} * N_{cond} * N_{regu} * N_{inv} * N_{bat} * V_{bat}} [A * h] \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

$C_{ne}$  = Capacidad nominal en función de la descarga estacional.

$P_{Dmaxe}$  = Profundidad de descarga máxima estacional

$N$  = Número de días de autonomía

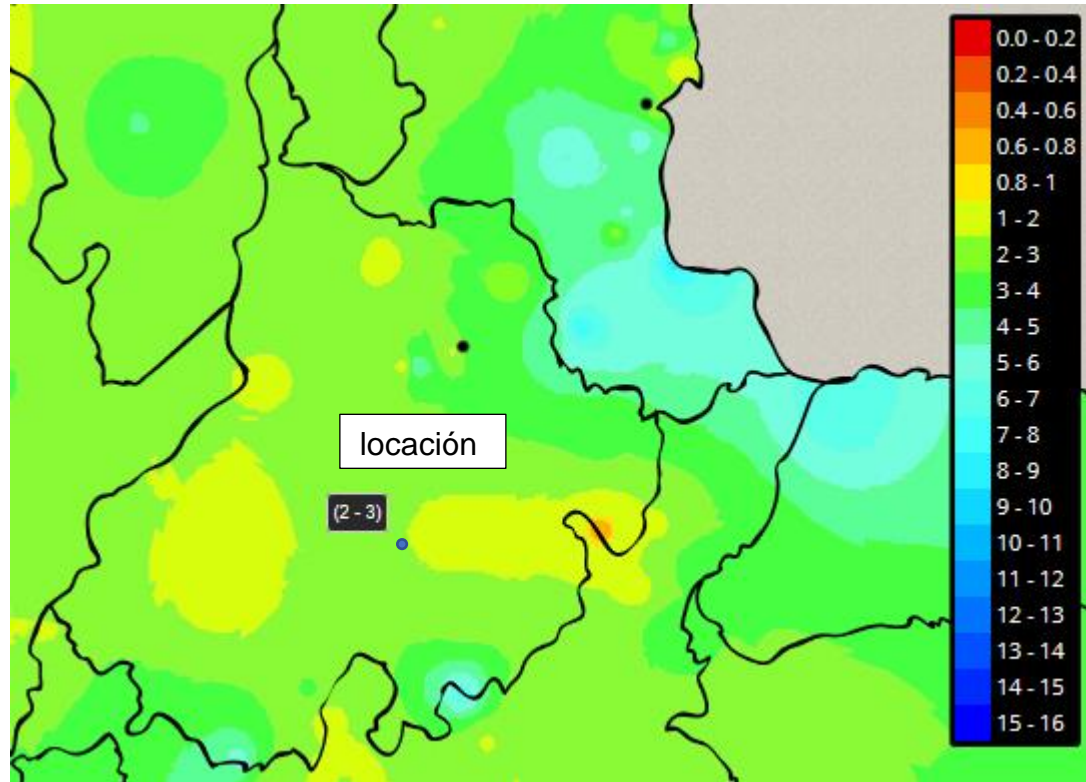
Respecto a los días de autonomía que debe tener el sistema, se debe ser muy cuidadoso, ya que este factor indica el tiempo máximo en el cual se pueden descargar las baterías, y para sistemas de generación fotovoltaico asilados, donde la interconexión con la matriz energética del país es nula, la confiabilidad del sistema se ve reflejada en sus días de autonomía. Para este proyecto se recurre a la base de datos del IDEAM<sup>57</sup> en el cual se puede determinar la cantidad posible de días sin brillo solar en cualquier región del país. Después de revisar los 12 meses del año, se observó que el mes de abril, presenta en promedio, el mayor número de días sin brillo solar, con un promedio de 2 a 3 días en la zona. Como se observa en la figura 20, se

<sup>56</sup> VEGA, Juan Carlos & RAMÍREZ, Santiago. Op Cit, p 297

<sup>57</sup> IDEAM. Atlas interactivo. [en línea] 29 de septiembre de 2018. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

decide trabajar con el límite superior del promedio, el cual corresponde a 3 días.

Figura 20 Promedio de número de días del mes de abril sin brillo solar



Fuente 25 Captura de pantalla, tomado de: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

De acuerdo con lo anterior y remplazando en la ecuación 11, se tiene que:

$$C_{ne} = \frac{7427.8 * 3}{0.70 * 0.95 * 0.98 * 0.94 * 0.94 * 48}$$

$$C_{ne} = 806.18 A * h$$

Se selecciona la capacidad nominal del banco de baterías en función de la profundidad de descarga diaria; debido a que dio mayor, que la profundidad estacional, esto se realiza con el fin de no incurrir en una insuficiencia estacional o diaria<sup>58</sup>, por lo tanto se necesita un banco de baterías con una capacidad de

<sup>58</sup> VEGA, Juan Carlos & RAMÍREZ, Santiago. Op Cit, p 298

almacenamiento de  $940.55 A * h$ , para este documento se le llamara capacidad nominal del banco de baterías ( $C_n$ ).

$$C_{ne} = C_n = 940.55 A * h$$

Después de determinar la capacidad nominal del banco de baterías, es necesario conocer el total de baterías que van a ser necesarias para cumplir con los requerimientos de almacenamiento, lo cual está dado por la relación entre la capacidad nominal del banco de baterías y la capacidad nominal de cada batería, como se muestra en la *ecuación 12*.

$$n_{bat} = \frac{C_n}{C_{nb}} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

$n_{bat}$  = Número de baterías necesarias para satisfacer la demanda

$C_{nb}$  = Capacidad nominal del tipo de batería seleccionado

Como ya se había mencionado, la capacidad nominal de una batería suele darse en una cantidad determinada de horas de operación, en las cuales se puede descargar la batería sin que la tensión baje. De acuerdo con el **ANEXO D** la capacidad nominal de la batería a una descarga de 10 horas es de  $306 A * h$ , esto indica que la batería va ser capaz de suministrar una corriente de  $36 A$  durante 10 horas, dado que a mayor rapidez se descargue la batería, menor va a ser su capacidad de entregar energía, y viceversa, si la descarga sucede en prolongado tiempo, su capacidad de entregar energía va a ser mayor. De acuerdo con la ecuación 12 se tiene que:

$$n_{bat} = \frac{940.55}{306} = 3.073$$

$$n_{bat} = 3 \text{ (este valor puede ser modificado)}$$

El número de baterías se podría dejar en 3, pero la tensión nominal del sistema es de 48 [V], y las baterías seleccionadas cuentan con una tensión de operación de 12 [V], lo cual lleva a realizar una conexión serie entre cuatro (4) baterías; para aumentar el nivel de tensión al cual se deben acoplar, como lo muestra la *ecuación 13*. Esta ecuación describe la cantidad de baterías que se necesitan en serie para conformar el banco de baterías.

$$n_{batS} = \frac{V_{nom}}{V_{bat}} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

$n_{batS}$  = Número de baterías en serie

$V_{nom}$  = Tensión nominal del sistema

Se tiene que:

$$n_{batS} = \frac{48}{12} = 4$$

Para determinar la cantidad de baterías necesarias a conectar en paralelo, se recurre a una ecuación similar al cálculo de paneles solares en paralelo, la cual es representada por la *ecuación 14*.

$$n_{batP} = \frac{n_{bat}}{n_{batS}} \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

$n_{batP}$  = Número de baterías en paralelo

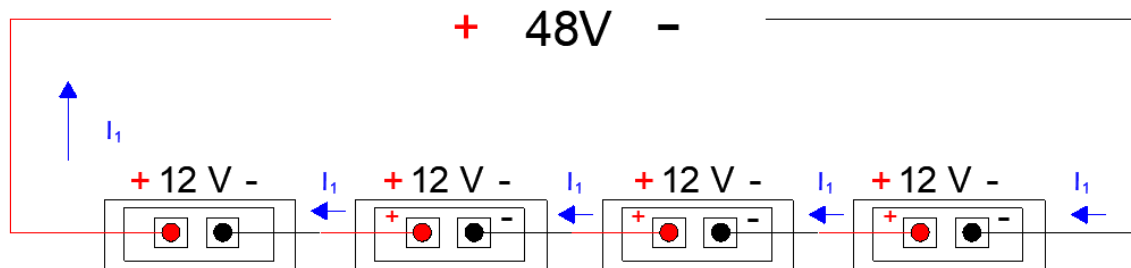
Se tiene que:

$$n_{batP} = \frac{3}{4} = 0.75 \cong 1$$

Debido a la exigencia de tensión en el sistema, es necesario una (1) rama, con cuatro (4) baterías conectadas en serie, lo que lleva a un total de cuatro (4) baterías de 12 [V] con una capacidad nominal de  $C10 - 306 A * h$  (ver **ANEXO D**), como se muestra en la *figura 21*.

$$n_{bat} = 4$$

*Figura 21 Esquema de conexión del banco de baterías*



*Fuente 26 Elaboración propia*

### 3.6. DIMENSIONAMIENTO DEL CONTROLADOR MPPT

Para el dimensionamiento del regulador, es necesario conocer la máxima intensidad de corriente que se puede presentar en el sistema, se puede decir que; si un SGFVA está bien dimensionado, la corriente máxima de generación es igual o mayor que la corriente de carga, ya que de lo contrario los módulos solares no serán capaces de satisfacer la demanda.

- Criterio de selección de corriente máxima en el sistema.

Una forma de encontrar la máxima corriente que puede circular en el sistema es por medio de la potencia máxima instalada del arreglo fotovoltaico, la cual se describe por medio de la ecuación 15.

$$I_{n1} = \frac{P_{max} * N_T}{V_{max}} [A]$$

Ecuación 15

Donde:

$I_{n1}$  = Corriente máxima por capacidad instalada

$P_{max}$  = Potencia maxima de los módulos

$V_{max}$  = Tensión en el punto de maxima potencia de los módulos a  $P_{max}$

De acuerdo con lo anterior, se tiene que la corriente nominal mínima del regulador debe ser de:

$$I_{n1} = \frac{330 * 8}{74.8} = 35.29[A]$$

Otro método para determinar la corriente máxima que se presenta en la entrada del regulador; es por medio de la corriente de cortocircuito que aporta el arreglo FV, y esta descrita por la cantidad de ramas en paralelo, como se muestra en la *ecuación 16*

$$I_{n2} = 1.25 * I_{sc} * N_p [A]$$

Ecuación 16

Donde:

$I_{n2}$  = corriente máxima por cortocircuito

$I_{sc}$  = corriente de cortocircuito de un módulo

Para seleccionar la corriente nominal del controlador de carga se aplica un factor de seguridad del 25%, para evitar posibles daños en el regulador. De acuerdo con el **ANEXO C**, el cual pertenece a la ficha técnica del módulo solar, se encuentra que la corriente de cortocircuito es de 9.33 A, por lo tanto:

$$I_{n2} = 1.25 * 9.33 * 4 = 46.65[A]$$

De acuerdo a lo anterior, la corriente nominal mínima que debe tener el control de carga debe ser de 46.65 [A], de acuerdo con el criterio de potencia máxima del arreglo fotovoltaico, debido a que fue mayor que el criterio de corriente de cortocircuito.

Una vez determina la corriente nominal del regulador, es necesario verificar que la máxima tensión de circuito abierto del arreglo FV, no sobrepase la tensión máxima admisible de circuito abierto del controlador, y esto se determina por la suma de tensiones de circuito abierto en tantos módulos en serie se tengan como se muestra en la ecuación 17.

$$V_{oc-max} = V_{oc} * N_S[A] \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

$V_{oc-max}$  = Tensión máxima de circuito abierto del arreglo FV

$V_{oc}$  = Tensión de circuito abierto de cada módulo solar

La tensión de circuito abierto del módulo se puede observar en el **ANEXO C** y el cual corresponde a un valor de 45.8 V, de acuerdo con esto se tiene que:

$$V_{oc-max} = 45.8 * 2 = 91.6 \cong 92 [V]$$

Como se observa el **ANEXO B**, se encuentra que la tensión máxima de circuito abierto permitido por el regulador de carga es de 250 [V], lo que indica que la configuración del arreglo FV sirve por tensión y no va a presentar problemas cuando se requiera desconectar la carga y el sistema de generación quede en vacío.

### 3.7. DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR

En la literatura técnica existen diferentes métodos (Miguel Sánchez<sup>59</sup> y Kyuper<sup>60</sup>) para dimensionar el inversor en una instalación FV, la mayoría de ellos utilizan factores de seguridad, factores de arranques y de utilización en los equipos que harán parte de la carga, esto conlleva un sobredimensionamiento del inversor. Según investigación y los mismos fabricantes sugieren que los inversores trabajen en potencias cercanas a la nominal con el fin de obtener la máxima eficiencia en el proceso como lo sugiere Cáceres<sup>61</sup> y compañía. Debido a esto, para este proyecto se decide dimensionar el inversor para esta instalación FV como la suma de las potencias nominales de los equipos instalados, garantizando que el inversor sea capaz de entregar energía a todos los equipos si se llegasen a encender al mismo tiempo. Cabe aclarar que esta situación no se debe presentar en la instalación, debido a que el diseño está basado en un perfil de carga, en el cual, NO se contempla que todos los elementos de potencia estén consumiendo energía, tampoco se considera los factores de arranques que presentan algunos equipos, debido a que los inversores están diseñados para trabajar en cortos periodos de tiempo al doble o triple de su potencia nominal sin ningún problema, como se evidencia en el **ANEXO A**. De acuerdo con lo anterior el criterio de selección del inversor será determinado por la *ecuación 18*.

$$P_{inv} = P_{AC} [W]$$

*Ecuación 18*

Donde:

$P_{inv}$  = Potencia nominal del inversor

$P_{AC}$  = Potencia total de los equipos de la instalación

De acuerdo con esto y con base en la potencia que va a estar instalada de 3808 W. En el **ANEXO O** se tiene el libro de Excel para el cálculo del perfil de carga.

$$P_{inv} = 3808 [W]$$

Por lo tanto, se utilizará un inversor de 4000 W para la instalación FV.

---

<sup>59</sup> SÁNCHEZ, Op. Cit., p.183

<sup>60</sup> VEGA, Juan Carlos & RAMÍREZ, Santiago. Op Cit, p 301

<sup>61</sup> CACERES, M, BUSSO, A., CADENA, C y VERA, L. determinación de la eficiencia de conversión empleado en un sistema de generación fotovoltaico conectado a red instalado en el nordeste argentino. *En: Avances en Energías renovables y medio ambiente*. 2011. Vol. 15, p. 04.23

### 3.8. DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES QUE TRANSPORTAN CORRIENTE CONTINUA.

La selección de los conductores juega un papel importante en la instalación FV, debido a que un mal dimensionamiento, puede provocar un rendimiento global en la instalación menor al esperado; factores importantes para tener en cuenta a la hora de realizar el dimensionamiento son:

- Evitar tener tramos largos con el objetivo de reducir la caída de tensión en el conductor.
- Considerar las corrientes que se pueden presentar en el sistema, debido a que las pérdidas por efecto *joule* son en función de la intensidad de la corriente al cuadrado, y un calentamiento excesivo puede provocar cortocircuitos o incendios.

Para seleccionar el área transversal necesaria de los conductores, y considerando lo mencionado anteriormente (regulación de tensión y capacidad de corriente) <sup>62</sup> se suele utilizar la *ecuación 19* (esta ecuación solo es válida para conductores de cobre).

$$S = \frac{3.448 * L * I}{\Delta V(\%) * V} [mm^2] \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde:

$S$  = Sección transeversal del conductor, en  $[mm^2]$

$L$  = Longitud del trayecto entre dos puntos en  $[m]$

$I$  = Intensidad de corriente a circular en  $[A]$

$\Delta V(\%)$  = Caída de tensión en  $[\%]$

---

<sup>62</sup>SÁNCHEZ, Op. Cit., p.185

$V = \text{Tensión de trabajo en [V]}$

Debido a que este proyecto está sujeto a la normativa colombiana, la selección de los conductores se realizó conforme a la *NTC 2050*.

- Según la sección 690 - sistemas solares fotovoltaicos artículo 690-8 de la *NTC 2050*; indica que *“la capacidad de corriente de los conductores y la corriente nominal o ajuste de disparo de los dispositivos de protección contra sobre corriente en un circuito de un sistema solar fotovoltaico no debe ser menor al 125% de la corriente nominal de cortocircuito de la fuente de alimentación fotovoltaica”*. De acuerdo con lo anterior, la selección de los conductores por tramo se realizará con la corriente máxima que se pueda presentar en cada tramo. Después se verificará si cumple con el factor de seguridad que sugiere la norma, si no cumple se debe cambiar el conductor al valor nominal siguiente. Los criterios de la selección de máxima corriente en cada tramo son los siguientes:
  - Tramo Módulo FV-Barraje FV: corriente máxima de cortocircuito de cada módulo fotovoltaico, debido al esquema de conexión que se plantea como se puede observar en el diagrama unifilar (ver **ANEXO N**). Los conductores de salida de cada rama en paralelo serán llevados hasta un barraje para sumar dicha corriente.
  - Tramo Barraje FV-Regulador: la corriente máxima de este tramo será la suma de corrientes de cortocircuito de cada rama en paralelo que lleguen a este.
  - Tramo Regulador-Baterías: la corriente máxima que puede suministrar el regulador
  - Tramo Regulador-Inversor: la corriente nominal de entrada del inversor debería ser el criterio de elección, pero considerando que el regulador va a ser el encargado de desconectar el inversor si este llega a pasar los límites de corriente establecidos, se decide tomar la corriente del regulador como valor máximo en el tramo.
  - Tramo Inversor-Carga: la corriente nominal de salida del inversor, este tramo no se tendrá en cuenta en este capítulo debido a que no hace parte del sistema de CC.

- Debido a que la *NTC 2050* no hace una orientación con respecto a los porcentajes de regulación en SGFVA en la sección dedicada a sistemas solares FV, se decide tomar un valor de 0.5%, como porcentaje de regulación en el tramo Regulador-Batería, debido a que las baterías son muy sensibles a los cambios de tensión (tensión de flotación, tensión de absorción, tensión de desconexión), en el resto de tramos se asume una regulación del 2%, con motivo de evitar porcentajes de pérdidas muy grandes en el sistema.

En la tabla 6 se encontrará el valor de la sección transversal necesaria para cada tramo de *CC.*, con sus respectivos datos de entrada, los cuales fueron utilizados en la *ecuación 18*, recordando que la tensión de trabajo es 48 V en todos los tramos. Respecto a la longitud de los tramos; arreglo FV-Barraje FV (barraje ubicado en el cuarto eléctrico), se midió directamente sobre los planos de las cabañas como se muestra en el **ANEXO E Ilustración 1**, para los otros tramos se toma una distancia de 1.5 m como criterio de diseño, dado que el tamaño del cuarto eléctrico tiene de largo 3 metros como se muestra en el **ANEXO E Ilustración 2**.

Tabla 6. Datos necesarios para el cálculo de conductores en CC

Tramo	Longitud del tramo [m]	Corriente máxima [A]	Porcentaje de regulación [%]	Sección transversal [mm <sup>2</sup> ]
Módulo FV-Barraje FV	9 <sup>63</sup>	9.3	2	3
Barraje-Regulador	1.5	37.2	2	2
Regulador-Baterías	1.5	60	0.5	13
Regulador-Inversor	1.5	60	2	3

Fuente 27 Elaboración propia

Estas deben ser las secciones transversales requeridas para los conductores por el criterio regulación de tensión, de acuerdo con la norma se debe verificar si la capacidad nominal del conductor es mayor al 125 % de la corriente máxima a transportar, en el **ANEXO F** se encuentra consignada la tabla de las capacidades

<sup>63</sup> Este valor es aproximado a 9 m, el valor real sobre planos es de 8.76 m

nominales de los conductores, se seleccionó las capacidades a una temperatura de 90°C, estos resultados se pueden evidenciar en la *tabla 7*.

*Tabla 7. Verificación de conductores por el 125% según la NTC 2050*

Tramo	Sección transversal [mm <sup>2</sup> ]	Sección equivalente en AWG	Capacidad nominal del conductor [A]	125% de la corriente máxima [A]
Módulo FV-Barraje FV	3	12	30	11.625
Barraje-Regulador	2	14	25	46.5
Regulador-Baterías	13	6	75	75
Regulador-Inversor	3	12	30	75

*Fuente 28 Elaboración propia*

De acuerdo con la *tabla 7*; los valores en rojo indican que el conductor seleccionado no cumple con la capacidad nominal requerida para transportar la corriente en dicho tramo, debido a esto se ajusta al conductor superior que cumpla con el requerimiento de corriente. En la *tabla 8* se encuentra consignado los calibres de los conductores corregidos de acuerdo con la capacidad de conducción.

*Tabla 8 Calibres de conductores corregidos*

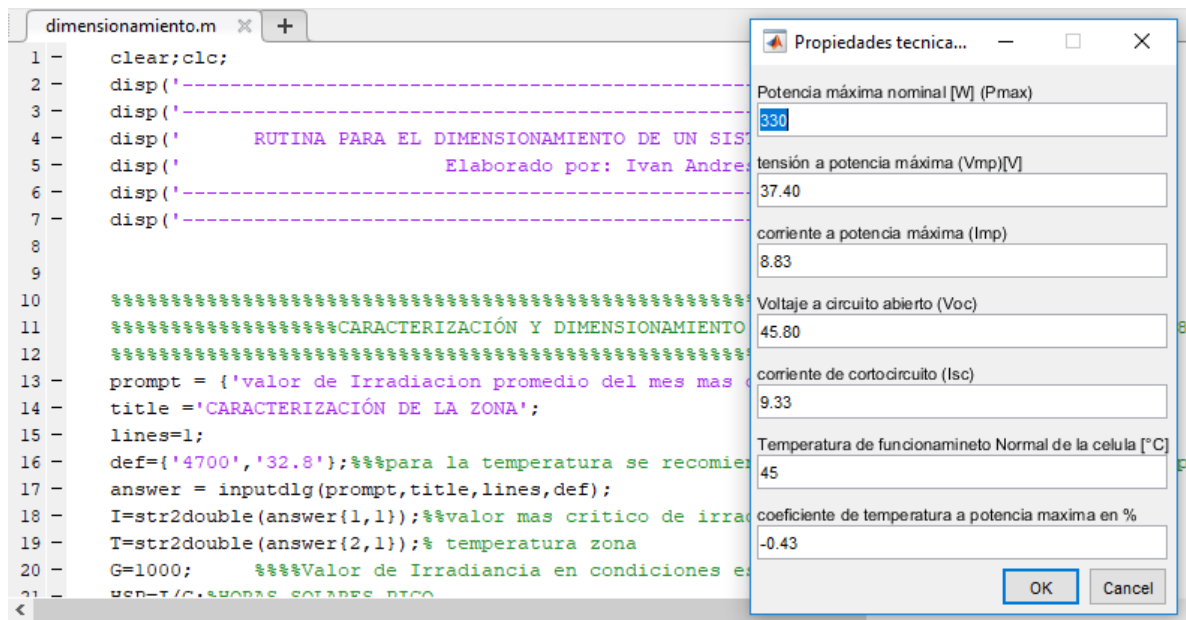
Tramo	Sección equivalente en AWG	Capacidad nominal del conductor [A]	125% de la corriente máxima [A]
Módulo FV-Barraje FV	12	30	11.625
Barraje-Regulador	8	55	46.5
Regulador-Baterías	6	75	75
Regulador-Inversor	6	75	75

*Fuente 29 Elaboración propia*

### 3.9. ELABORACIÓN DE RUTINA EN MATLAB, PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SGFVA

Se realizó una rutina en Matlab (ver **ANEXO Q**), de acuerdo con las ecuaciones establecidas anteriormente, con una interfaz que permite la introducción de los datos de entrada, necesarios para realizar el dimensionamiento como se muestra en la *figura 22*. La rutina está enlazada con un perfil de cargas en un libro de Excel anexo a este proyecto, este perfil de carga está detallado hora a hora y puede ser modificado para obtener diferentes regímenes de carga. Las cargas que aparecen en el libro de Excel (**ANEXO O**) pueden ser cambiadas de acuerdo con los valores deseados de operación (todas las celdas están programadas), la descripción de la carga: cuenta con la potencia de cada elemento individual y el número de elementos de la misma característica, como se muestra en la *figura 23*.

Figura 22: Datos de entrada de la rutina



Fuente 30. Elaboración propia

Figura 23 Características del libro de Excel

		zonas de iluminación Led			
		casillas que se pueden modificar			
	Hora	sala	cocina	alcoba 1	alcoba 2
Potencia c/u [W]		4,5	35	11,5	11,5
# de elementos		6	1	1	1
Potencia Total		27	35	11,5	11,5

Fuente 31 Elaboración propia

Este perfil de cargas también cuenta con el promedio de tiempo de operación de cada equipo en determinada hora del día, intentando recrear un perfil de consumo, donde el valor cero (0), corresponde a la no operación del equipo, y el valor de uno (1) corresponde al uso del equipo en toda la hora, por lo tanto, el régimen de operación va a estar determinado por valores entre [0-1], como se muestra en la figura 24

Figura 24 Características del libro de Excel

		zonas de iluminación Led					
		Factores de utilización					
	Hora	sala	cocina	alcoba 1	alcoba 2	alcoba 3	baño
Potencia c/u [W]		4,5	35	11,5	11,5	11,5	7
# de elementos		6	1	1	1	1	1
Potencia Total		27	35	11,5	11,5	11,5	7
	0	0	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0	0,1
	4	0	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0	0
	6	0	0	0	0	0	0,2
	7	0	0,5	0	0	0	0,2
	8	0	0	0	0	0	0,1

Fuente 32 Elaboración propia

La rutina tiene como datos de entrada los datos nominales de equipos, que se puedan llegar a utilizar, esto se realiza con el fin de comparar las condiciones que requiere el sistema con respecto a los valores de operación de cada equipo. Los datos del módulo y la batería a utilizar son indispensables para el dimensionamiento (con base en los datos nominales de estos dos elementos, se dimensionada el

arreglo fotovoltaico y el banco de baterías). Los datos del inversor y el regulador se pueden poner en cero, y el programa simplemente dirá: “*el elemento no cumple con las características necesarias y debe ser cambiado*”. En la solución que arroja el programa, se evidencia el número de paneles necesarios, el tipo de conexión que se requiere para los paneles, el número de baterías, la conexión de las baterías e identifica si el regulador y el inversor seleccionados cumplen con los requisitos necesarios. La rutina también determina la sección transversal de los conductores, en cada tramo mencionado anteriormente, cabe aclarar que el dimensionamiento de los conductores solo aplica para este caso de diseño, debido a la configuración de conexión que se utiliza, y por último arroja una gráfica la cual describe el consumo de la carga en un día de operación. La solución grafica planteada por la rutina se evidencia en la *figura 25*.

*Figura 25 Solución de la rutina planteada en Matlab*

```

-----
-----
RUTINA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICO
Elaborado por: Ivan Andres Maldonado Martinez
-----
-----
LAS HORAS SOLARES PICO EN LA ZONA ES DE 4.7[h]
SE NECESITAN 8 DE MODULOS DE 330 [Wp] PARA SATISFASER LA DEMANDA
POR LO TANTO SE CONECTARAN 4 RAMAS EN PARALELO CON 2 MODULO(S) POR RAMA
LA ENERGÍA QUE DEBE SATISFACER EL GRUPO GENERADOR ES DE 7427.78[W*h]/Dia, CON UN MÁRGEN DE SEGURIDAD DEL 10 PORCIENTO
LA ENERGÍA QUE VA A PRODUCIR UN MODULO DE 330 [Wp] EN LAS HORAS SOLARES PICO ES DE 1290.56[W*h/día]
LA ENERGÍA QUE VA A PRODUCIR EL GRUPO GENERADOR ES DE 10324.511 [Wp*h] EN HORAS SOLARES PICO
EL NÚMERO DE BATERÍAS REQUERIDAS DE 1251 [A*h] ES DE 4
EL NÚMERO DE RAMAS DE BATERÍAS EN PARALELO ES DE 1 CON 4 BATERÍA(S) POR RAMA
LA POTENCIA NOMINAL DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO ES DE 2640 [W] Y LA POTENCIA DEL REGULADOR SELECCIONADO ES DE 3440[W] POR
LA MÁXIMA TENSIÓN DE ENTRADA QUE VE EL REGULADOR ES DE 92 [V] Y NO EXCEDE LA MÁXIMA TENSIÓN DE ENTRADA DEL REGULADOR Q
LA MÁXIMA CORRIENTE QUE APORTA EL ARREGLO FOTOVOLTAICO ES DE 55 [A] Y LA CORRIENTE NOMINAL DEL REGULADOR SELECCIONADO
LA POTENCIA QUE DEBE CUBRIR EL INVERSOR SERÁ DE 3807.50 [W]
EL INVERSOR SELECCIONADO DE 4000 [W] SIRVE PARA SATISFACER LA DEMANDA DE LA CARGA QUE ES DE 3807.50 [W]
LA SECCIÓN MÍNIMA DEL CONDUCTOR DEL MODULO AL BARRAJE ES DE 6 [mm^2]
LA SECCIÓN MÍNIMA DEL CONDUCTOR DEL BARRAJE AL REGULADOR ES DE 4 [mm^2]
LA SECCIÓN MÍNIMA DEL CONDUCTOR DEL REGULADOR A LAS BATERÍAS ES DE 13 [mm^2]
LA SECCIÓN MÍNIMA DEL CONDUCTOR DEL REGULADOR AL INVERSOR ES DE 9 [mm^2]
..

```

*Fuente 33 Elaboración propia: captura de pantalla (la imagen se encuentra recortada)*

### **3.10.RESUMEN DEL DIMENSIONAMIENTO FINAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO**

Sintetizando lo expuesto anteriormente, se concluye que el sistema de generación fotovoltaica, para una cabaña, va a estar compuesto por 8 módulos solares que

tendrán una conexión mixta la cual está conformada por 4 ramas en paralelo con 2 módulos en serie por rama, este arreglo FV estará conectado a un controlador de carga MPPT, el cual presenta una corriente nominal de 60 A. Este regulador ejercerá control sobre el banco de las baterías el cual lo comprende 4 baterías conectas en serie, cada batería cuenta con una capacidad de  $C10 - 306 A * h$ . La instalación contará con un inversor de 4000 W, suficiente para satisfacer la demanda promedio que presenta la carga. El comportamiento de la carga es el mostrado en la *figura 14*.

Este dimensionamiento es basado en una cabaña, pues se considera que las tres cabañas son idénticas tanto en área como en carga instalada, por lo tanto, los resultados obtenidos en este documento serán replicados para las tres cabañas.

## 4. SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO

En el mercado se encuentra diversas opciones de los elementos que se instalarán en el SGFV. Considerando que la vida útil de un SGFV es alrededor de 25 a 30 años, los componentes deberían ser de la mejor calidad posible para lograr alargar la vida útil del sistema, y al final obtener una rentabilidad mejor del proyecto<sup>64</sup>. Para este proyecto no se tendrá en cuenta el costo de los elementos, pues este requisito no hace parte de los objetivos planteados, la selección de los equipos es conforme a las necesidades requeridas por el sistema.

### 4.1 SELECCIÓN DE LOS PANELES O MÓDULOS SOLARES

Se utilizarán módulos solares policristalinos, esto a razón de que la zona presenta un clima cálido, y como se evidenció anteriormente, el silicio en su forma policristalina presenta mejor eficiencia en climas cálidos. Otro factor que se tuvo en cuenta es la potencia pico de cada módulo, se buscó obtener módulos con potencias pico altas, esto con el fin de reducir la cantidad de módulos y conexiones eléctricas necesarias para satisfacer la demanda. Se selecciona un módulo solar de 72 células policristalino el cual es comercializado por la empresa *atersa grupo Elecnor* que corresponde a la referencia de *A330P GSE (BS)*. En el **ANEXO C** se encuentra la ficha técnica de dicho modulo.

#### 4.1. SELECCIÓN DEL REGULADOR DE CARGA.

Para este trabajo se utilizará un controlador de carga MPPT, el cual se caracteriza por adaptar la tensión de funcionamiento en el arreglo fotovoltaico en cualquier instante de tiempo para que proporcione la máxima potencia, son reguladores más costosos, por su misma complejidad de operación, pero la ventaja de utilizar estos controladores es su eficiencia en la operación, ya que pueden mejorar la recolección de energía en un 30% en comparación con los controladores de carga PWM<sup>65</sup>. En

---

<sup>64</sup> SunFields, Manual de cálculo de sistemas fotovoltaicos aislados. [en línea] 5 de octubre 2018, disponible en: <https://www.sfe-solar.com/baterias-solares/manual-calculo/>

<sup>65</sup> Victron energy, controladores de carga SmartSolar 250V y 99% de eficiencia MPPT 250/100.[en línea], 30 de septiembre del 2018, disponible en: <https://autosolar.es/pdf/Victron-MPPT-Smart-250-60-a-100.pdf>

la búsqueda se encontró un controlador de carga MPPT del fabricante *Victron energy-blue power* que corresponde a la referencia: *controlador de carga solar MPPT 250/60*, el cual se observa en la *figura 26*, y su ficha técnica se encuentra en el **ANEXO B**.

*Figura 26 controlador de carga solar MPPT 250/60 MC4*



*Fuente 34 captura de pantalla del catálogo: Anexo B (*

## **4.2. SELECCIÓN DE LAS BATERÍAS.**

Debido a que las baterías son los elementos que presentan menor vida útil en el sistema de generación fotovoltaico, alrededor de 2 a 3 años si se someten a descargas muy profundas, se decide seleccionar baterías de tipo *OPzV* de tecnología *VRLA-GEL*, las cuales ofrecen una durabilidad muy alta comparada con las otras tecnologías mencionadas anteriormente, no presentan mantenimiento debido a su electrolito gelificado y son diseñadas para soportar mejor las descargas

profundas. Se selecciona una batería con referencia de catálogo 6 OPZV 370 (el número 6 indica la cantidad de vasos tiene la batería y cada vaso posee una tensión de 2V) de la empresa HOPPECKE como se aprecia en el **ANEXO D**, la cual se presenta visualmente en la *figura 27*. Según el catálogo presenta una capacidad de  $C10 - 306 A * h$ .

Figura 27 Batería 12 OPzV 1200

**Your benefits with HOPPECKE OPzV solar.power**

- **Maintenance-free regarding water refilling** - due to innovative Gel-technology
- **Very high cycle stability during PSoC<sup>1</sup> operation** - due to tubular plate design with efficient charge current acceptance
- **Maximum compatibility** - dimensions according to DIN 40742
- **Optimal space utilization** - due to possibility of horizontal arrangement<sup>2</sup>
- **Higher short-circuit safety even during the installation** - based on HOPPECKE system connectors



**Typical applications of HOPPECKE OPzV solar.power**

- **Solar-/Off-grid applications**  
Power supply for remote off-grid applications and isolated power networks, drinking water supply systems, healthcare facilities
- **Telecommunications**  
Mobile phone stations  
BTS-stations  
Off-grid/on-grid solutions
- **Traffic systems**  
Signalling systems  
Lighting



Fuente 35 tomado del catálogo; Anexo D

### 4.3. SELECCIÓN DEL INVERSOR

Existe en el mercado una amplia gama de fabricantes y distribuidores de inversores, en el ejercicio de buscar el inversor más adecuado, se evidenció que en gran parte el mercado de inversores de alta potencia esta dirigido a las condiciones eléctricas europeas; tensión de fase 220 V y frecuencia de 50 Hz, lo cual complicó un poco encontrar el inversor adecuado. Se selecciona un inversor de la empresa *UNGE*, con potencia nominal de 4000 [W], el cual según el fabricante tiene en su salida una señal onda sinusoidal, para garantizar que todos los equipos conectados no presenten problemas de operación. Este inversor es capaz de trabajar en un rango de 12, 24 y 48 [V] en el lado de C.C. y obtener una salida de 120 V en C.A. y es capaz de soportar potencias mayores a la nominal en un determinado periodo de tiempo como se puede apreciar en su ficha técnica en el **ANEXO A**, el inversor se puede observar en la *figura 28*.

*Figura 28 inversor de 4000 W de la empresa ANHUI JINGE POWER*




Fuente 36. Tomado de la pagina oficial: [http://es.hfjnge.com/jn-hs-4000w-ac-mains-dc-hybrid-pure-sine-wave-inverter\\_p70.html#parentHorizontalTab022](http://es.hfjnge.com/jn-hs-4000w-ac-mains-dc-hybrid-pure-sine-wave-inverter_p70.html#parentHorizontalTab022)

#### 4.4. SELECCIÓN DE LOS CONDUCTORES DE C.C.

En esta sección del documento se presenta el tipo de conductor que se utilizará para la instalación eléctrica de C.C., que según el artículo 690-31b) de la NTC 2050, se permite utilizar cables unipolares de tipos SE, UF y USE, los cuales están diseñados para soportar condiciones de intemperie, altas temperaturas de operación alrededor de 90°C y elaborados con materiales termoestables de polietileno de cadena cruzada (XLPE) y características de no propagación al incendio. Debido a los requerimientos que exige la norma se seleccionan conductores tipo *XLP 600V* y *2000V 90°C SR* de la empresa *CENNELSA*<sup>66</sup>, esta compañía se especializa en fabricar conductores de sistemas fotovoltaicos los cuales están diseñados para alimentar circuitos de baja tensión en instalaciones de energía solar fotovoltaica, cumpliendo con normas, como el RETIE y NTC como se muestra en la *figura 29*, en el **ANEXO G** se encuentra las características del conductor seleccionado.

Figura 29 Características del conductor seleccionado

**CABLES CENTELSA FOTOVOLTAICO TIPO PV, XLPE 600V Y 2000V 90°C SR**



**Descripción General:**

Cable formado por un conductor de cobre suave, aislado en un material termoestable de polietileno reticulado (XLPE), resistente a la intemperie (SR – Sunlight Resistant), apto para enterrado directo (Dir Bur – Direct Burial), con una temperatura máxima de operación de 90°C en ambientes secos húmedos o mojados (-2) y un nivel de tensión máximo de 600V o 2000V (2kV).

**Principales Aplicaciones:**

- Están diseñados para alimentar circuitos de baja tensión en instalaciones de energía solar fotovoltaica, en donde se requieran características de resistencia a la intemperie.
- Pueden instalarse en bandejas portacables (CT – Cable Tray), tubería conduit, directamente enterrado o expuestos a la luz solar; en lugares secos húmedos o mojados.

**Ventajas:**

- Cumple la prueba de no propagación del incendio (CT), especificada por UL 1685 como tipo Bandeja Vertical, en calibres 12AWG (3,31mm<sup>2</sup>) y mayores.
- Satisface la prueba de resistencia a la propagación del incendio FT4/IEEE1202 en calibres 12AWG (3,31mm<sup>2</sup>) y mayores.
- Cumple con pruebas de impacto y doblez en frío a -40°C.
- Resistente a la gasolina y aceites (GRI)
- Resistente a la luz solar (SR)
- Pueden instalarse directamente enterrado (Dir Bur)

**Características Detalladas:**

- Se fabrican con conductores eléctricos de cobre de conductividad mínima de 100% IACS, en calibres desde el 14AWG (2,082 mm<sup>2</sup>) al 1000kcmil (506,7mm<sup>2</sup>).
- Su aislamiento es un material termoestable de polietileno de cadena cruzada (XLPE), con características de no propagación al incendio (CT – Cable Tray), resistente a la intemperie y la luz ultravioleta (SR – Sunlight Resistant).
- Su temperatura máxima de operación en el conductor es de 90°C en ambientes secos, húmedos o mojados.
- Su voltaje máximo de operación es: 600V o 2000V (2kV)
- Se encuentra disponible en varios colores.

**Normas:**

**UL Subject 4703** Esquema De Investigación Para Alambre Fotovoltaico - Outline of Investigation for Photovoltaic Wire

**NTC 3277/UL 44** Cables y Alambres con Aislamiento Termofijo / Rubber-Insulated wires and cables, for cables rated RHW-2 or RHH

**RETIE** Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas

Fuente 37: Tomado del catálogo. ver anexo G

<sup>66</sup> Centelsa, cables de energía y de telecomunicación S.A., disponible en: [www.centelsa.com/](http://www.centelsa.com/)

## 5. PROTECCIONES PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

En este capítulo del documento se encontrará todo lo relacionado con las protecciones necesaria para la instalación fotovoltaica, se utilizará la *sección 690* de la *NTC 2050* como referencia para realizar la selección de dichas protecciones. A continuación, se citarán algunos artículos para tener en consideración:

### 5.1. PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE

Todos los circuitos en la instalación fotovoltaica deben estar protegidos contra sobrecorriente, su corriente nominal o de disparo no debe ser menor al 125% de la corriente de corto circuito para los módulos solares o la corriente nominal para las unidades de acondicionamiento de energía deben contar con un medio que permita la desactivación manual del conjunto y partes del conjunto. Todos los dispositivos de protección deben estar certificados para su uso en corriente continua y tener valores adecuados de tensión, corriente y capacidad nominal de interrupción.

De acuerdo con lo anterior y tomando los criterios de corriente propuestos en el *capítulo 4.5* de este documento, se obtiene que los valores nominales para las protecciones a usar son (*ver tabla 9*). La selección de la capacidad nominal del breaker es de acuerdo con la *tabla 240-6* del *NTC 2050*

*Tabla 9 Selección del valor nominal del interruptor*

Tramo	Corriente máxima [A]	125% de la corriente máxima [A]	Capacidad nominal del breaker[A]
Módulo FV- Barraje FV	9.3	11.625	13*
Barraje- Regulador	37.2	46.5	50
Regulador- Baterías	60	75	80
Regulador- Inversor	60	75	80

*Fuente 38 Elaboración propia*

\*Se selecciono con base en la capacidad nominal que ofrece el fabricante.

Debido a que la norma exige que el conjunto y sus partes deben estar protegidos contra sobrecorriente y contar con dispositivos que permitan la desconexión de partes del circuito o su totalidad (para efectos de manteamiento o daños), por estas razones, para este proyecto se van a utilizar interruptores termomagnéticos bipolares en los tramos donde los conductores no están aterrizados como lo exige la norma. Se seleccionaron interruptores automáticos magnetotérmicos *S800 PV – S* del fabricante *ABB*, los cuales se pueden utilizar en redes de hasta 1200 [V] C.C., este dispositivo ha sido especialmente diseñado para su uso en aplicaciones FV<sup>67</sup>. En el **ANEXO H** se encuentra consignada la ficha técnica de dicho dispositivo.

## 5.2. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

Debido a que las instalaciones FV se encuentran en la intemperie, estas pueden estar sometidas a sobretensiones de origen atmosférico, tantas descargas directas (sobre la estructura) y descargas indirectas (alrededor de la instalación). Estas descargas pueden provocar una sobretensión que puede superar la tensión soportada de los equipos, es por esto, por lo que es necesario instalar dispositivos capaces de contener estas descargas para proteger la instalación y personal que posiblemente está cerca a la instalación. Para la implementación de la protección de sobretensión (DPS), se tomará como referencia el cuaderno de aplicaciones técnicas No. 10 de la empresa *ABB*, en la cual se sugiere la implementación de DPS en diferentes zonas de la instalación si cumple con los requisitos establecidos en la *figura 30*. De acuerdo con la *figura 30*, solo se colocarán DPS en la línea principal de entrada a la cabaña, no se consideran los DPS en cada salida de los módulos debido a que la distancia es menor a 10 metros como se evidencia en el **ANEXO E (ilustración 1)**. Y por último se colocarán DPS a la salida del inversor y en el tablero de cargas.

De acuerdo con el cuaderno de aplicaciones técnicas la protección de sobretensión en el lado de corriente continua debe tener las siguientes características:

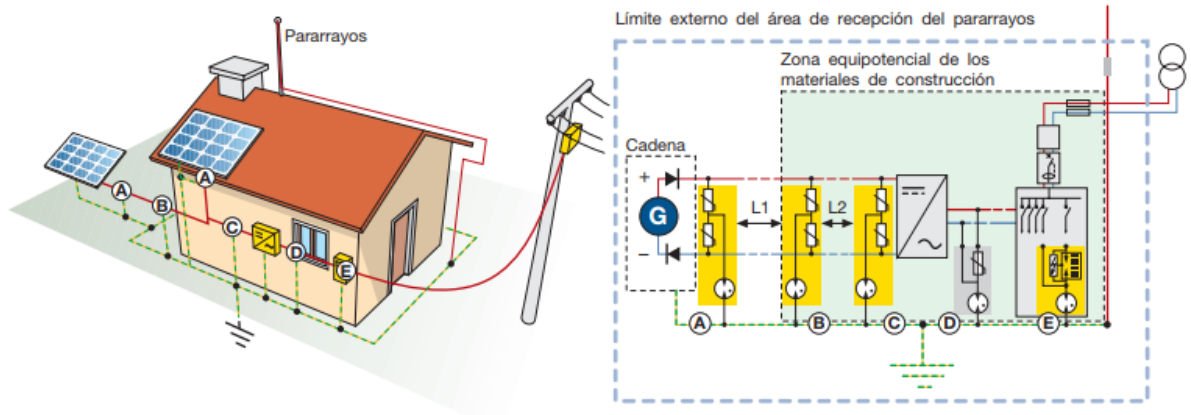
- Deben ser de tipo 2 (Ensayos con impulsos de onda de 8/20  $\mu$ s, que simula la corriente que se produce en caso de un impacto de rayo sobre la línea)
- Tensión nominal de servicio máxima mayor al 125% de la tensión en vacío de la salida del sistema FV.






---

<sup>67</sup> ABB, Línea solar, disponible en: [https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1TXA007109G0701\\_CT10.pdf](https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1TXA007109G0701_CT10.pdf)

- Intensidad nominal de descarga mayor a 5kA.

Figura 30 Criterios de selección de los DPS



Posición SPD	Función	Recomendación	Comentarios
<b>A</b> 	Protección de cada panel solar (célula + conexiones)	Se recomienda si la distancia L1 es superior a 10 m o si existe el riesgo de un acoplamiento inductivo	La conexión al cuadro debe ser lo más corta y directa posible. Si el entorno lo requiere, debe instalarse el SPD en una envoltura con un grado IP adecuado
<b>B</b> 	Protección de la línea principal CC (a la entrada del edificio)	Se recomienda siempre	La conexión al embarrado equipotencial de tierras debe ser lo más corta y directa posible.
<b>C</b> 	Protección de la entrada del inversor, en el lado CC	Se recomienda si la distancia es superior a 10 m	La conexión al embarrado equipotencial de tierras y a la masa del inversor en su lado CC debe ser lo más corta y directa posible
<b>D</b> 	Protección de la salida del inversor, en el lado CA	Se recomienda siempre	La conexión al embarrado equipotencial de tierras y a la masa del inversor en su lado CA debe ser lo más corta y directa posible
<b>E</b> 	Protección principal en el punto de suministro de energía	Se recomienda siempre	La conexión al embarrado equipotencial de tierras debe ser lo más corta y directa posible.

Fuente 39. Tomado de:

[https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1TXA007109G0701\\_CT10.pdf](https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1TXA007109G0701_CT10.pdf) pag 52

Para determinar la tensión de circuito abierto en el sistema FV, se debe determinar por medio del número de módulos en serie, que se tengan por rama en el sistema FV.

$$V_{ocAFV} = V_{oc} * N_s$$

Donde:

$V_{ocAFV} = \text{tension de circuito abierto del arreglo FV.}$

$V_{oc} = \text{Tensión de circuito abierto del modulo}$

$$V_{ocAFV} = 45.8 * 2 = 91.6 V$$

Se debe seleccionar un DPS con una tensión de trabajo mayor al 125% de la tensión de circuito abierto del arreglo FV, por lo tanto, la tensión de trabajo que debe tener el DPS debe ser mayor o igual a 114.5 V. De acuerdo con lo anterior se selecciona una protección de sobretensión *OVR PV 400 1000 P TS* del fabricante *ABB*. En el **ANEXO I** se encuentran las características nominales de operación de dicha protección.

### 5.3. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Esta sección del capítulo esta soportada en la sección 690 de la NTC 2050 literal E, el cual es dedicado a la puesta a tierra en sistemas FV.

Toda instalación FV debe contar con un conductor de puesta a tierra o métodos que ofrezcan una protección equivalente (equipos certificados para ese uso) con el fin de limitar las tensiones provocadas por el impacto directo o indirecto de un rayo o un contacto accidental entre las líneas energizadas. La conexión de puesta a tierra en un sistema FV puede referirse tanto al sistema de potencia eléctrico FV, como a las partes no conductoras metálicas expuestas (marcos metálicos de los módulos o carcasas metálicas presentes en el transporte de energía del sistema), de acuerdo con el manual presentado por la empresa *ABB*<sup>68</sup> *“un sistema FV puede conectarse a tierra únicamente si está separado galvánicamente de la red eléctrica mediante un transformador”*. Debido que en este proyecto la instalación FV es aislada y no posee un transformador galvánico, y de acuerdo con la *NTC 2050*, la instalación debe contar con un método que ofrezca protección equivalente a la puesta a tierra del sistema, es por esto que se hace necesario introducir un elemento diferencial de protección aguas arriba (en el lado de C.C.) del inverso, en los conductores portadores de corriente para cumplir con las exigencias de la *NTC* .

De acuerdo con el artículo 690-45, los conductores de puesta a tierra de los equipos deben tener una sección transversal no menor a los conductores de los circuitos si; la corriente de cortocircuito de la fuente de alimentación es menor al doble de la

---

<sup>68</sup> *ABB*, Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 plantas fotovoltaicas, p. 43

corriente nominal del dispositivo de protección de sobrecorriente. En la *tabla 10* se encuentra el criterio de selección y sección transversal del conductor en los diferentes tramos del SFV.

*Tabla 10 Selección del SPT en equipos*

Tramo	Corriente máxima [A]	Capacidad nominal del breaker[A]	Criterio de selección artículo 690-45 [A]	Cumple o no cumple con el criterio	Sección transversal del conductor de SPT para equipos [AWG]
Módulo FV- Barraje FV	9.3	15	30	Cumple	12
Barraje- Regulador	37.2	50	100	cumple	8
Regulador- Baterías	60	80	160	cumple	6
Regulador- Inversor	60	80	160	cumple	6

*Fuente 40 Elaboración propia*

**5.3.1. Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra para corriente continua.** Esta sección del documento está basada en el artículo 250 – 93 de la *NTC 2050*.

El calibre del conductor del SPT para SGFVA no debe ser menor al calibre del conductor más grande en la instalación de C.C. y tampoco puede ser menor a 8.33 mm<sup>2</sup> (8 AWG-Cobre) o 13.29 mm<sup>2</sup> (6 AWG-Aluminio).

**5.3.2. Electrodo de puesta a tierra.** De acuerdo con el artículo 15 (puesta a tierra) sección 3.1. Los requisitos mínimos para el electrodo de puesta a tierra son:

- El STP debe estar constituido por electrodos de: varilla, tubos, placas, flejes o cables. (para este documento se considera varilla)
- Si es varilla de cobre debe tener un diámetro mínimo de 12.7 mm.

- Los fabricantes de electrodos deben garantizar que la resistencia a la corrosión de cada electrodo sea mínima de 15 años.
- Si es electrodo tipo varilla debe tener un mínimo de 2.4 m de longitud, y debe estar identificado con el nombre del fabricante, la marca registrada y sus dimensiones.

## 6. DESCRIPCIÓN DEL CIRCUITO DE CA.

El circuito de CA esta descrito por las características de salida del inversor, debido a que esta salida será llevada hasta el tablero de distribución de cargas, por lo tanto, se seleccionó un inversor con características iguales a la red eléctrica domiciliar de Colombia, onda senoidal pura, y con amplitud de 120V a una frecuencia de 60 Hz, resumiéndose en una instalación monofásica, por lo tanto se utilizara un tablero de cargas monofásico de tres hilos (fase, neutro y tierra) de la empresa *Legran* de referencia *TMLE – 6SPBO*, el cual puede funcionar con interruptores termomagnéticos monopolares y bipolares *STM19 – M* con las características nominales de operación de 75 A de corriente máxima en el barraje, tensión de operación de 120V – 240V AC como se muestra en el **ANEXO J**. los criterios de selección de este tablero fueron: la capacidad de conducción de corriente en el barraje y la cantidad de circuitos que puede alojar. Con la carga instalada se puede determinar la cantidad de corriente mínima que debe soportar el barraje, para este proyecto se tiene una potencia instalada de 3807.5 W lo cual demanda una corriente 31.7 A a 120 V, para la selección del número de circuitos que debe alojar, no se tuvo en cuenta, en dejar espacios de reserva, debido a que no se debe agregar cargas ni nuevos circuitos en el sistema(puede incurrir en una sobrecarga en el sistema FV), debido a lo anterior, el número de circuitos que debe alojar es de 6 de acuerdo con el cuadro de cargas del **ANEXO O** (hoja: cuadro de cargas).

A este tablero de cargas, como ya se mencionó anteriormente estarán conectados 6 circuitos, cada uno con sus debidos conductores, estos conductores fueron calculados con una regulación de tensión del 2%, en base a los valores propuestos por la norma técnica de la ESSA para circuitos ramales como se muestra en la *figura 31*.

*Figura 31 Criterios de regulación de tensión de la ESSA*

Descripción	%
Redes de distribución B.T., zona urbana	3
Redes de distribución B.T., zona rural	3
Acometida desde bornes del transformador (o desde la red de distribución) hasta el tablero de medida	3
Alimentador desde el tablero de medida hasta el tablero de distribución	2
Circuito ramal	2
Alumbrado público (ver RETILAP)	

*Fuente 41: Tomado de: norma técnica de la ESSA (Adenda modificada 2014 tabla 2.3)*

Fue necesario corregir la capacidad nominal de corriente de los conductores, debido al agrupamiento de conductores portadores de corriente en la canalización de tubo

Conduit rígido de PVC, para esta corrección se utilizó la tabla que se encuentra en la *figura 32*.

*Figura 32. Factores de corrección para más de 3 conductores*

Número de conductores	Porcentaje de los valores de tabla
4 a 6	80
7 a 9	70
10 a 20	50
21 a 30	45
31 a 40	40
> 41	35

Fuente 42 Tomado de: Norma técnica de la ESSA, tabla 3.17

También se realizó el dimensionamiento del tubo Conduit rígido de PVC, el cual se determinó por medio de la tabla 3.10 de la ESSA, la cual se muestra en la *figura 33*.

*Figura 33: Número máximo de conductores en tubo Conduit rígido de PVC*

Aislamiento	Calibre AWG ó kcmil	Tamaño comercial en milímetros (pulgadas)											
		12,7 (1/2)	19,05 (3/4)	25,4 (1)	31,8 (1¼)	38,1 (1½)	50,8 (2)	63,5 (2½)	76,2 (3)	88,9 (3½)	101,6 (4)	121 (5)	152,4 (6)
TW	14	8	14	24	42	57	94	135	209	280	361	568	822
	12	6	11	18	32	44	72	103	160	215	277	436	631
	10	4	8	13	24	32	54	77	119	160	206	325	470
	8	2	4	7	13	18	30	43	66	89	115	181	261
THW	14	5	9	16	28	38	63	90	139	186	240	378	546
	12	4	8	12	22	30	50	72	112	150	193	304	439
	10	3	6	10	17	24	39	56	87	117	150	237	343
	8	1	3	6	10	14	23	33	52	70	90	142	205
TW THW	6	1	2	4	8	11	18	26	40	53	69	109	157
	4	1	1	3	6	8	13	19	30	40	51	81	117
	3	1	1	3	5	7	11	16	25	34	44	69	100
	2	1	1	2	4	6	10	14	22	29	37	59	85
	1	-	1	1	3	4	7	10	15	20	26	41	60
	0	-	1	1	2	3	6	8	13	17	22	35	51
	00	-	1	1	1	3	5	7	11	15	19	30	43
	000	-	1	1	1	2	4	6	9	12	16	25	36
	0000	-	-	1	1	1	3	5	8	10	13	21	30
	250	-	-	1	1	1	3	4	6	8	11	17	25
	300	-	-	1	1	1	2	3	5	7	9	15	21
	350	-	-	-	1	1	1	3	5	6	8	13	19
	400	-	-	-	1	1	1	3	4	6	7	12	17
	500	-	-	-	1	1	1	2	3	5	6	10	14
	600	-	-	-	-	1	1	1	3	4	5	8	11
	700	-	-	-	-	1	1	1	2	3	4	7	10
	750	-	-	-	-	1	1	1	2	3	4	6	10
800	-	-	-	-	1	1	1	2	3	4	6	9	
900	-	-	-	-	-	1	1	1	3	3	6	8	
1000	-	-	-	-	-	1	1	1	2	3	5	7	
1250	-	-	-	-	-	1	1	1	1	2	4	6	
1500	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	3	5	
1750	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	3	4	
2000	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	3	4	

Fuente 43: Tomado de: Norma técnica de la ESSA, tabla 3.10

La selección del tipo de protección se realizó de acuerdo con *tabla 240-6* del *NTC 2050* ya mencionada anteriormente, el tipo de conductor de puesta a tierra se realizó con la tabla de la *figura 34*

Figura 34: Calibre mínimo de los conductores de puestas a tierra

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil

Fuente 44: Tomado de la *NTC 2050*, tabla 250-95

La selección del neutro para este diseño se considera de las mismas dimensiones que el conductor de fase. El agrupamiento de los conductores por circuitos se puede apreciar con detalle en el **ANEXO L** y **ANEXO M** el cual corresponde al plano de iluminación y de tomacorrientes de las cabañas respectivamente.

Los datos de la información suministrada en esta sección del documento se pueden evidenciar detalladamente en el **ANEXO O** el cual corresponde libro de Excel (hoja 2; cuadro de cargas). A continuación, se mostrará una breve descripción del cuadro de cargas mencionado.

Tabla 11. Descripción de las características del cto de CA

	Circuitos					
	1	2	3	4	5	6
<b>Descripción</b>	Nevera	Horno y 2 tomacorrientes*	7 salidas (sala y habitación 2)	5 salidas (Habitación Principal baño)	Iluminación sala, cocina y entrada	Iluminación habitación y baño
<b>Corriente nominal del cto.[A]</b>	2.5	11.33	10.5	7.5	1.3	0.83
<b>Número de conductores portadores de corriente</b>	2	1	1	1	4	3
<b>Número de Conductores en total por tubo Conduit</b>	6	3	3	3	6	4
<b>Calibre Fase-Neutro</b>	14	12	14	14	14	14
<b>protección</b>	15	20	15	15	15	15
<b>Conductor a tierra</b>	14	12	14	14	14	14
<b>Tubo Conduit (pulgadas)</b>	$\frac{3}{4}$	$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{1}{2}$

Fuente 45: Elaboración propia.

- Cada salida de tomacorriente con un valor de 180 VA según NTC 2050 artículo 220-3

## 7. PLANOS

### 7.1. CABAÑAS

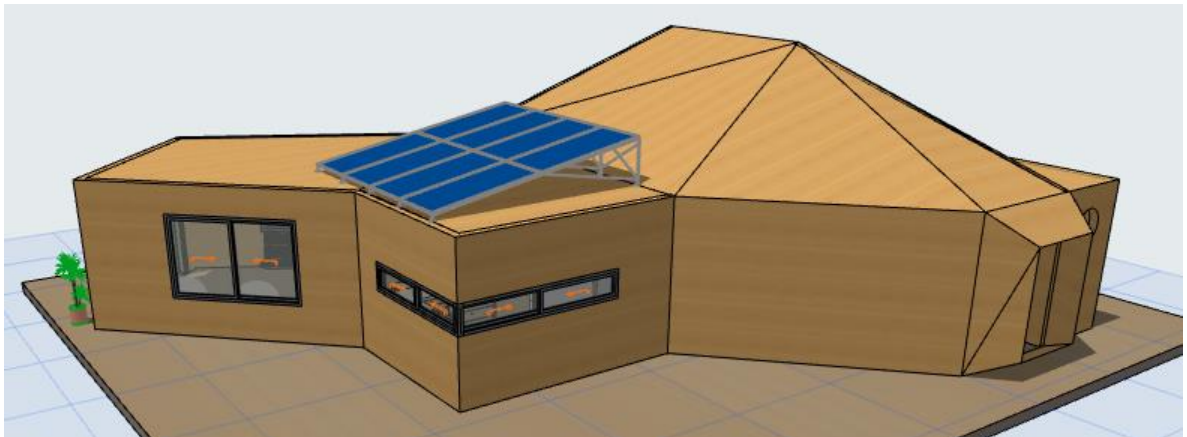
Para realizar el diseño eléctrico fue necesario recrear el tipo de cabaña que se piensa construir en la locación del proyecto, en las *figuras 35-36-37-38*, se encuentran imágenes referentes al diseño en 3D, que se realizó de la cabaña.

*Figura 35 Vista previa 1*

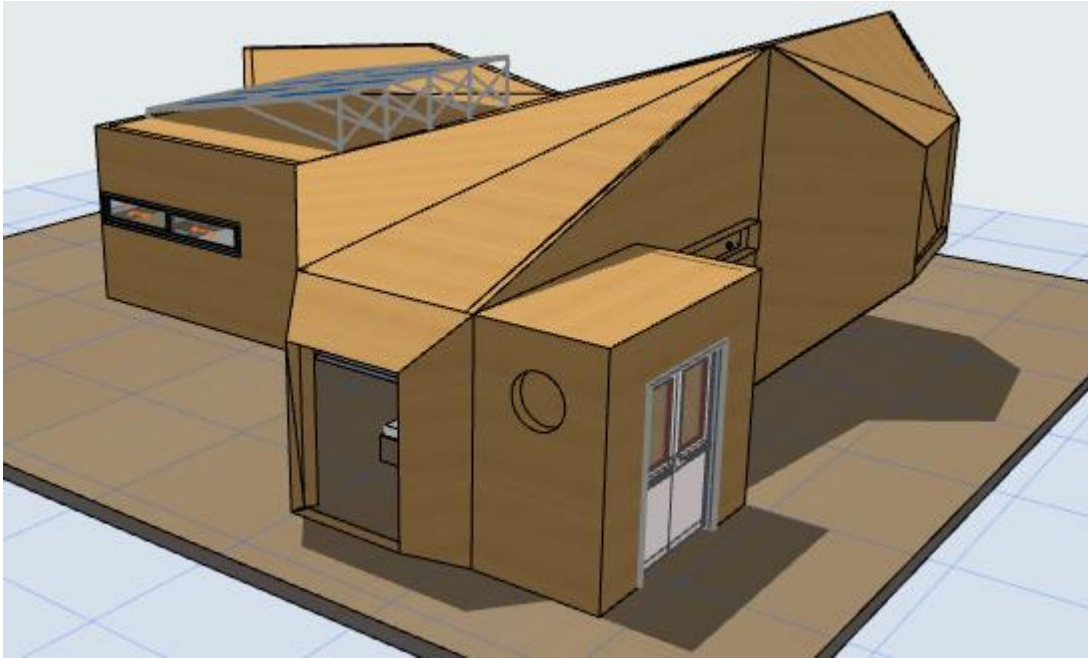


*Fuente 46 Elaboración propia.*

*Figura 36. Vista previa 2*

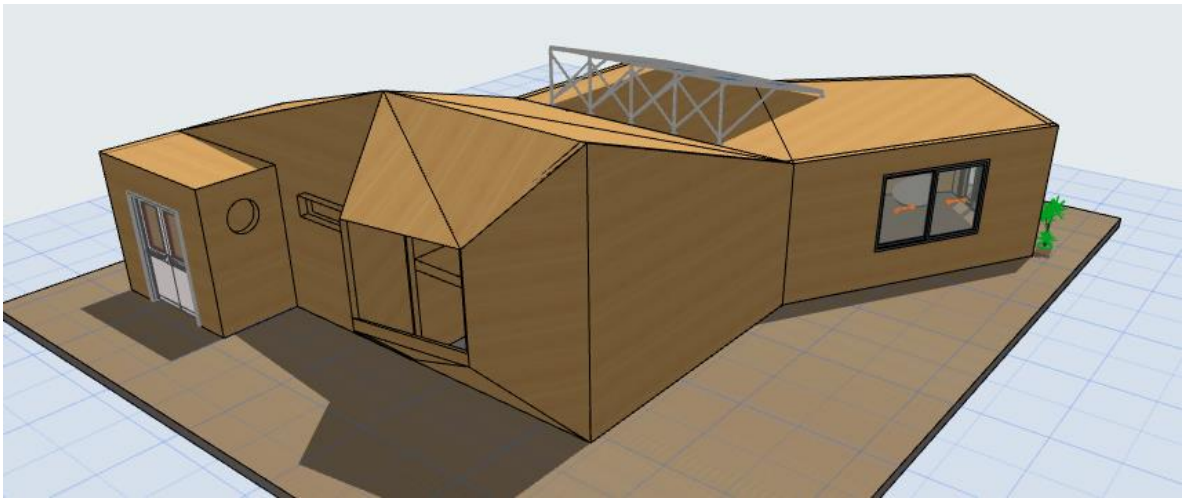


*Figura 37 Vista previa 3.*



*Fuente 47 Elaboración propia.*

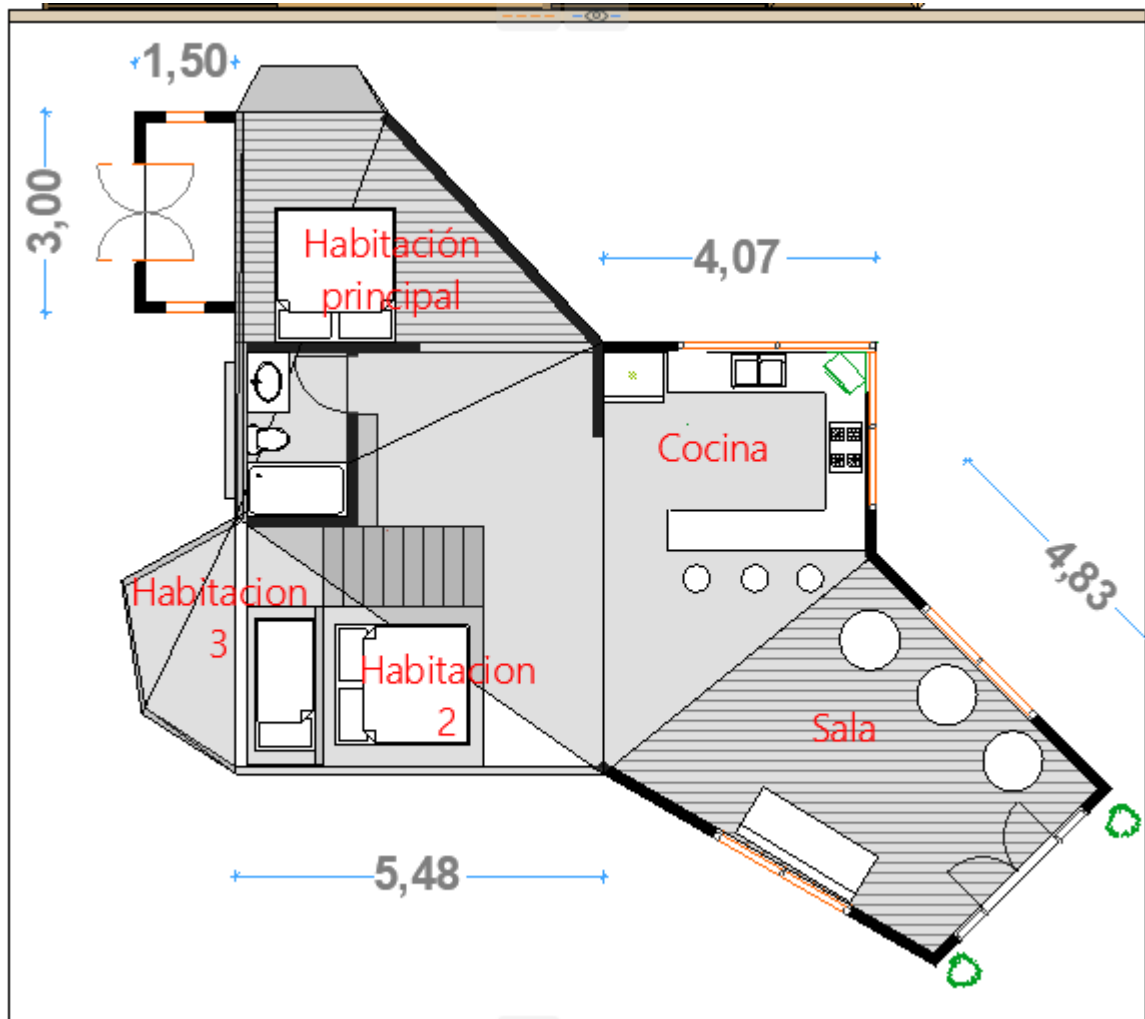
*Figura 38 Vista previa 4..*



*Fuente 48 Elaboración propia.*

**7.1.1. Plano de planta de la cabaña.** Bajo este plano de planta, se realizaron los planos eléctricos de las cabañas, en el se encuentran algunas dimensiones y la distribución de las zonas que conforman la cabaña.

Figura 39 Plano de planta



Fuente 49 Elaboración propia

## 7.2. PLANOS ELÉCTRICOS

En esta sección se encontrará los planos eléctricos de la instalación, con sus debidas características técnicas.

**7.2.1. Planos de iluminación.** En este plano se encuentra detallado la cantidad de iluminarias que se utilizaran en la instalación con sus debidos conductores y canalización, ver **ANEXO L**

**7.2.2. Planos de salidas de tomacorrientes.** En este plano se encuentra detallado la cantidad de salidas de tomacorrientes, tano normales como GFCI, conductores y debidas canalizaciones, ver **ANEXO M.**

**7.2.3. Diagrama unifilar general.** En este diagrama se encuentra el esquema de conexión y de protecciones del SGFVA el cual se evidencia en el **ANEXO N.**

## 8. CONCLUSIONES

Respecto a la metodología que se planteó, para realizar el dimensionamiento, fue necesario y muy útil el haber realizado la rutina en Matlab, debido a que en el proceso de diseñar y tomar decisiones técnicas, es muy frecuente someter a cambios constantes los diseños realizados.

Se encontró en la literatura diversos métodos de dimensionamiento todos muy similares y algunos más completos que otros, pero se pudo evidenciar que en todos los métodos manejan factores de seguridad muy grandes a consideración, y en parte es debido a que en el auge de las de los sistemas FV, las eficiencias de los elementos que lo conforman no eran tan elevadas, con respecto a las de hoy en día.

Al identificar los equipos que se utilizan en este tipo de sistemas, se encontró que para el inversor, existe una amplia gama en el mercado con diferentes valores nominales respecto a parámetros como la potencia, tensión, forma de onda y frecuencia, cabe rescatar que los inversores que utilizan nuevas tecnologías de punta como las desarrolladas en empresas europeas, tienen el inconveniente, que para valores nominales de potencia relativamente altos (mayores a 3500 W) están referidos al sistema eléctrico europeo 220V y 50Hz y ofrecen muy pocas referencias con valores de operación aceptables para la red eléctrica colombiana. Lo que lleva a la selección de empresas no tan reconocidas como el proveedor del elemento.

Respecto a las protecciones que se utilizaron, inicialmente se tenía planteado que el proyecto contaría solamente con protecciones de sobrecorriente, pero en el desarrollo de este se pudo evidenciar que, a partir del avance tecnológico, estos sistemas requieren protecciones de sobretensión, ya que se pueden presentar descargas atmosféricas tanto directas como indirectas en el sistema FV. es por esto por lo que nace la necesidad de implementar dichas protecciones, aunque presenta inconvenientes en su búsqueda en CC, pues la información es muy escasa acerca de la selección y utilización, por esto, existen muy pocos fabricantes certificados en el mercado que suministran este tipo de protecciones.

En el desarrollo de este proyecto se creó una rutina en la herramienta MATLAB que permite dimensionar un sistema de generación fotovoltaico aislado, el cual fue indispensable a la hora de diseñar, pues permite obtener diversas soluciones de

acuerdo con los parámetros de entrada que sé que quieren utilizar (cambiar las características de los módulos, de las baterías. etc.), lo que facilita reajustes a la hora de diseñar para obtener la mejor solución posible.

Se encontró que la normativa colombiana respecto a los SGFVA es muy vacía. La NTC 2050 solo cuenta con la sección 690 la cual habla de sistemas solares fotovoltaicos

## BIBLIOGRAFÍA

- EL ESPECTADOR, “En 2017 la energía solar creció más rápido que otros combustibles”[en línea], 8 de enero 2018 [19 de septiembre 2018], disponible en: <https://www.elespectador.com/noticias/medio-ambiente/en-2017-la-energia-solar-crecio-mas-rapido-que-otr>. (s.f.).
- ABB, Línea solar, disponible en: [https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1TXA007109G0701\\_CT10.pdf](https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1TXA007109G0701_CT10.pdf). (s.f.).
- ABB, Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 plantas fotovoltaicas, p. 43. (s.f.).
- Alcaldía del municipio de Socorro Santander; clima de socorro, Santander. [en línea] 3 octubre de 2018. Disponible en: <http://www.socorro-santander.gov.co/municipio/nuestro-municipio>. (s.f.).
- ARENAS, Michael y PEREZ, Luis: Diseño de un sistema fotovoltaico en DC aislado para alimentar el telescopio de muones (mute) desarrollado por el grupo de investigación en relatividad y gravitación (GIRG). Bucaramanga.: Universidad industrial de Santander. (s.f.).
- ATLAS DE RADIACION SOLAR, ULTRAVIOLETA Y OZONO DE COLOMBIA. Atlas de radiacion. [en línea], 2017 [16 de septiembre 2018], Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>. (s.f.).
- Auto Solar Energía del Perú, conexión en serie y en paralelo de paneles solares, [en línea] 24 de julio del 2018 [19 de septiembre 2018] disponible en: <https://autosolar.pe/blog/aspectos-tecnicos/conexion-en-serie-y-en-paralelo-de-paneles-solares>. (s.f.).
- Autosolar, como entender la ficha técnica de un panel solar. [en línea] 22 de junio de 2017 [21 de septiembre de 2018], disponible en internet: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/como-entender-la-ficha-tecnica-de-un-panel-solar> . (s.f.).
- BELTRAN, Jesse Mauricio, Metodología de diseño para instalaciones solares residenciales en la ciudad de Medellín. Tesis de Maestría, Medellín.: Universidad Nacional de Colombia, 2017, 27 p . (s.f.).
- CACERES, M, BUSSO, A., CADENA, C y VERA, L. determinación de la eficiencia de conversión empleado en un sistema de generación fotovoltaico conectado a red instalado en el nordeste argentino. En: Avances en Energías renovables y medio ambiente. 2011. Vol. . (s.f.).
- DIAZ, tomas y CARMONA Guadalupe, Instalaciones solares fotovoltaicas, McGraw-Hill. 199p. (s.f.).
- García Arbeláez, C., Barrera, X., & Gómez, R. y.-C. (s.f.).

- GONZÁLEZ, Derlis y ROJAS, Alberto. Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos autónomos; UNE, Facultad politécnica, ciudad del este, Paraguay . (s.f.).
- GUIRGUIS, A; RUIZ, E; PILIOUGINE, M y SIDRACH DE CARDONA, M. Estudio de la temperatura de módulos fotovoltaicos bajo diferentes condiciones ambientales: modelos NOCT y balance de energía. Málaga, España: Universidad de Málaga. Departamento de física aplic. (s.f.).
- IDEAM, estación meteorológica Alberto Santos ubicada en socorro Santander, propiedad de Cenicafe. (s.f.).
- IDEAM. Atlas interactivo. [en línea] 29 de septiembre de 2018. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasClimatologico.html>. (s.f.).
- IDEAM. Atlas interactivo. [en línea] 29 de septiembre de 2018. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>. (s.f.).
- MINISTERIOS DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Acuerdo de París 2015. MINAMBIENTE [en línea], 12 de diciembre 2015 [13 de septiembre 2018]. Disponible en internet: <http://http://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias-asuntos-cambio-climatico/2275-colo>. (s.f.).
- National Aeronautics and Space Administration. Surface Meteorology and Solar Energy. Recuperado el 29 de septiembre de 2018, A renewable energy resource web site: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>. (s.f.).
- National Aeronautics and Space Administration. Surface Meteorology and Solar Energy. Recuperado el 29 de septiembre de 2018, A renewable energy resource web site: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>. (s.f.).
- RAMON SOLIZ, Adrián José y PINEDA ERREYES, Rene Edelberto, análisis del rendimiento de los acumuladores de energía del sistema fotovoltaico existente en la universidad politécnica salesiana sede cuenca, tesis para obtener el título de ingeniero electrónico. (s.f.).
- REN 21, Renewables 2017 global status report. [en línea], 2017 [16 de septiembre 2018]. Disponible en: <http://www.ren21.net/gsr-2017/>. (s.f.).
- SÁNCHEZ, Miguel Ángel, Energía solar fotovoltaica, Limusa innovación y cualificación, 2012. P. 314. (s.f.).
- TECNOSOL, Baterías solares de litio: el futuro, [en línea] 24 de septiembre de 2018, disponible en: <https://tecnosolab.com/baterias-solares-de-litio/>. (s.f.).
- VERGARA, Miguel, Tecnología de baterías, Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de electrónica: ROL:2521043-3. (s.f.).

Victron energy, Baterías Gel y AGM, [en línea],23 de septiembre 2018. Disponible en: <https://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet-GEL-and-AGM-Batteries-ES.pdf>. (s.f.).

VISIGA, Daniel. Generación eléctrica mediante un sistema híbrido hidráulico-fotovoltaico aislado de la red para una pequeña población rural. Universidad de Barcelona. p. 75. (s.f.).

## ANEXOS

### Anexo A: Ficha técnica del inversor JN\*HS Pure Since Wave DC-AC de la empresa UNGE

#### III. Technical Parameters

Sheet1. Inverter Technical Parameters:

Power Level	300W	500W	1000W	2000W	3000W	4000W	5000W	6000W
Rated Power	300W	500W	1000W	2000W	3000W	4000W	5000W	6000W
Peak Power	600W(<1S)	1KW(<1S)	2KW(<1S)	4KW(<1S)	6KW(<1S)	8KW(<1S)	10KW(<1S)	12KW(<1S)
Input Voltage	12V/24V/48V (Can custom)	12V/24V/48V (Can custom)	12V/24V/48V (Can custom)	12V/24V/48V (Can custom)	24V/48V (Can custom)	24V/48V/96V (Can custom)	24V/48V/96V (Can custom)	24V/48V/96V (Can custom)
Output Voltage	100VAC±5%/110VAC±5%/120VAC±5% or 200VAC±5%/220VAC±5%/240AC±5%(Can custom)							
Output Frequency	50HZ±0.5HZ or 60HZ±0.5HZ							
Output Waveform	Pure Sine Wave							
Wave form distortion	THD<3%(linear load)							

Output Peak	Maximum 94%
Efficiency	
Starting Mode	Before and after the bipolar soft stat
Switching Time	<=10mS
Switching Way	DC/AC can be automatically set priorities
Cooling	Intelligent air cooled (fan start over 45 degrees)

## Anexo A- Continuación

Protect Function	Under voltage /Over voltage	LED red light turn on , automatic recovery,buzzer alarm,DC-AC priority automatically switch to the mains, switch indicator light.Automatically restored automatically switch to the inverter power supply, switch indicator light.
	Over-Load	LED red light turn on , lock, buzzer alarm,DC-AC priority automatically switch to the mains, switch indicator light.Automatically restored automatically switch to the inverter power supply, switch indicator light.
	Over-Temperature	LED red light ,self-recovery, buzzer alarm,DC-AC priority automatically switch to the mains, switch indicator light.Automatically restored automatically switch to the inverter power supply, switch indicator light.
	Short Circuit	LED red light ,self-recovery ,buzzer alarm,DC-AC priority automatically switch to the mains, switch indicator light.Automatically restored automatically switch to the inverter power supply, switch indicator light.
	Input Reverse Connection	Diode,fuse

## Anexo B: Ficha técnica del controlador de carga Smart Solar MPPT 250/100

SmartSolar Charge Controller	MPPT 250/60	MPPT 250/70	MPPT 250/85	MPPT 250/100
Battery voltage	12 / 24 / 48V Auto Select (software tool needed to select 36V)			
Rated charge current	60A	70A	85A	100A
Nominal PV power, 12V 1a,b)	860W	1000W	1200W	1450W
Nominal PV power, 24V 1a,b)	1720W	2000W	2400W	2900W
Nominal PV power, 48V 1a,b)	3440W	4000W	4900W	5800W
Max. PV short circuit current 2)	35A (max 30A per MC4 conn.)		70A (max 30A per MC4 conn.)	
Maximum PV open circuit voltage	250V absolute maximum coldest conditions 245V start-up and operating maximum			
Maximum efficiency	99%			
Self-consumption	Less than 35mA @ 12V / 20mA @ 48V			
Charge voltage 'absorption'	Default setting: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (adjustable with: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)			
Charge voltage 'float'	Default setting: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (adjustable: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)			
Charge algorithm	multi-stage adaptive			
Temperature compensation	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C			
Protection	Battery reverse polarity (fuse, not user accessible) PV reverse polarity / Output short circuit / Over temperature			
Operating temperature	-30 to +60°C (full rated output up to 40°C)			
Humidity	95%, non-condensing			
Data communication port	VE.Direct or Bluetooth			
Remote on/off	Yes (2 pole connector)			
Programmable relay	DPST AC rating: 240VAC / 4A DC rating: 4A up to 35VDC, 1A up to 60VDC			
Parallel operation	Yes (not synchronized)			
<b>ENCLOSURE</b>				
Colour	Blue (RAL 5012)			
PV terminals 3)	35 mm <sup>2</sup> / AWG2 (Tr models) Two sets of MC4 connectors (MC4 models 250/60 and 250/70) Three sets of MC4 connectors (MC4 models 250/85 and 250/100)			
Battery terminals	35 mm <sup>2</sup> / AWG2			
Protection category	IP43 (electronic components), IP22 (connection area)			
Weight	3 kg		4,5 kg	
Dimensions (h x w x d) in mm	Tr models: 185 x 250 x 95 MC4 models: 215 x 250 x 95		Tr models: 216 x 295 x 103 MC4 models: 246 x 295 x 103	
<b>STANDARDS</b>				
Safety	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2			
<p>1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power to the stated maximum.</p> <p>1b) The PV voltage must exceed Vbat + 5V for the controller to start. Thereafter the minimum PV voltage is Vbat + 1V.</p> <p>2) A PV array with a higher short circuit current may damage the controller in case of reverse polarity connection of the PV array.</p> <p>3) MC4 models: several splitter pairs may be needed to parallel the strings of solar panels. Maximum current per MC4 connector: 30A (the MC4 connectors are parallel connected to one MPPT tracker)</p>				

## Anexo C: Ficha técnica del módulo solar A-330P GSE de la empresa atersa

### A-xxxP GSE (BS) (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-305P GSE	A-310P GSE	A-315P GSE	A-320P GSE	A-325P GSE	A-330P GSE
Potencia Máxima (Pmax)	305 W	310 W	315 W	320 W	325 W	330 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	36.40 V	36.60 V	36.80 V	37.00 V	37.20 V	37.40 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	8.38 A	8.47 A	8.56 A	8.65 A	8.74 A	8.83 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	45.00 V	45.10 V	45.30 V	45.50 V	45.70 V	45.80 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8.91 A	9.02 A	9.09 A	9.17 A	9.25 A	9.33 A
Eficiencia del Módulo (%)	15.7	16.0	16.2	16.5	16.7	17.0
Tolerancia de Potencia (%)	0/+5					
Máxima Serie de Posibles (A)	15					
Máxima Tensión del Sistema (TUV/UL)	DC 1000 V					
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	45±2					

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: irradiación de 1000 w/m<sup>2</sup>, espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.  
Tolerancia medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

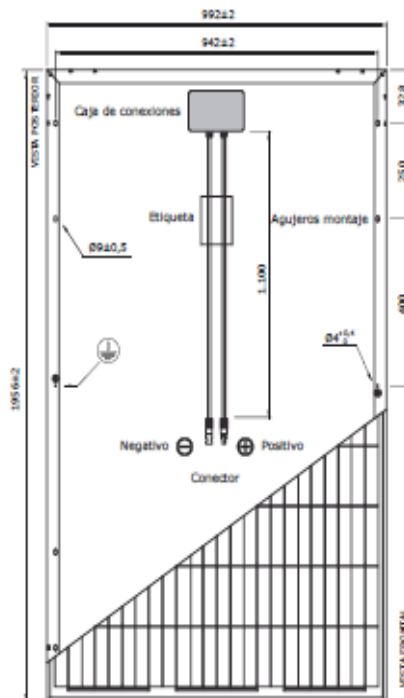
### Especificaciones mecánicas

Dimensiones	1956x992x40 mm
Peso (± 0.5 kg)	26.5 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

### Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor)	Cristal templado alta transmisión/bajo nivel hierro/4.0 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 pzas (6x12)/poli cristalina /156 x 156 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado /plata
Caja de conexiones (grado de protección)	IP67
Cable (longitud/sección) / Conector	1.100 mm. /4 mm <sup>2</sup> /MC4 compatible

### Vista genérica construcción módulo



NOTA: El dibujo no está a escala.

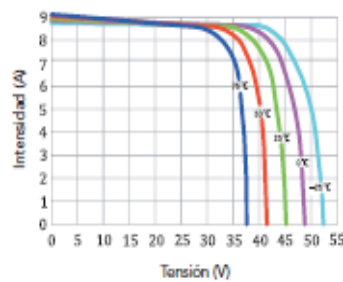
### Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.05% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.33% /°C
Coef. Temp. de Vmpp (TK Vmpp)	-0.43% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C
Temperatura de Almacenamiento	-20 to +40 °C

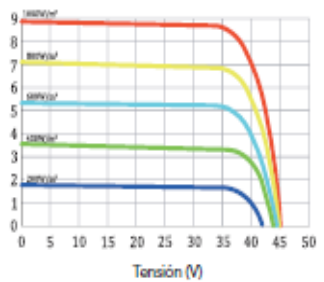
### Embalaje

Módulos/palé	26 pzas
Palés/contenedor 40' HQ	24 palés
Módulos/contenedor 40' HQ	624 pzas

### Temperatura Varia (A-305P GSE (BS))



### Irradiación Varia (A-305P GSE (BS))




NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

## Anexo D: Ficha técnica de la batería 6 OPzV solar power 520


**Your benefits with HOPPECKE OPzV solar.power**

- **Maintenance-free regarding water refilling** - due to innovative Gel-technology
- **Very high cycle stability during PSoC<sup>1</sup> operation** - due to tubular plate design with efficient charge current acceptance
- **Maximum compatibility** - dimensions according to DIN 40742
- **Optimal space utilization** - due to possibility of horizontal arrangement<sup>2</sup>
- **Higher short-circuit safety even during the installation** - based on HOPPECKE system connectors



**Typical applications of HOPPECKE OPzV solar.power**

- **Solar-/Off-grid applications**  
Power supply for remote off-grid applications and isolated power networks, drinking water supply systems, healthcare facilities
- **Telecommunications**  
Mobile phone stations  
BTS-stations  
Off-grid/on-grid solutions
- **Traffic systems**  
Signalling systems  
Lighting



## Type overview

### Capacities, dimensions and weights

Type	C <sub>100</sub> /1.85 V Ah	C <sub>50</sub> /1.85 V Ah	C <sub>24</sub> /1.83 V Ah	C <sub>10</sub> /1.80 V Ah	C <sub>5</sub> /1.77 V Ah	max.* Weight kg	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm
4 OPzV solar.power 250	287	264	243	204	189	18.3	105	208	420
5 OPzV solar.power 310	359	329	304	255	236	22.3	126	208	420
6 OPzV solar.power 370	430	395	365	306	283	26.5	147	208	420
5 OPzV solar.power 420	478	453	428	391	346	29.9	126	208	535
6 OPzV solar.power 520	574	543	513	470	415	35.1	147	208	535
7 OPzV solar.power 620	670	634	599	548	485	42.1	168	208	535
6 OPzV solar.power 750	847	802	762	682	595	48.7	147	208	710
7 OPzV solar.power 875	990	935	888	796	694	61.3	215	193	710
8 OPzV solar.power 1000	1130	1070	1016	909	793	65.9	215	193	710
9 OPzV solar.power 1125	1271	1203	1143	1023	893	75.6	215	235	710
10 OPzV solar.power 1250	1412	1337	1270	1137	992	80.5	215	235	710
11 OPzV solar.power 1375	1553	1471	1397	1250	1091	89.3	215	277	710
12 OPzV solar.power 1500	1695	1604	1524	1364	1190	94.6	215	277	710
12 OPzV solar.power 1700	1955	1870	1785	1545	1372	110.0	215	277	855
14 OPzV solar.power 2000	2281	2182	2082	1802	1601	136.5	215	400	815
16 OPzV solar.power 2300	2607	2493	2380	2060	1829	152.9	215	400	815
18 OPzV solar.power 2600	2933	2805	2677	2317	2058	173.0	215	490	815
20 OPzV solar.power 2900	3258	3117	2975	2574	2287	186.5	215	490	815
22 OPzV solar.power 3200	3584	3428	3272	2832	2515	214.7	215	580	815
24 OPzV solar.power 3500	3910	3740	3570	3089	2744	222.3	215	580	815

C<sub>10</sub> and C<sub>100</sub> = Capacity at 10 h and 100 h discharge

Anexo E: Vistas laterales de las cabañas canalización

Ilustración 1 Vista Este de la cabaña

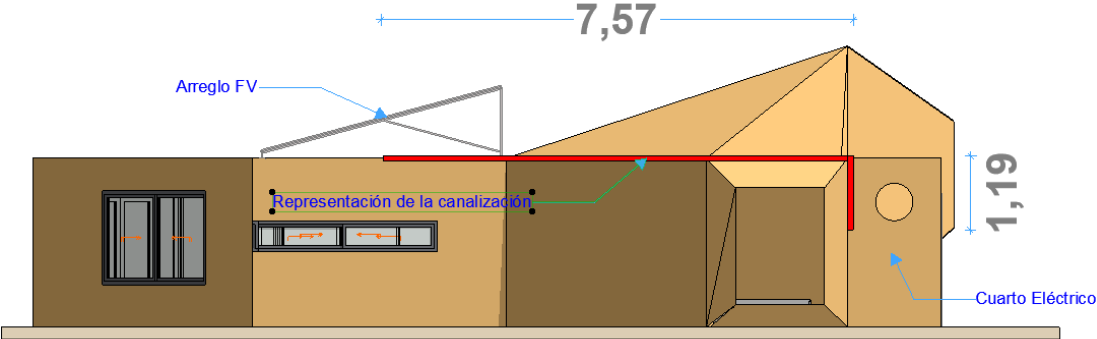
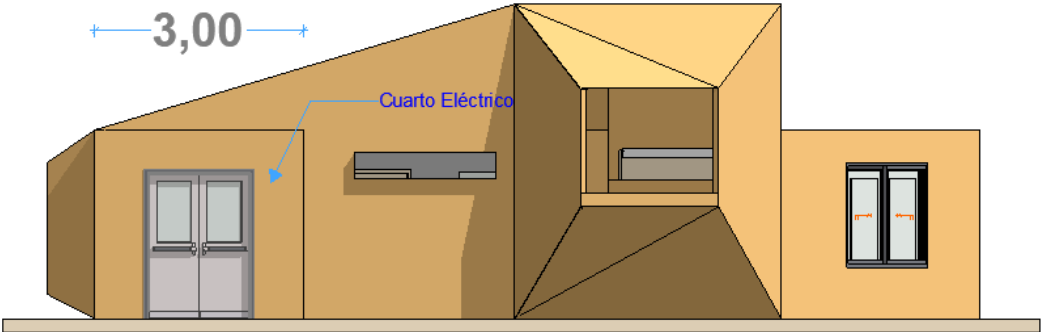


Ilustración 2 Vista Sur de la cabaña



Anexo F: Tabla 310-16 capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2000V, tomada de la NTC 2050

**Tabla 310-16 Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados) y temperatura ambiente de 30 °C.**

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor (ver <a href="#">Tabla 310-13</a> )						Calibre
	60 °C TIPOS TW*, UF*	75 °C TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	90 °C TIPOS TBS,SA,SS,FEP*, FEPB*,MI,RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*,THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	60 °C TIPOS TW*, UF*	75 °C TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	90 °C TIPOS TBS,SA,SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm <sup>2</sup>	COBRE			ALUMINIO 0 ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	--	--	14	--	--	--	18
1,31	--	--	18	--	--	--	16
2,08	20*	20*	25	--	--	--	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500

**8. Factores de ajuste.**

a) Más de tres conductores portadores de corriente en un cable o canalización. Cuando el número de conductores portadores de corriente en un cable o canalización pase de tres, la capacidad de corriente se debe reducir como se indica en la siguiente tabla

Número de conductores portadores de corriente	Porcentaje del valor de las Tablas, ajustado para la temperatura ambiente si fuera necesario
De 4 a 6	80
De 7 a 9	70
De 10 a 20	50
De 21 a 30	45
De 31 a 40	40
41 y más	35

## Anexo G: Ficha técnica del conductor a utiliza

### CABLES CENTELSA FOTOVOLTAICO TIPO PV, XLPE 600V Y 2000V 90°C SR



#### Descripción General:

Cable formado por un conductor de cobre suave, aislado en un material termoestable de polietileno reticulado (XLPE), resistente a la intemperie (SR – Sunlight Resistant), apto para enterrado directo (Dir Bur – Direct Burial), con una temperatura máxima de operación de 90°C en ambientes secos húmedos o mojados (-2) y un nivel de tensión máximo de 600V o 2000V (2kV).

#### Principales Aplicaciones:

- Están diseñados para alimentar circuitos de baja tensión en instalaciones de energía solar fotovoltaica, en donde se requieran características de resistencia a la intemperie.
- Pueden instalarse en bandejas portacables (CT – Cable Tray), tubería conduit, directamente enterrado o expuestos a la luz solar; en lugares secos húmedos o mojados.

#### Ventajas:

- Cumple la prueba de no propagación del incendio (CT), especificada por UL 1685 como tipo Bandeja Vertical, en calibres 12AWG (3,31mm<sup>2</sup>) y mayores.
- Satisface la prueba de resistencia a la propagación

del incendio FT4/IEEE1202 en calibres 12AWG (3,31mm<sup>2</sup>) y mayores.

- Cumple con pruebas de impacto y dobléz en frío a -40°C.
- Resistente a la gasolina y aceites (GRI)
- Resistente a la luz solar (SR)
- Pueden instalarse directamente enterrado (Dir Bur)

#### Características Detalladas:

- Se fabrican con conductores eléctricos de cobre de conductividad mínima de 100% IACS, en calibres desde el 14AWG (2,082 mm<sup>2</sup>) al 1000kcmil (506,7mm<sup>2</sup>).
- Su aislamiento es un material termoestable de polietileno de cadena cruzada (XLPE), con características de no propagación al incendio (CT – Cable Tray), resistente a la intemperie y la luz ultravioleta (SR – Sunlight Resistant).
- Su temperatura máxima de operación en el conductor es de 90°C en ambientes secos, húmedos o mojados.
- Su voltaje máximo de operación es: 600V o 2000V (2kV)
- Se encuentra disponible en varios colores.

#### Normas:

**UL Subject 4703** Esquema De Investigación Para Alambre Fotovoltaico - Outline of Investigation for Photovoltaic Wire

**NTC 3277/UL 44** Cables y Alambres con Aislamiento Termofijo / Rubber-Insulated wires and cables, for cables rated RHW-2 or RHH

**RETIE** Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas

### CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO TIPO PV XLPE 600V 90°C SR

Calibre	Área nominal de la sección transversal	Número de hilos	Espesor nominal del aislamiento	Diámetro total aproximado	Peso total aproximado
AWG/kcmil	mm <sup>2</sup>		mm	mm	Kg/Km
14	2,08	7	1,52	5,2	28
12	3,31	7	1,52	5,6	41
10	5,26	7	1,52	6,2	61
8	8,37	7	1,91	7,8	99
6	13,30	7	1,91	8,7	148
4	21,15	7	1,91	9,9	225
2	33,62	7	1,91	11,4	347
1	42,41	19	2,41	13,7	490
1/0	53,48	19	2,41	14,7	542
2/0	67,43	19	2,41	15,8	675
3/0	85,01	19	2,41	17,1	920
4/0	107,2	19	2,41	18,5	1052
250	126,7	37	2,79	20,5	1252
300	152,0	37	2,79	21,9	1491
350	177,3	37	2,79	23,1	1730
400	202,7	37	2,79	24,3	2090
500	253,4	37	2,79	26,4	2443
600	304,0	61	3,18	29,2	2939
750	380,0	61	3,18	31,8	3649
1000	506,7	61	3,18	35,6	4830

Nota: Los valores aquí indicados están sujetos a las tolerancias normales de manufactura y/o de normas.



## Anexo H: Ficha técnica del interruptor automático magnetotérmico S800 PV-S

### Interruptores automáticos magnetotérmicos S800 PV-S

Los interruptores magnetotérmicos S800 PV-S pueden utilizarse en redes hasta 1200 V CC. El S800 PV-S ha sido especialmente diseñado para su uso en aplicaciones FV, ya que extingue de manera segura arcos en CC en caso de doble falta a tierra.

Las características principales de los interruptores S800 PV-S son:

- no es necesario establecer una polaridad preferente
- independencia de la polaridad
- amplia gama de accesorios
- posibilidad de motorización (S800-RSU)

Características técnicas principales:	S800 PV-S	
Norma de referencia:	IEC/EN 60947-2	
Intensidad nominal:	10...80	100, 125 A
Número de polos:	2, 3, 4	
Tensión asignada Ue:		
(CC) bipolar*	800 V	600 V
(CC) tetrapolar*	1200 V	1200 V

Poder asignada de corte último Icu:		
(CC) bipolar*	800 V	5 kA
(CC) tetrapolar*	1200 V	5 kA

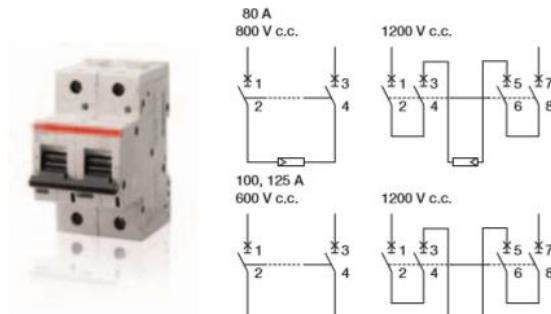
Tensión asignada de aislamiento: 1500 V  
 Curva de disparo:  $4 I_n = I_m = 7 I_n$   
 Categoría de utilización: A  
 Temperatura:  $-25...+70\text{ }^{\circ}\text{C}$

Montaje: carril DIN EN 60715 (35 mm)

Accesorios: bobinas de emisión, bobinas de mínima tensión, contactos de señalización/auxiliares, mando reenviado y mando motor

#### \*Empleo de interruptores magnetotérmicos S800 PV-S en CC

Disposición de los paneles FV en sistemas aislados de tierra



## Anexo I: Ficha técnica del equipo de protección de sobretensión OVR PV 40 1000 P TS.

### 8.6 Protectores contra sobretensiones

#### Protectores contra sobretensiones OVR PV

ABB ofrece una amplia gama de protectores contra sobretensiones expresamente concebidos para sistemas fotovoltaicos.

Gracias a la desconexión térmica específica para sistemas fotovoltaicos, los equipos están protegidos en caso que se alcance el final de la vida útil del descargador.

Las características principales de los protectores contra sobretensiones OVR PV son:

- una corriente continua soportada (**Iscwmpv**) hasta 100 A sin protección de seguridad adicional
- cartuchos enchufables para un mantenimiento sencillo
- contacto auxiliar con la versión "TS"
- configuración "Y" para una mejor protección
- sin riesgo si la polaridad se invierte

Características técnicas OVR PV

principales:

Normas de referencia: IEC 61643-1 / EN 61643-11/ UTE 61 740-51

Características eléctricas

Tipo de red: sistemas fotovoltaicos

Tipo: 2

Intensidad de descarga máxima I<sub>max</sub>: 40 kA

Tiempo de respuesta: 25 ns

Corriente residual: < 1 mA

Grado de protección: IP20

Capacidad de resistencia a 100 A

cortocircuito en CC I<sub>scwmpw</sub>:

Montaje:

carril DIN EN 60715 (35 mm) mediante grapa de fijación

Protección de seguridad:

intensidad I<sub>cc</sub> < 100 A

intensidad I<sub>cc</sub> > 100 A

no se requiere fusible E90 PV 10 A o S802PV-S10 (OVR PV 600) y S804PV-S10 (OVR PV 1000)

Características mecánicas:

Terminales L/PE:

rígido 2,5...25 mm<sup>2</sup>

flexible 2,5...16 mm<sup>2</sup>

Par de apriete L: 2,80 N·m

Indicador de estado: sí

Contacto por señalización remota: versiones TS

Tipo 1 NA/NC

Espec. mínima 12 V CC - 10 mA

Espec. máxima 250 V CA - 1 A

Sección del cable 1,5 mm<sup>2</sup>

Temperatura servicio: -40...+80 °C

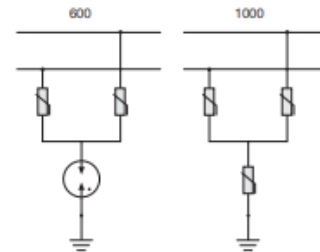
Temperatura almacenamiento:

40...+80 °C

Altitud máxima: 2000 m

Material de la carcasa: PC RAL 7035

Resistencia al fuego UL94: V0



Intensidad nominal de descarga por polo I <sub>n</sub> [kA]	Tensión máxima del sistema U <sub>cpv</sub> [V CC]	Capacidad de resistencia a cortocircuito en CC I <sub>scwmpw</sub> (A)	Nivel de protección (L-L/L-PE) [kV]	Contacto de señalización	Descripción del tipo
20	670	100	2,8 / 1,4	-	OVR PV 40 600
20	670	100	2,8 / 1,4	integrado	OVR PV 40 600 P TS
20	1000	100	3,8	-	OVR PV 40 1000
20	1000	100	3,8	integrado	OVR PV 40 1000 P TS



## Tableros monofásicos para distribución eléctrica especiales



TMLE-6SPBO



TMLEP-AZ



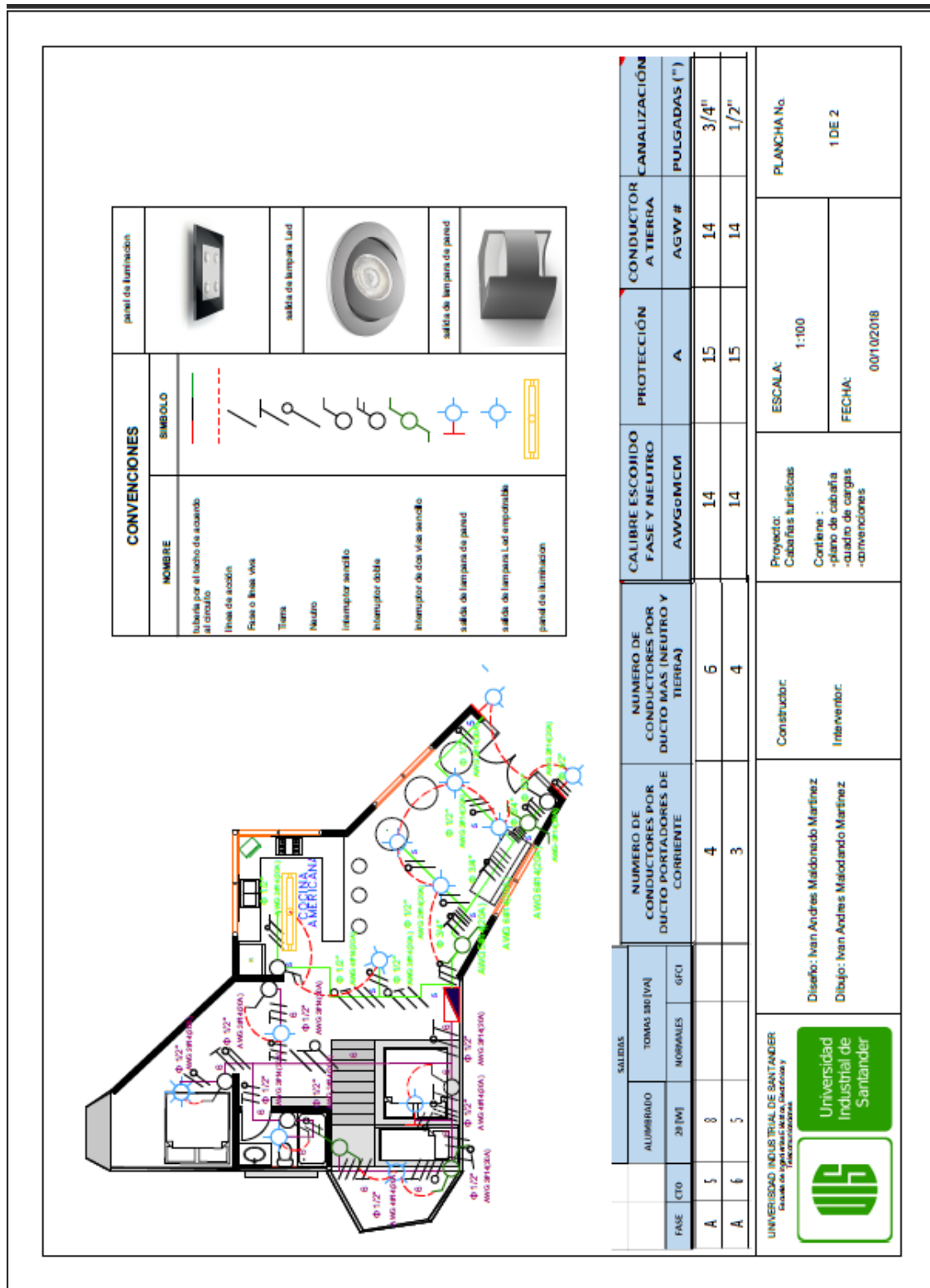
TMLE-4SPBO

Corriente nominal del barraje para 75 A  
Tensión de operación 120 - 240 V~  
Número de hilos: 3, 1 Fase  
Barraje que elimina par galvánico y reduce los puntos calientes en la conexión. Certificación CIDET

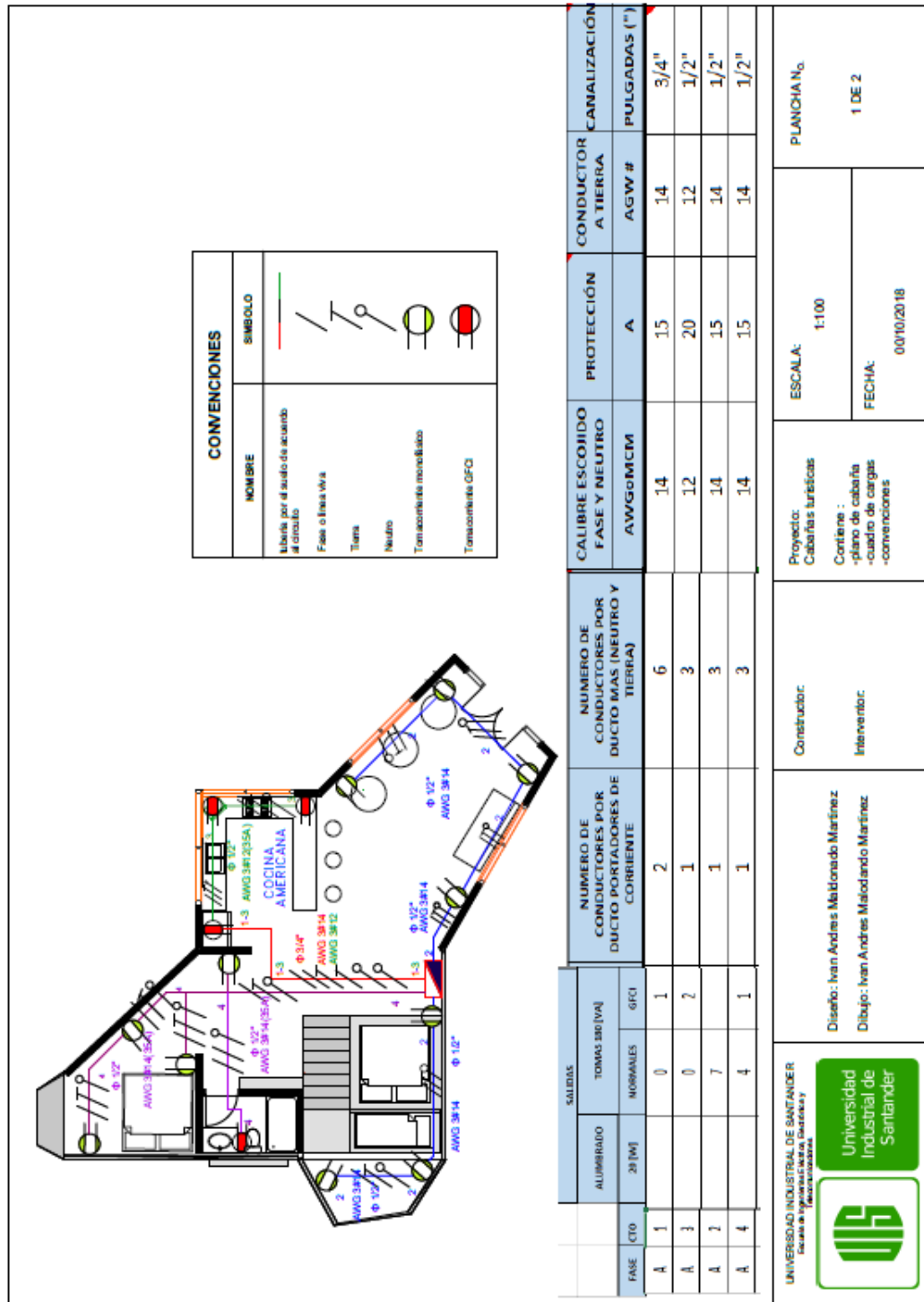
Solo permite incorporar cortacircuito termomagnético ST19-M  
Características técnicas:  
Número de fases: 1, 2 hilos + tierra  
Barras de neutro y tierra instaladas

Empaque	Referencia	
		<b>Tableros monofásicos especiales</b>
		Funcionan solo con cortacircuitos termomagnéticos monopolares y bipolares ST19-M
		<b>TMLE-SPBO Tablero monofásico</b>
		Corriente nominal: 75 A Tensión de operación: 120 V~ 1 fase + barra para neutro + barra para tierra
		No. circuitos
		4
		6
		8
		12
14	TMLE-4SPBO	
12	TMLE-6SPBO	
8	TMLE-8SPBO	
7	TMLE-12SPBO	
		<b>TMLET-SPBO Tablero monofásico trifilar (fase dividida)</b>
		Corriente nominal: 75 A Tensión de operación: 240 V~ 1 + 1 fase + barra para neutro + barra para tierra Número de hilos: 2 Fase, 3 hilos + tierra Barras de neutro y tierra instaladas Certificación CIDET
		No. circuitos
		4
		6
		8
		12
14	TMLET-4SPBO	
12	TMLET-6SPBO	
8	TMLET-8SPBO	
7	TMLET-12SPBO	
		<b>Accesorios para tableros TMLE y TMLET</b>
		<b>Conjunto (kit) para instalar puerta decorativa + bisagra</b>
10	TMLEP-AZ	Kit de puerta en acrílico translúcido para tableros con bisagra. Color azul

Anexo L: Plano de iluminación. (ver Anexo M en el CD que hace parte de este proyecto para más detalle)



Anexo M: Plano de tomacorrientes (ver Anexo M en el CD que hace parte de este proyecto para más detalle)



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
Escuela de Ingeniería de Electrónica y Telecomunicaciones



Diseño: Ivan Andres Maldonado Martinez  
Dibujó: Ivan Andres Maldonado Martinez

Construido:

Interventor:

Proyecto:  
Cabañas turísticas

Contiene:  
-plano de cabaña  
-cuadro de cargas  
-convenciones

ESCALA:  
1:100

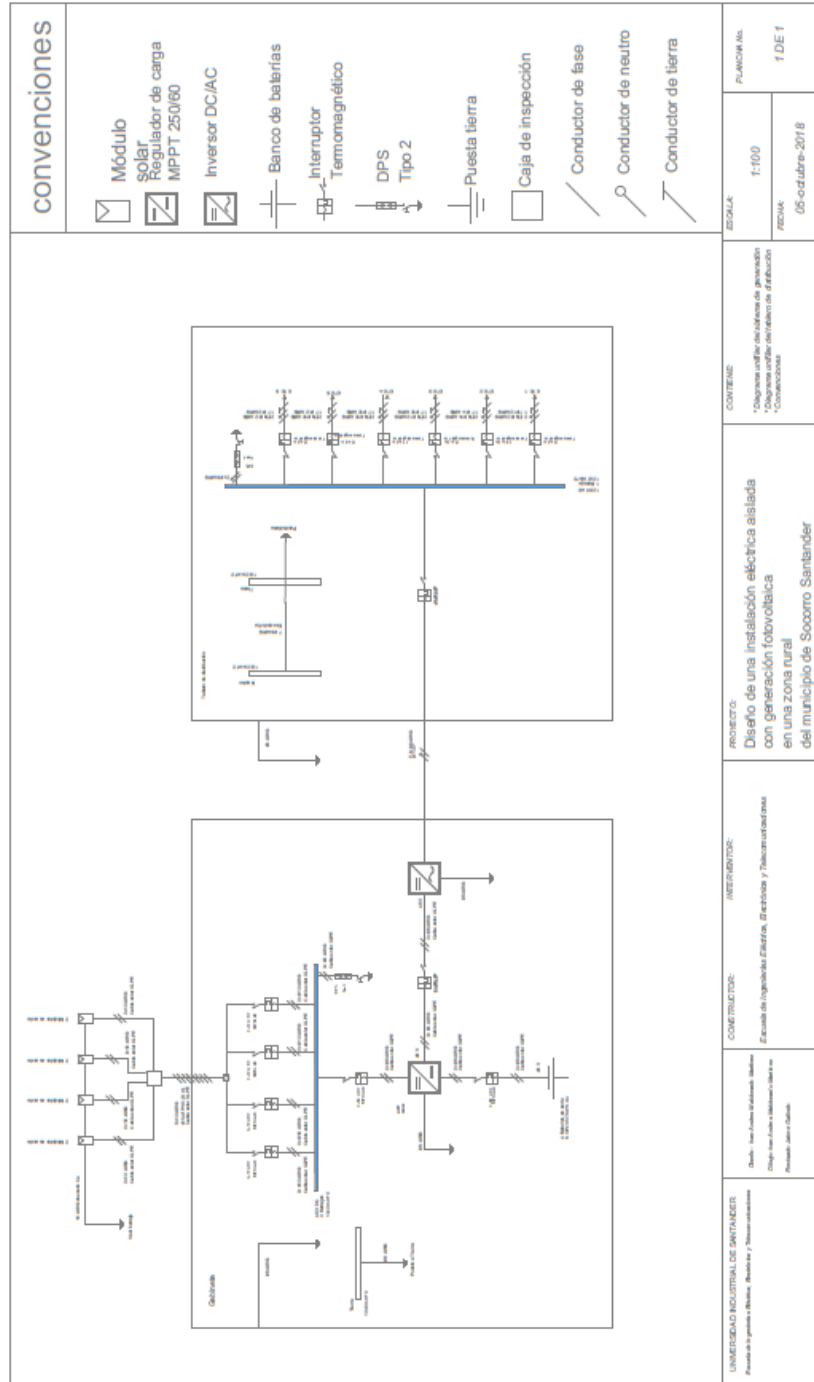
FECHA:  
00/10/2018

PLANCHAS:

1 DE 2

# Anexo N: Diagrama unifilar

Este anexo se encuentra adjunto en el CD que hace parte de este proyecto, en la carpeta Anexo N. (para observar con mas detalle).



Anexo O: Libro de Excel (perfila de carga y cuadro de cargas)

Este libro se encuentra adjunto en el CD que hace parte de este proyecto, y está conformado por dos hojas de trabajos llamadas perfil de cargas y cuadro de cargas cabe aclarar que este archivo debe estar siempre en la misma carpeta con el archivo de Matlab debido a que están enlazados.

Anexo P: Valores de Irradiancia promedio en Socorro Santander.

Estos datos de irradiancia promedio fueron suministrados, por la estación meteorológica Alberto Santos, ubicada en el municipio de Socorro, propiedad de Cenicafe, y fueron solicitados ante el IDEAM el cual facilitó la información. El archivo se encuentra adjunto en el CD que hace parte de este proyecto

Anexo Q: Rutina de Matlab.

Esta rutina se encuentra adjunta en el CD que hace parte de este proyecto, en la carpeta *Matlab* y *Excel*. Cabe aclarar que los dos archivos deben compartir la misma carpeta, debido a que los programas están enlazados.