

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)

MICHAEL ARENAS FLOREZ
LUIS MIGUEL PÉREZ ARCHILA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y
DE TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2017

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)

MICHAEL ARENAS FLOREZ
LUIS MIGUEL PÉREZ ARCHILA

TRABAJO DE GRADO EN LA MODALIDAD DE INVESTIGACIÓN PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIEROS ELECTRICISTAS

Director

JUAN DAVID BASTIDAS RODRÍGUEZ

Ingeniero Electrónico-Doctor en Ingeniería con énfasis en Ingeniería Eléctrica y
Electrónica

Codirector

OSCAR ARNULFO QUIROGA QUIROGA

Ingeniero Electricista-Doctor en Tecnología

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y
DE TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2017

DEDICATORIA

Al Señor Jesucristo, mi padre, mi Dios, mi sustento, mi todo, por estar ahí en todos los momentos de mi vida y en esta importante etapa que hoy culmina.

A mi madre Inés, por brindarme su apoyo incondicional para lograr este sueño y por sus consejos sabios en el momento preciso.

A mi padre Edinson, que aunque se fue muy pronto de esta vida me dejó esta pasión por la cual siempre lo recordare.

A mi familia, por su apoyo y ánimo que hicieron que valiera la pena esforzarme.

A mi novia y amigos, sin ellos este logro no sería posible.

MICHAEL ARENAS FLOREZ

A Dios por permitirme cada momento de vida, para crecer como profesional,
amigo y persona.

A mi familia más cercana por haberme brindado el apoyo en cada paso de este
proceso, en especial a mi abuela María y mi tío Pedro, que han sido mi sustento,
en todo momento.

A la Universidad Industrial de Santander que ha sido mi segundo hogar por tantos
años y en donde me forme como profesional y persona.

A todos mis amigos y compañeros de carrera, en especial a Michael y Peter por
haber compartido tantos momentos buenos y malos.

A todas aquellas personas que contribuyeron de una u otra forma para alcanzar
esta meta.

LUIS MIGUEL PÉREZ ARCHILA

AGRADECIMIENTOS

Nuestros más sinceros agradecimientos a nuestro director de proyecto de grado Juan David Bastidas Rodríguez por su excelente acompañamiento en este proyecto, a nuestro codirector de proyecto Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga por sus aportes al proyecto y su admirable ejemplo como profesor y profesional, al grupo de investigación GIRG habernos dado la oportunidad de trabajar en este proyecto.

Por último a nuestros profesores de la E3T quienes aportaron a nuestra formación como profesionales integrales en cada etapa, en especial a los profesores Javier Solano, María Alejandra Mantilla y Gabriel Ordoñez, quienes con su pasión por la ingeniería nos han motivado a ser mejores estudiantes y personas.

TABLA DE CONTENIDO

	pág
INTRODUCCIÓN	19
1. PRELIMINARES.....	20
1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	20
1.2 JUSTIFICACIÓN	21
1.3 OBJETIVO GENERAL.....	22
1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
2. GENERALIDADES PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO... 24	
2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN DC AISLADOS	24
2.2 REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS DEL PROYECTO MuTe.....	27
2.3 REQUISITOS, LIMITACIONES Y CRITERIOS DEL DISEÑO.....	29
2.3.1 Requisitos básicos del sistema de alimentación	30
2.3.2 Limitaciones del sistema de alimentación	30
2.3.3 Criterios de diseño	31
2.4 NORMATIVIDAD CONSIDERADA EN EL DISEÑO.....	33
2.4.1 Selección de conductores	33
2.4.2 Protección contra sobrecorriente.....	34
2.4.3 Medios de desconexión.....	35
2.4.4 Puesta a tierra	35
3. CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA Y DEL RECURSO SOLAR..... 37	
3.1 CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA	37
3.1.1 Consumo de potencia de las cargas	38
3.1.2 Cuadro de cargas	39

3.2 CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR	41
3.2.1 Sitio de instalación	41
3.2.2 Base de datos NASA.....	43
3.2.3 Base de datos IDEAM	45
3.2.4 Declaración de los parámetros del recurso solar para el diseño	47
4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA.....	50
4.1 CALCULO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA MÁXIMA DIARIA	51
4.2 DIMENSIONAMIENTO DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.....	52
4.2.1 Configuración del arreglo fotovoltaico	53
4.2.2 Corrección por temperatura debido al calentamiento de las celdas solares	54
4.2.3 Calculo de la potencia requerida en paneles.....	56
4.2.4 Selección de la cantidad de paneles fotovoltaicos	58
4.3 CALCULO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	59
4.4 DIMENSIONAMIENTO DEL REGULADOR DE CARGA.....	63
4.5 VERIFICACIÓN DEL DIMENSIONAMIENTO	63
5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA	75
5.1 SELECCIÓN DE CONDUCTORES Y DUCTERÍA	75
5.1.1 Elección del tipo de Conductor.....	75
5.1.2 Calculo de conductores	76
5.1.3 Calculo de ductería	78
5.2 CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS DE POTENCIA EN CONDUCTORES...	78
5.2.1 Caída de tensión	78
5.2.2 Pérdidas de potencia.....	79

5.3 SELECCIÓN DE PROTECCIONES	81
5.3.1 Protecciones de sobrecorriente.....	81
5.3.2 Protecciones contra flujo de corriente inversa.....	83
5.4 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	84
5.4.1 Calibre de los conductores de puesta a tierra	84
5.4.2 Conductor del electrodo de puesta a tierra.....	85
5.4.3 Electrodo de puesta a tierra	86
5.5 ESQUEMAS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS	86
5.5.1 Diagrama unifilar	87
5.5.2 Esquema general de protecciones	87
5.5.3 Ilustraciones de conexión de equipos	87
6. RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES	88
6.1 RECOMENDACIONES GENERALES	88
6.2 SEÑALIZACIÓN ELÉCTRICA.....	90
6.3 LISTADO DE EQUIPOS SUGERIDOS PARA EL SISTEMA.....	91
6.4 RESULTADOS Y CONCLUSIONES	95
6.4.1 Caracterización de la carga del MuTe desde el punto de vista eléctrico	95
6.4.2 Caracterización el recurso solar.....	95
6.4.3 Dimensionamiento y sugerencias de los equipos del sistema fotovoltaico en DC aislado	96
6.4.4 Selección de las protecciones eléctricas y sistema de puesta a tierra temporal	97
6.4.5 Esquemas y diagramas eléctricos.....	98
BIBLIOGRAFÍA.....	99
ANEXOS.....	101

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1: Clasificación de los sistemas fotovoltaicos	25
Figura 2: Esquema estándar de un sistema fotovoltaico en DC aislado	27
Figura 3: Bloques energéticos que componen el MuTe	29
Figura 4: Bloques de cargas a alimentar	37
Figura 5: Vista panorámica del volcán Cerró Machín	42
Figura 6: Irradiancia promedio mensual.....	46
Figura 7: Días nublados.....	47
Figura 8: Irradiancia promedio mensual incidente en una superficie horizontal....	48
Figura 9: Número de días nublados.....	49
Figura 10: Pérdidas consideradas en el sistema fotovoltaico en DC aislado.....	50
Figura 10: Serie de paneles fotovoltaicos VICTRON ENERGY	53
Figura 12: Diagrama de flujo para verificar el dimensionamiento	65
Figura 13: Símbolo de riesgo eléctrico.....	91

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1: Tensiones en las cargas del sistema fotovoltaico	38
Tabla 2: Tipo de caracterización del consumo.....	39
Tabla 3: Listado de componentes de la carga	40
Tabla 4: Cuadro de cargas	40
Tabla 5: Irradiancia promedio mensual en cercanías al volcán Cerro Machín.....	43
Tabla 6: Número de días nublados en cercanías al volcán Cerro Machín	43
Tabla 7: Promedio mensual de la temperatura ambiente en cercanías al volcán Cerro Machín	44
Tabla 8: Promedio mensual de precipitación en cercanías al volcán Cerro Machín	44
Tabla 9: Factores utilizados para el dimensionado de paneles fotovoltaicos.....	51
Tabla 10: Calculo de la energía máxima diaria.....	52
Tabla 11: Selección de paneles fotovoltaicos	59
Tabla 12: Factores utilizados para el dimensionado de la capacidad de almacenamiento.....	60
Tabla 13: Selección de la cantidad de baterías requeridas	62
Tabla 14: Dimensionamiento del regulador de carga.....	63
Tabla 15: Pérdidas de energía diarias en protecciones del sistema	68
Tabla 16: Pérdidas de energía totales del sistema mes a mes.....	69
Tabla 17: Verificación de la cantidad requerida paneles y baterías	72
Tabla 18: Dimensionamiento final de paneles y baterías.....	73
Tabla 19: Resultados de los diferentes métodos de dimensionamiento.	74
Tabla 20: Selección de los conductores	77
Tabla 21: Caída de tensión para los distintos tramos	79
Tabla 22: Tipos de protecciones	81
Tabla 23: Listado de equipos sugeridos	92

Tabla 24: Costo aproximado de los equipos y/o elementos sugeridos para el sistema fotovoltaico 93

SIGLAS Y ABREVIATURAS

GIRG: Grupo de Investigación en Relatividad y Gravitación

HPS: Horas Pico Solares

MuTe: Telescopio de Muones por sus siglas en ingles Muon Telescope

NTC: Norma Técnica Colombiana

RACIMO: Red Ambiental Ciudadana de Monitoreo (Estación meteorológica)

RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas

WCD: Detector de Efecto Cherenkov por sus siglas en inglés Water Cherenkov
Detector

ZNI: Zona No Interconectada

RESUMEN

TÍTULO: 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)*

AUTORES: MICHAEL ARENAS FLOREZ, LUIS MIGUEL PÉREZ ARCHILA**

PALABRAS CLAVES: Horas Pico Solares, IDEAM, MuTe, NASA, Sistema fotovoltaico en DC aislado.

DESCRIPCIÓN:

En la actualidad una de las soluciones utilizadas y de bajo impacto ambiental para suplir las necesidades del suministro de energía eléctrica para Zonas No Interconectadas (ZNI), es la instalación de sistemas de generación fotovoltaica que operen de manera aislada. Si estos sistemas cuentan con una etapa de almacenamiento de energía y el suficiente recurso solar disponible en el sitio de instalación, pueden ser una alternativa técnica y ambientalmente viable para suplir las necesidades de suministro eléctrico en las zonas más apartadas del país.

Con el desarrollo del telescopio de muones (MuTe) y su posterior implementación en una ZNI del territorio nacional, se presentó la necesidad de proyectar un sistema de alimentación que funcione de manera independiente del sistema interconectado. Es por esto que se planteó el diseño de un sistema fotovoltaico en DC aislado, con almacenamiento de energía.

Teniendo en cuenta la reglamentación y normatividad colombiana (RETIE y NTC 2050) se realizó este diseño para hacer posible instalar y operar el MuTe en zonas apartadas del territorio nacional, en donde se encuentran localizados los volcanes activos que serán motivo de estudio por parte del grupo de investigación GIRG de la Universidad Industrial de Santander (UIS).

Se encontró que los métodos generales de diseño de sistemas fotovoltaicos aislados no consideran dentro del proceso incluir el consumo de potencia de las protecciones eléctricas, debido a que el consumo de estas comparado con el consumo de la carga es muy bajo, sin embargo, para cargas de baja potencia y de régimen de uso permanente como las consideradas en este proyecto o similares, es necesario considerar este consumo dentro del proceso del dimensionamiento. En este diseño se estimó que las pérdidas asociadas exclusivamente a las protecciones eléctricas corresponden aproximadamente al 50% de las pérdidas totales del sistema.

* Trabajo de grado

** Universidad Industrial de Santander, Escuelas de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Director Juan David Bastidas Rodríguez.

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF A DC STAND-ALONE PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR SUPPLYING ENERGY TO THE MUON TELESCOPE (MUTE) DEVELOPMENTS BY THE “GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN RELATIVIDAD Y GRAVITACIÓN (GIRG)”

AUTHORS: MICHAEL ARENAS FLOREZ, LUIS MIGUEL PÉREZ ARCHILA**

KEY WORDS: Peak Sun Hours, IDEAM, MuTe, NASA, DC stand-alone photovoltaic system.

DESCRIPTION:

Currently, one of the solutions used and of low environmental impact to supply the needs of the electrical energy supply for Non-Interconnected Zones (NIZ), is the installation of photovoltaic generation systems that operate in stand-alone mode. If these systems have a stage of energy storage and sufficient solar resources available at the installation site, they can be a technically and environmentally viable alternative to meet the electricity supply needs in the most remote areas of the country.

With the development of the muon telescope (MuTe) and its subsequent implementation in a Non-Interconnected Zone of the national territory, the need was presented to project a power system that works independently of the interconnected system. This is why the design of a stand-alone DC photovoltaic system with energy storage was proposed.

Taking into account the Colombian regulations (RETIE and NTC 2050), this design was made to make it possible to install and operate the MuTe in remote areas of the national territory, where the active volcanoes are located, which will be the subject of study by the group of research GIRG of the Industrial University of Santander (UIS).

It was found that the general design methods of stand-alone photovoltaic systems do not consider within the process to include the power consumption of the electrical protections, because the consumption of these compared to the consumption of the load is very low, however, for loads of low power and permanent use regime as considered in this project or similar, it is necessary to consider this consumption within the dimensioning process. In this design it was estimated that the losses associated exclusively with the electrical protections correspond to approximately 50% of the total losses of the system.

* Degree Project

** Industrial University of Santander, Department of Physical-mechanical, school of electrical, electronic and telecommunications engineering, Dir. Juan David Bastidas Rodriguez.

INTRODUCCIÓN

El Telescopio de muones (MuTe), es un instrumento detector de astro partículas que actualmente se encuentra en la etapa de desarrollo por parte del grupo de investigación GIRG de la Universidad Industrial de Santander. El MuTe se puede catalogar como una carga en DC continua (“carga cuya corriente máxima se prevé que circule durante tres horas o más”) ya que se pretende operar veinticuatro horas al día, los siete días de la semana¹. Su principal objetivo es realizar muongrafía volcánica en algunos de los volcanes más activos de nuestro país, los cuales se encuentran en zonas no interconectadas (ZNI) del territorio nacional.

En la actualidad una de las soluciones utilizadas y de bajo impacto ambiental para suplir las necesidades del suministro de energía eléctrica para Zonas No Interconectadas (ZNI), es la instalación de sistemas de generación fotovoltaica que operen de manera aislada, si estos sistemas cuentan con una etapa de almacenamiento de energía y el suficiente recurso solar disponible en el sitio de instalación, pueden ser una alternativa técnica y ambientalmente viable para suplir las necesidades de suministro eléctrico en las zonas más apartadas del país.

Teniendo en cuenta la normatividad colombiana (RETIE y NTC 2050), en este libro se presenta el diseño de un sistema fotovoltaico aislado capaz de suplir las necesidades energéticas de los sistemas electrónicos utilizados por el MuTe y sus sistemas complementarios, para la ubicación geográfica inicial que tendrá el instrumento en cercanías al volcán Cerro Machín.

¹ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE COLOMBIA. Norma Técnica Colombiana NTC 2050. Bogotá, Imprenta Nacional.

En este diseño se caracterizó el consumo de energía de los componentes que conforman la carga del MuTe, se dimensionó y sugirió los equipos para el sistema fotovoltaico aislado. Este diseño incluye la selección de protecciones y conductores, sugerencia de puesta a tierra, esquemas y diagramas eléctricos.

Se encontró que los métodos generales de diseño de sistemas fotovoltaicos aislados no consideran dentro del proceso incluir el consumo de potencia de las protecciones eléctricas, debido a que el consumo de estas comparado con el consumo de la carga es despreciable. Para cargas de baja potencia y de régimen de uso permanente como las consideradas en este proyecto o similares se presenta un método iterativo de dimensionamiento, en el cual se incluye las pérdidas de potencia de las protecciones comúnmente utilizadas en sistemas fotovoltaicos como los son los diodos de bloqueo, interruptores termomagnéticos y fusibles.

1. PRELIMINARES

A continuación, se presenta la información requerida para el desarrollo del trabajo de grado en su etapa preliminar:

1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En la actualidad, el 52% ² de nuestro territorio nacional se encuentra no interconectado, para suplir el suministro de energía eléctrica en estas zonas,

² Instituto De Planificación Y Promoción De Soluciones Energéticas Para Las Zonas No Interconectadas. (2014). Recuperado el 22 de noviembre de 2016, de <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/742159/09C-SolucionesEnergeticasZNI-IPSE.pdf/2871b35d-eaf7-4787-b778-ee73b18dbc0e>

tradicionalmente se ha implementado el uso de pequeñas plantas de generación que usan combustibles fósiles. Este tipo de generación tiene algunos inconvenientes como la contaminación medio ambiental por emisión de gases de efecto invernadero y la constante necesidad de personal calificado en el sitio para su operación, uso y mantenimiento.

Con el desarrollo del MuTe y su posterior implementación en una ZNI del territorio nacional, se presenta la necesidad de un sistema de alimentación que funcione de manera independiente del sistema interconectado.

Es por esto que se plantea el diseño de un sistema de alimentación alternativo, como lo es un sistema fotovoltaico en DC, que opere de manera aislada. Este diseño se realizó para hacer posible instalar y operar el MuTe en una zona apartada del territorio nacional, en donde se encuentra localizado el volcán Cerro Machín que serán motivo de estudio por parte del grupo de investigación (GIRG) de la Universidad Industrial de Santander (UIS).

1.2 JUSTIFICACIÓN

Uno de los objetivos del proyecto MuTe desarrollado por el grupo GIRG, es la instalación de este instrumento en complejos volcánicos del territorio nacional, inicialmente en las cercanías del volcán Cerro Machín, por este motivo en el desarrollo del proyecto, surge la necesidad de un sistema de alimentación para el MuTe y sus sistemas complementarios (sistema de almacenamiento de datos y estación meteorológica).

El sistema de alimentación requerido debe funcionar de manera autónoma ya que se prevé instalarse en una zona no interconectada del territorio nacional (ZNI) como lo son los complejos volcánicos.

Para la necesidad planteada anteriormente, la implementación de la generación fotovoltaica para alimentar cargas que se ubiquen en una ZNI ofrece las siguientes ventajas:

- Amigable para el medio ambiente.
- Libera la necesidad de un personal permanente para su operación.
- Modularidad, lo cual permite que sea transportado el sistema de alimentación fácilmente.
- Flexibilidad, si un elemento del sistema como panel solar o una batería sufre daño pueden ser extraídas y el sistema puede seguir suministrando energía mientras se realiza el cambio o la reparación.

Como posible solución y a petición del grupo de investigación GIRG, se propone diseñar un sistema de alimentación fotovoltaico en DC que opere de manera aislada, que cumpla con la normatividad colombiana (RETIE y norma NTC 2050), y también con las especificaciones necesarias de este sistema, la más importante es que se le debe suministrar energía las veinte cuatro horas del día al telescopio para que este opere en modo continuo.

1.3 OBJETIVO GENERAL

Diseñar un sistema fotovoltaico en DC aislado para la alimentación del telescopio de muones (MuTe), desarrollado por el Grupo de Investigación en Relatividad y Gravitación (GIRG).

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar la carga del Telescopio de Muones y sus sistemas complementarios desde el punto de vista eléctrico.
- Caracterizar el recurso solar, precipitación promedio mensual y temperatura promedio en el lugar de instalación del sistema.
- Dimensionar y sugerir los equipos del sistema fotovoltaico en DC aislado disponibles en el mercado, tales como paneles fotovoltaicos, baterías, regulador de carga, convertidores DC/DC, además elementos como conductores y señalización de riesgo eléctrico.
- Seleccionar las protecciones de sobrecorriente y proponer un sistema de puesta a tierra temporal.
- Proponer los esquemas de conexionado de los equipos sugeridos y el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico dimensionado.

2. GENERALIDADES PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

En este capítulo se presentan las características y requisitos que debe cumplir el sistema fotovoltaico diseñado, así como las limitaciones y exigencias normativas que se tuvieron en cuenta en el diseño.

2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN DC AISLADOS

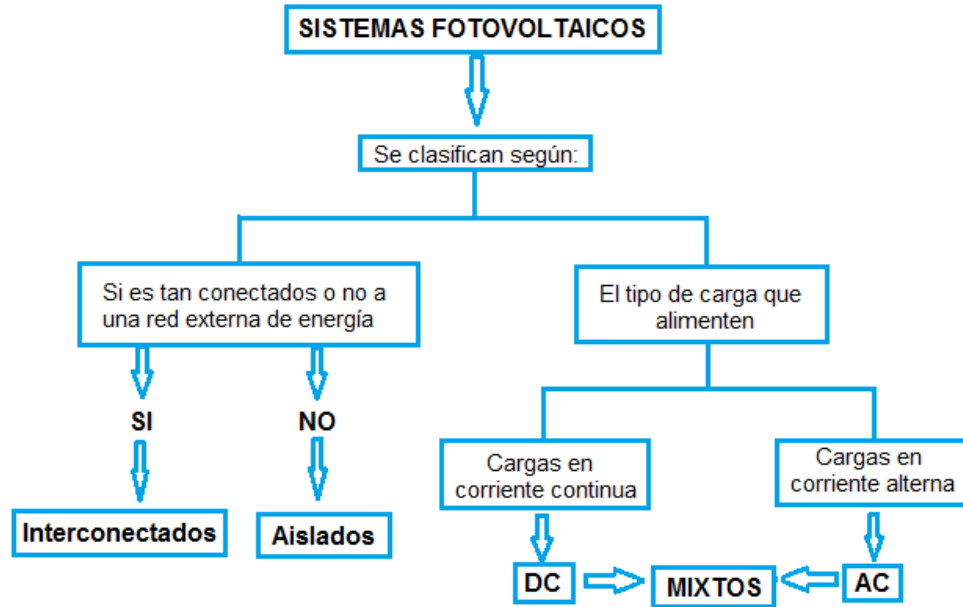
Los sistemas fotovoltaicos en general están catalogados como fuentes de energía renovables no convencionales, ya que utilizan la radiación solar para transformarla en energía eléctrica a través de paneles solares que son construidos con materiales semiconductores.

Un sistema fotovoltaico puede operar de manera que sea la única fuente de generación de energía para alimentar las cargas asociadas, es decir, que no tendrá conexión alguna con otros sistemas de generación de energía o sistemas interconectados. Como se aprecia en la Figura 1, a los sistemas fotovoltaicos con este modo de operación se les clasifica como sistemas fotovoltaicos aislados y generalmente se les asocia un almacenamiento para garantizar continuidad en el suministro de energía, el cual se realiza típicamente con baterías de plomo ácido de gran capacidad y descarga profunda³.

Según el tipo de carga que alimenten los sistemas fotovoltaicos se clasifica en sistemas fotovoltaicos en DC (cargas en corriente continua), sistemas fotovoltaicos en AC (cargas en corriente alterna) y sistemas fotovoltaicos mixtos (cargas en corriente continua y alterna).

³ De Kuyper, J.C.V. (2014). Fuentes de energía renovables y no renovables. Editorial Alfaomega.

Figura 1: Clasificación de los sistemas fotovoltaicos



Ya que en este proyecto se prevé alimentar cargas exclusivamente en corriente continua y el sistema de alimentación estará aislado de otros sistemas de generación, el sistema a diseñar será un sistema fotovoltaico en DC aislado.

Como lo muestra la Figura 2 los componentes de un sistema fotovoltaico en DC aislado estándar⁴ son:

Paneles Fotovoltaicos: Están compuestos por celdas fotovoltaicas interconectadas entre sí que transforman la radiación solar que incide sobre ellas en corriente eléctrica a tensiones típicas de 12 a 48 voltios. La potencia de los paneles depende principalmente del número de celdas fotovoltaicas que la componen y es directamente proporcional al área que ocupan.

⁴ Roger A. Messenger & Jerry Ventre. (2005). Photovoltaic Systems Engineering, Second Edition. Florida U.S. Taylor & Francis e-Library.

Baterías: Son las encargadas de almacenar la energía producida por los paneles solares durante las horas de mayor radiación para ser consumida en las horas con baja o nula radiación solar. Su capacidad se mide en Amperes hora (Ah) y se aconseja que para sistemas que operen de manera aislada sean de descarga profunda para que el porcentaje de descarga afecte menos la vida útil de la batería.

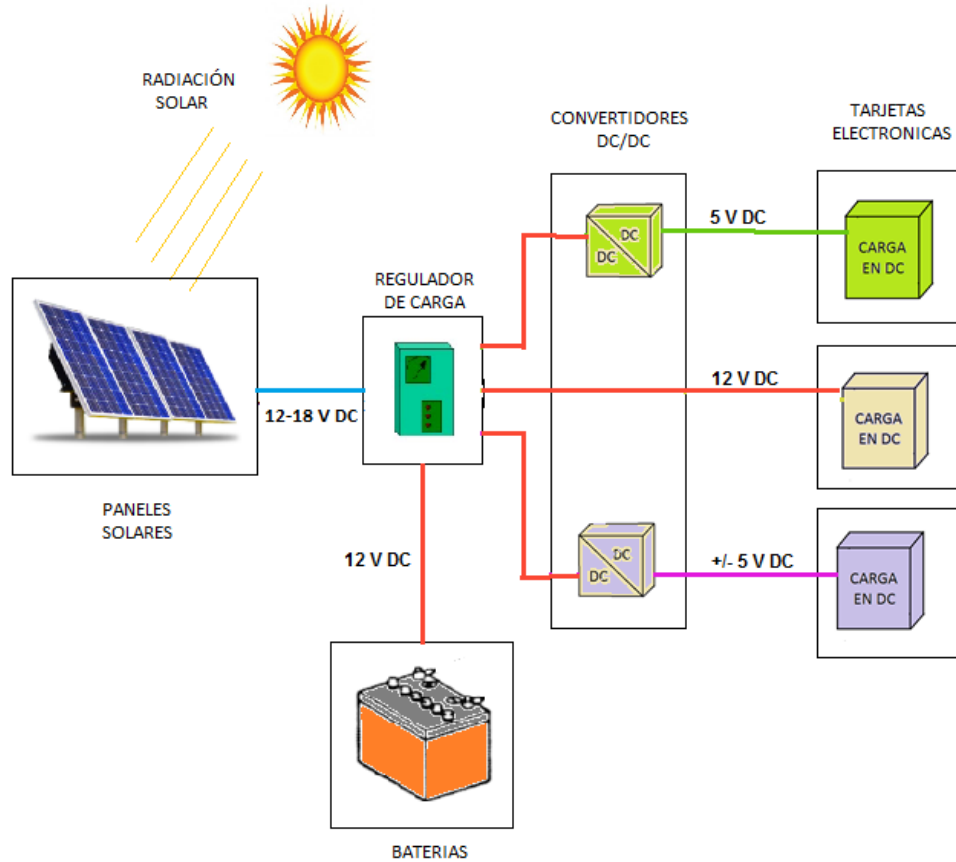
Regulador de carga: Es un elemento que se basa en electrónica de potencia, su función es controlar la carga y descarga de las baterías, el más utilizado actualmente es el tipo MPPT (Seguidor de Máximo Punto de Potencia) de manera que se extraiga la mayor cantidad de potencia de los paneles, desacoplando el voltaje en los terminales de la batería del voltaje de los terminales del panel.

La principal función de un regulador de carga es proteger la vida útil de las baterías y garantizar un valor de tensión constante para la alimentación de la carga que en los reguladores comerciales en su mayoría es de 12 V.

Convertidores DC/DC: Son dispositivos electrónicos que se encargan de recibir una tensión a la entrada en DC y transformarla a la salida en otro valor DC que puede ser mayor o menor al de la entrada, existen varios tipos de convertidores DC/DC según si se requiere elevar la tensión en la salida (convertidor Boost) o si se desea disminuirla (convertidor Buck) o ambas (Buck-Boost, Cuk, Flyback) entre otros.

Carga: Es el conjunto de elementos que se esperan alimentar a través del sistema fotovoltaico para este caso serían los componentes de la Figura 2.

Figura 2: Esquema estándar de un sistema fotovoltaico en DC aislado



2.2 REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS DEL PROYECTO MuTe

El proyecto MuTe al cual se requiere diseñar un sistema de alimentación, es un proyecto novedoso el cual pretende utilizar la técnica de muongrafía con dos tipos diferentes de detectores, por lo que será el primero en su tipo desarrollado aquí en Latinoamérica.

“La muongrafía es una técnica muy novedosa que ha sido utilizada recientemente y con mucho éxito en el estudio de la estructura interna de sistemas volcánicos japoneses, Italianos, franceses y del caribe francés. Estos grupos de investigación

muestran resultados, que permiten conocer, de una forma visual, la distribución interna de densidades de los volcanes y, por lo tanto, de su estructura interna”⁵.

El MuTe desde el punto de vista eléctrico, se compone de seis bloques principales como se muestra en la Figura 3. Tres de esos bloques (verde y azul) son detectores de astro partículas los cuales tienen cadenas de detección similares, es decir, las tarjetas electrónicas a alimentar son de característica eléctricas idénticas, pero se diferencian por los sensores que utilizan. Además, cuenta con un bloque de procesamiento y almacenamiento de datos (cuadro café), y una estación meteorológica asociada con el nombre RACIMO (cuadro naranja) para la toma de variables como presión y temperatura entre otras, por último un Router (cuadro morado) que se encarga de la recepción y almacenamiento de datos recogidos por el telescopio de muones.

“El MuTe es un instrumento que cuenta con tarjetas electrónicas de bajo consumo de potencia en el orden de los 10 W ”⁶, estas tarjetas son de acceso restringido por reglamentos internos del grupo GIRG debido a su alto costo e importancia dentro del proyecto, por tanto no es posible realizarles pruebas de estas sin personal exclusivo del grupo de investigación GIRG y solo en periodos cortos de tiempo.

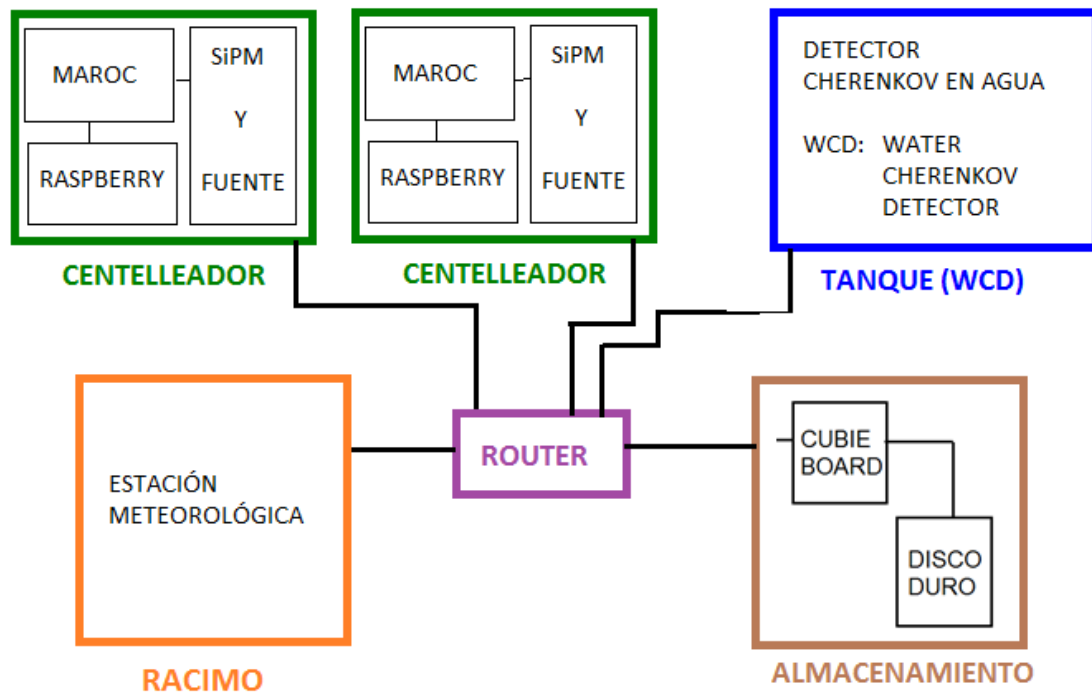
La alimentación de todos los componentes electrónicos en los distintos bloques, se realiza a distintos valores de tensión en DC, por lo que es necesario, la utilización de convertidores DC/DC de baja potencia a la entrada de cada uno de los bloques energéticos. En este proyecto se prevé un consumo de potencia en el orden de los 30 W con tensiones de alimentación en DC de 12V, 5V y +/- 5V.

⁵ Telescopio de Muones para Muongrafía Volcánica, MuTe. Grupo de Investigación en Gravitación y Relatividad. Proyecto Colciencias-UIS. 2014.

⁶ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE COLOMBIA. Norma Técnica Colombiana NTC 2050. Bogotá, Imprenta Nacional.

Actualmente no se encuentran físicamente la totalidad de las cargas que se prevén alimentar ya que algunas están en desarrollo, además, las partes de este telescopio que ya se encuentran disponibles son alimentadas con un cargador de celular y una fuente de un computador a través de la red eléctrica de la UIS.

Figura 3: Bloques energéticos que componen el MuTe



2.3 REQUISITOS, LIMITACIONES Y CRITERIOS DEL DISEÑO

A continuación, se muestran los requisitos, limitaciones y criterios que se tuvieron en cuenta en el diseño del sistema fotovoltaico alguno de ellos como sugerencia del grupo de investigación GIRG.

2.3.1 Requisitos básicos del sistema de alimentación

Tensión de alimentación: Las tensiones de alimentación de las cargas asociadas al MuTe son 12 V, 5 V y ± 5 V en DC.

Acondicionamiento de la energía: Debido a las tensiones nominales de operación de las cargas, algunas de las cuales son diferentes a la tensión del banco de baterías que se considerará (12 V en DC) y a la naturaleza de la corriente del sistema se hacen necesarios conversores DC/DC de 12/5 V y 12/ ± 5 V.

2.3.2 Limitaciones del sistema de alimentación: A continuación, se presentan algunas de las limitaciones más importantes del sistema de alimentación:

Días de autonomía del sistema de alimentación: Serán definidos posteriormente según los datos obtenidos de la base de datos de la NASA para el sitio de ubicación de la instalación en cercanías al volcán Cerro Machín ⁷, ver sección 3.2.4.

Temperatura de operación: La temperatura de operación del arreglo fotovoltaico varía directamente proporcional a la temperatura ambiente, en condiciones de laboratorio la temperatura ambiente es aproximadamente de 0 °C y la temperatura de operación de los paneles fotovoltaicos es de 25 °C.

La potencia de generación nominal se disminuirá a medida que aumente la temperatura ambiente por encima de los valores estándares de los paneles ⁸, es

⁷ National Aeronautics and Space Administration. (s.f.). Surface meteorology and Solar Energy. Recuperado el 27 de Diciembre de 2016, de A renewable energy resource web site.: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?skip@larc.nasa.gov>

⁸Pinto, G. A. (2011). USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga.

por esto que se tendrá en cuenta el coeficiente de ajuste por temperatura para la potencia nominal del panel en el dimensionamiento de la potencia de generación fotovoltaica.

Temperatura ambiente: Una vez consultado este valor en la base de datos de la NASA la cual tiene 22 años de datos promediados, según lo establecido en la Norma NTC 2050 en la sección 310-16, se encontró que para este diseño no se requiere realizar corrección por temperatura para la selección de conductores, ya que la temperatura ambiente es menor a 30 °C, ver sección 3.2.2 para detallar la variación mes a mes de esta variable meteorológica.

Horas Pico Solares (HPS): Definen la energía solar que se encuentra disponible en el sitio de instalación. Esta variable se consultó en las bases de datos del IDEAM y la NASA, ver sección 3.2.2 y 3.2.3.

2.3.3 Criterios de diseño: Los criterios de diseño basados en la bibliografía pertinente a tener en cuenta son:

Angulo de inclinación: El ángulo de inclinación de los paneles es aproximadamente el valor de la latitud en las coordenadas geográficas del sitio de instalación y con orientación opuesta al del hemisferio donde se encuentre para sitios cercanos al Ecuador⁹. Para el sitio de instalación se aproxima la latitud a 5 grados, sin embargo, se aconseja 10 grados¹⁰ para auto limpieza de los paneles, el cual será el ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos con una orientación hacia el sur.

⁹ Pinto, G. A. (2011). USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga.

¹⁰ Jiangxi LDK Solar Hi-Tech Co. (Septiembre de 2013). LDK Solar INSTALLATION MANUAL FOR PV MODULES. Recuperado el 19 de Abril de 2017, de

Calibre de conductores: Para la selección de conductores se estimará el conductor que cumpla con regulación de tensión y pérdidas de potencia, sin embargo, al finalizar se tendrán en cuenta los calibres de conductores que se encuentran disponibles comercialmente, ver sección 5.1.2.

Profundidad de la descarga para las baterías: Se consideran baterías de ciclo profundo las cuales permiten un mayor nivel de descarga, este tipo de baterías son generalmente usadas para sistemas aislados, ya que permiten un mayor aprovechamiento de la energía almacenada con un menor número de baterías, sin perjudicar la vida útil de estas.

Por lo anterior la profundidad de descarga de las baterías será considerada del 0,8.

Peso de los equipos del sistema fotovoltaico: Por solicitud del grupo de investigación GIRG, en este diseño se considera como máximo peso por equipo individual ya sea batería o panel fotovoltaico 70 kg, ya que los equipos serán llevados hasta su lugar final de instalación (posiblemente de difícil acceso) por personas o animales de carga.

Caída de tensión: Ya que todas las cargas son en DC y además se sabe que las pérdidas porcentuales de potencia y la caída porcentual de tensión son equivalentes en corriente continua, para este diseño se consideró una caída de tensión porcentual máxima del 3% en todos los conductores de circuitos ramales.

Factor de sobredimensionamiento: Por petición del grupo de investigación GIRG se contempla un factor de sobredimensionamiento o también llamado factor de seguridad del 20% de la carga, para compensar otras pérdidas en el sistema no consideradas, por ejemplo, pérdidas por sombras parciales en los paneles, pequeñas alteraciones del consumo de potencia del telescopio, variaciones debidas a cambios climatológicos en el sitio, entre otras.

2.4 NORMATIVIDAD CONSIDERADA EN EL DISEÑO

Tal como lo presenta el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), que es de obligatorio cumplimiento en el territorio nacional, el objetivo principal en una instalación eléctrica debe ser el garantizar la seguridad, protección de las personas y preservación del medio ambiente, brindando la mayor calidad posible. El RETIE establece que el diseño de una instalación eléctrica fotovoltaica debe hacerse conforme a la sección 690 de la Norma Técnica Colombiana NTC 2050.

Alguno de los aspectos más importantes a tener en cuenta, son los siguientes apartados de la NTC 2050 especialmente la sección 690 que recopila los requisitos para este tipo de instalaciones.

2.4.1 Selección de conductores : En cuanto a regulación de tensión la norma no aclara los valores permitidos en sistemas fotovoltaicos, sin embargo, en general se toma en cuenta el artículo 210-19 tomando como fuente el módulo de paneles fotovoltaicos.

210-19: a) los conductores de circuitos ramales, la caída de tensión no debe superar el 3% del valor nominal, entre la fuente y el circuito ramal más lejano no debe ser superior al 5%.

310-16: La capacidad amperimétrica de los conductores según el tipo de aislamiento eléctrico y la temperatura nominal no debe ser menor al especificado en este numeral.

690-8: a) Para el cálculo del conductor que va desde el módulo de paneles al regulador de carga, la capacidad de tal conductor no debe ser menor al 125% de la corriente cortocircuito de la fuente de alimentación fotovoltaica.

690-8: c) Cuando existan varias tensiones en DC en las salidas y exista un único y común conductor de retorno la capacidad de este no debe ser menor a la suma de corrientes nominales de los diversos dispositivos de protección de sobrecorriente de cada una de las salidas.

2.4.2 Protección contra sobrecorriente

690-8: a) La corriente nominal o el ajuste de disparo de tal protección no debe ser menor al 125% de la corriente de cortocircuito para el módulo de paneles o la corriente nominal para unidades de acondicionamiento de energía como inversores y convertidores DC/DC.

690-9: a) Los circuitos de fuentes fotovoltaicas, salidas fotovoltaicas, unidades de acondicionamiento de energía, conductores de baterías y equipos deben tener este tipo de protección.

690-9: d) En cualquier parte DC de un sistema de energía fotovoltaico, se deben utilizar dispositivos de protección de sobrecorriente que estén certificado para su uso en corriente continua.

2.4.3 Medios de desconexión

690-15: “Se deben instalar medios que desconecten los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares de todos los conductores no puestos a tierra de todas las fuentes de energía ”

2.4.4 Puesta a tierra:

250-93: Para la selección del conductor del electrodo de puesta a tierra se debe tener en cuenta lo siguiente:

En instalaciones en DC, el conductor del electrodo de puesta a tierra no debe ser de calibre menor al del conductor de mayor calibre alimentado por la instalación.

En ningún caso el conductor del electrodo de puesta a tierra debe ser menor a 8,36 mm² (8 AWG) si es de cobre o de 13,29 mm² (6 AWG) si es de aluminio.

250-95: El Calibre de los conductores de puesta a tierra de los equipos no puede ser menor a lo indicado en la Tabla 250-95 que se determina básicamente por la corriente nominal de la protección de sobrecorriente.

690-4: c) La conexión de los paneles fotovoltaicos debe ser de manera tal que al desconectar uno de ellos no se desconecte por ninguna razón los conductores puestos a tierra de los demás paneles fotovoltaicos.

690-42: Se debe realizar en cualquier punto del circuito de salida fotovoltaico la conexión a puesta a tierra del circuito de DC, la sugerencia es que, si se ubica el punto de conexión a tierra lo más cerca posible de la fuente fotovoltaica, el sistema quedará mejor protegido contra las posibles subidas de tensión producidas por rayos.

690-43: las partes expuestas metálicas no portadoras de corriente como los marcos de paneles fotovoltaicos, equipos y encerramientos de conductores, independientemente de su tensión, se deben poner a tierra.

690-45: El conductor de puesta a tierra de equipos debe tener una sección transversal no menor a la de los conductores de los circuitos.

3. CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA Y DEL RECURSO SOLAR

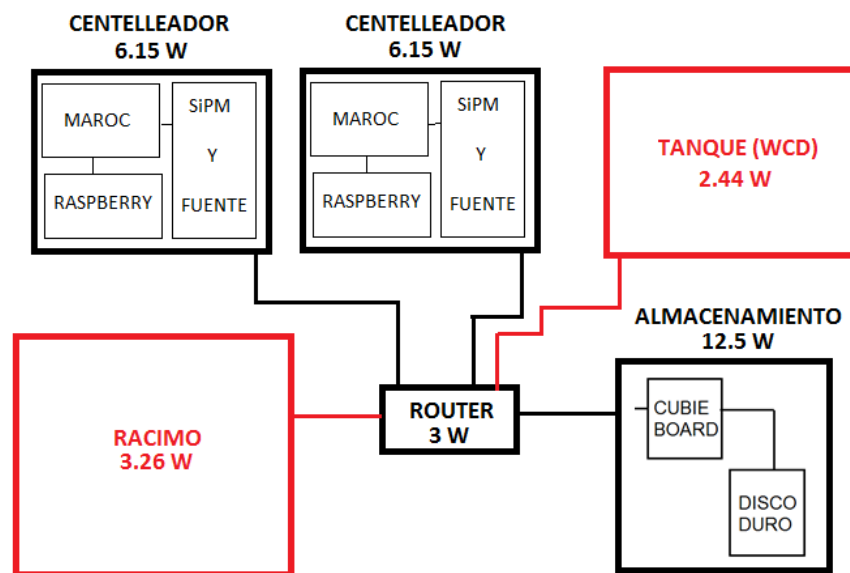
En este capítulo se muestra la caracterización del consumo energético del MuTe y sus sistemas complementarios, además se caracteriza la irradiancia promedio, días nublados y otras condiciones ambientales del sitio de instalación a partir de las bases de datos de la NASA y el IDEAM.

3.1 CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA

En esta sección se realiza la caracterización de la carga que consiste en identificar la cantidad de cargas a alimentar y sus características eléctricas como tensión, potencia y corriente, aquí es importante identificar si existen cargas a diferentes niveles de tensión en DC ya que estas requerirán una etapa de acondicionamiento de energía, es decir, de ajuste del nivel de tensión según la necesidad. Típicamente se realiza este ajuste con convertidores DC/DC.

La Figura 4 muestra los bloques de cargas caracterizadas, así como los elementos que la componen desde el punto de vista eléctrico.

Figura 4: Bloques de cargas a alimentar



Los instrumentos descritos en la figura anterior, componen los diferentes bloques de detección y procesamiento de datos del MuTe. Las potencias de los bloques presentados en color rojo fueron caracterizadas mediante medidas de tensión y corriente en su estado de operación permanente. Las potencias de los bloques presentados en color negro son tomadas de los valores nominales de tensión y corriente de las hojas de datos de los fabricantes, debido a que actualmente no se encuentran implementados o están en desarrollo.

En la Tabla 1 se presenta el resumen de las cargas identificadas que en su mayoría son tarjetas electrónicas y sensores de variables meteorológicas, además se presenta el valor de tensión en el cual deben operar.

Tabla 1: Tensiones en las cargas del sistema fotovoltaico

#	Nombre	Cantidad	Tensión en DC		
			12V	±5V	5V
1	WCD	1	x		
2	Estación meteorológica	1			x
3	Router	1			X
4	Almacenamiento	1			X
5	Maroc y Raspberry	2			X
6	Fuente y SiPM	2		X	

3.1.1 Consumo de potencia de las cargas

Para caracterizar la carga se requiere conocer el consumo de potencia activa de los equipos que se prevén alimentar con el sistema fotovoltaico. Este consumo se

puede estimar idealmente a partir de mediciones eléctricas, ya sea con multímetros, sondas, sensores o tarjetas de adquisición de datos.

Como no siempre se tienen las cargas que se pretenden alimentar como es este caso, o no se cuenta con los instrumentos apropiados para la medición, siempre y cuando no sea posible estimar este consumo con mediciones eléctricas, se recomienda recurrir a la hoja de datos de las cargas.

Como muestra la Tabla 2, algunas de las cargas se les identifico el consumo de potencia con hojas de datos mientras que otras con mediciones eléctricas (ver ANEXO A), el resultado del consumo de potencia de las cargas se muestra en el cuadro de cargas del numeral 3.1.2.

Tabla 2: Tipo de caracterización del consumo

#	Nombre	Medición	Hojas de datos
1	WCD	X	
2	Estación meteorológica	X	
3	Router		x
4	Almacenamiento		x
5	Maroc y Raspberry		x
6	Fuente y SiPM		x

3.1.2 Cuadro de cargas: La Tabla 3, muestra los equipos que componen la carga del telescopio de muones con su respectivo consumo de potencia.

Tabla 3: Listado de componentes de la carga

#	Nombre	Cantidad	Potencia [W]	Corriente [A]
1	WCD	1	2,44	0,20
2	RACIMO	1	3,29	0,66
3	ROUTER	1	3,00	0,60
4	ALMACENAMIENTO	1	12,50	2,50
5	MAROC Y RASPBERRY	2	11,70	2,34
6	FUENTE Y SiPM	2	0,60	0,06

A continuación, se presenta el cuadro de cargas donde se han propuesto tres circuitos ramales, uno por cada nivel de tensión, el calibre del conductor y la protección se seleccionaron al realizar los cálculos de pérdidas de potencia y la caída de tensión permisible del numeral 5.2.1, todo lo anterior con base en la normatividad presentada en el numeral 2.4.1.

Tabla 4: Cuadro de cargas

#	Nombre	Potencia [W]	Corriente [A]	Calibre AWG	Protección [A]
1	Ramal de 5 V	30,49	2,54	12	1X4
2	Ramal de ± 5 v	0,60	0,05	14	1X1
3	Ramal de 12 v	2,44	0,20	14	1X1

Nota: Se consideraron estas protecciones para los ramales de 5 V y ± 5 V, debido a que la Norma NTC 2050, exige este tipo de protección para acometidas que lleven convertidores DC/DC, además se considera protección para el circuito ramal de 12 V.

3.2 CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR

Las condiciones ambientales del sitio de instalación definen las restricciones, criterios y características más relevantes del diseño, ya que según el sitio de ubicación y su microclima se pueden obtener parámetros de diseño importantes como días nublados, irradiancia promedio mensual y temperatura promedio entre otros, a continuación, se muestra las condiciones climatológicas del volcán Cerro Machín que será el lugar de instalación del sistema fotovoltaico.

3.2.1 Sitio de instalación: Para el sistema de generación fotovoltaico del telescopio de muones diseñado en este proyecto, el grupo GIRG realizó un estudio en compañía de la escuela de geología de la universidad, para determinar la ubicación del telescopio en algunos posibles lugares con actividad volcánica dentro del territorio nacional y determinó que el lugar más adecuado para la instalación es el volcán Cerro Machín, suministrándonos así las coordenadas del sitio de instalación para el proyecto:

Latitud: 4° 29' 9.87" N

Longitud: 75° 22' 40.39" O

Elevación: 2507 msnm

En la Figura 5, se muestra una foto del Volcán Cerro Machín, donde el posible sitio de instalación se encuentra señalado con un círculo rojo.

Figura 5: Vista panorámica del volcán Cerró Machín



Tomada de Servicio Geológico Colombiano

Modificada por: Grupo de Investigación GIRG

Para estimar las condiciones climatológicas del sitio de instalación se tuvieron en cuenta dos bases de datos consultadas IDEAM ¹¹ y NASA ¹², sin embargo, para el diseño se escogió los datos presentados por la base de datos de la NASA ya que presentan una mejor precisión con respecto a la base de datos del IDEAM y además cuenta con 22 años de observación climatológica.

¹¹ Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia. (IDEAM). (s.f.). Atlas Interactivo. Recuperado el 27 de Diciembre de 2016, de <http://atlas.ideam.gov.co>

¹² National Aeronautics and Space Administration. (s.f.). Surface meteorology and Solar Energy. Recuperado el 27 de Diciembre de 2016, de A renewable energy resource web site.: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?skip@larc.nasa.gov>

3.2.2 Base de datos NASA: En las siguientes tablas se presentan algunas condiciones climatológicas obtenidas de la base de datos de la NASA que se tendrán en cuenta para el diseño.

Tabla 5: Irradiancia promedio mensual en cercanías al volcán Cerro Machín

Irradiancia promedio mensual incidente en una superficie horizontal [kWh/m ² /día]												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Promedio 22 años	4,55	4,72	4,76	4,51	4,51	4,59	4,92	4,97	4,8	4,56	4,44	4,37

Como se aprecia en la Tabla 5, se tiene un mínimo de irradiancia promedio de 4,37 kWh/m²/día y un máximo de 4,97 kWh/m²/día los cuales se presentan en los meses de diciembre y agosto respectivamente.

Tabla 6: Número de días nublados en cercanías al volcán Cerro Machín

Número de días nublados												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Promedio 22 años	4,56	3,55	2,66	4,64	1,98	3,39	2,52	4,74	2,75	4,28	3,91	5,46

La Tabla 6 muestra que la mayor cantidad de días nublados (5,46 días) seguidos ocurren en el mes de diciembre, lo cual tiene sentido ya que es el mes en cual el valor de irradiancia promedio toma el valor más bajo.

Tabla 7: Promedio mensual de la temperatura ambiente en cercanías al volcán Cerro Machín

Promedio mensual de la temperatura ambiente a 10 m sobre la superficie de la tierra [°C]												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Promedio 22 años	19,7	20,3	20,3	20,3	20,2	20	20,3	21,1	21	20,1	19,4	19,5
Mínimo	17,1	17,4	17,5	17,6	17,4	17,1	17,1	17,6	17,7	17,4	17,1	17,1
Máximo	22,9	23,6	23,4	23,1	23,1	23	23,7	24,8	24,5	23	21,9	22,2

Examinando la Tabla 7, se concluye que para este dimensionamiento no se requiere hacer corrección por temperatura para la selección de conductores, debido a que en ningún mes del año se espera que el valor de temperatura sobrepase el valor de temperatura de 30 °C

Tabla 8: Promedio mensual de precipitación en cercanías al volcán Cerro Machín

Promedio mensual de precipitación [mm/día]												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Promedio 22 años	3,87	4,33	5,19	8,59	8,46	7,33	6,04	5,49	7,16	8,19	7,63	4,99

Los datos presentados en la Tabla 8, son valores de precipitación promedio mensual, los cuales a pesar de que no afectan el proceso de dimensionamiento del sistema fotovoltaico, si deben ser considerados para la etapa de mantenimiento de los paneles fotovoltaicos, debido a que si no se cuenta con precipitación suficiente

la limpieza de estos deberá provenir de fuentes externas ya sean automatizadas o manuales.

Nota: estos valores de precipitación promedio mensual son considerados como buenos tomando como referencia la ciudad de Bucaramanga la cual posee un promedio multianual de 3,50 mm/día¹³, comparada con el sitio de instalación en el volcán Cerro Machín que será de 6,44 mm/día es decir un 84% mayor a la de Bucaramanga.

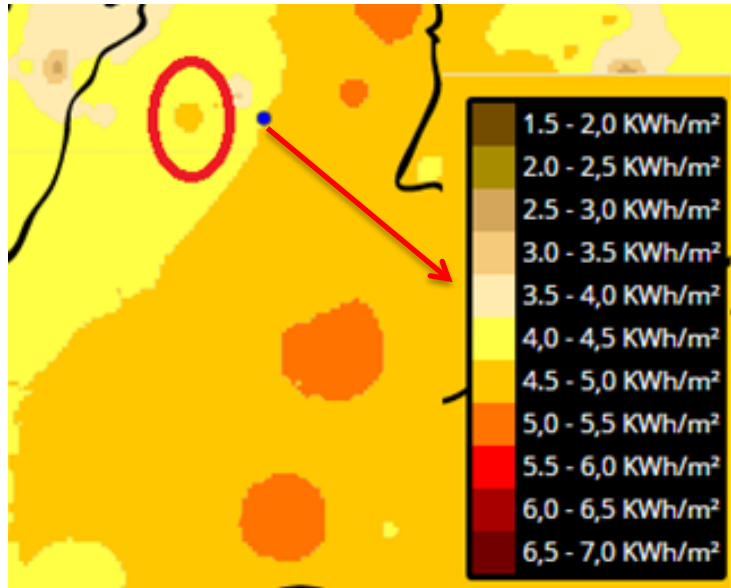
3.2.3 Base de datos IDEAM: También se realizó la consulta de las bases climatológicas del IDEAM¹⁴, de la cual se obtuvo datos sobre irradiancia promedio mensual y días nublados, los cuales se presentan a continuación.

La Figura 6 muestra que la Irradiancia promedio toma un valor entre 4,5 kWh/m² y 5 kWh/m², con base a esto se decide tener en cuenta para el dimensionamiento la base de datos de la NASA y omitir la base de datos de IDEAM, debido a que no se tiene una precisión adecuada, sin embargo, los valores mostrados por la base de datos del IDEAM son útiles para contrastar con los presentados por la NASA.

¹³ Pinto, G. A. (2011). USO RACIONAL DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL DISEÑO DE APLICACIONES SOSTENIBLES EN EL EDIFICIO ELÉCTRICA II DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga.

¹⁴ Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia. (IDEAM). (s.f.). Atlas Interactivo. Recuperado el 27 de Diciembre de 2016, de <http://atlas.ideam.gov.co>

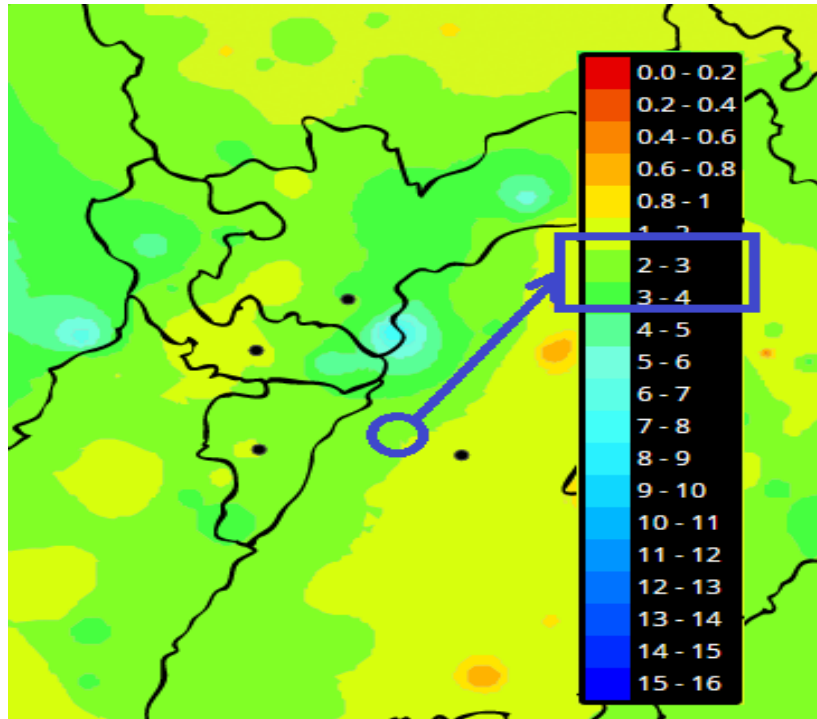
Figura 6: Irradiancia promedio mensual



Datos IDEAM estación en la ciudad de Ibagué (círculo azul) y radiómetros en zonas aledañas al volcán Cerro Machín (círculo rojo).

Similarmente a La Figura 6, la Figura 7 muestra que la cantidad de días nublados toma un valor entre 3 y 4 días, por la cual se afirma una vez más la decisión de tener en cuenta los datos de la base de datos de la NASA y omitir la base de datos de IDEAM, debido a que no se tiene una precisión adecuada para el dimensionamiento.

Figura 7: Días nublados



Datos IDEAM radiómetros en zonas aledañas al volcán Cerro Machín (circulo azul).

3.2.4 Declaración de los parámetros del recurso solar para el diseño: Para el diseño del sistema se requiere definir dos principales indicadores del recurso solar, las Horas Pico Solares (HPS) que equivalen al promedio de irradiancia mensual y los días nublados, que son conocidos también como días sin brillos solar o días opacos entre otros nombres.

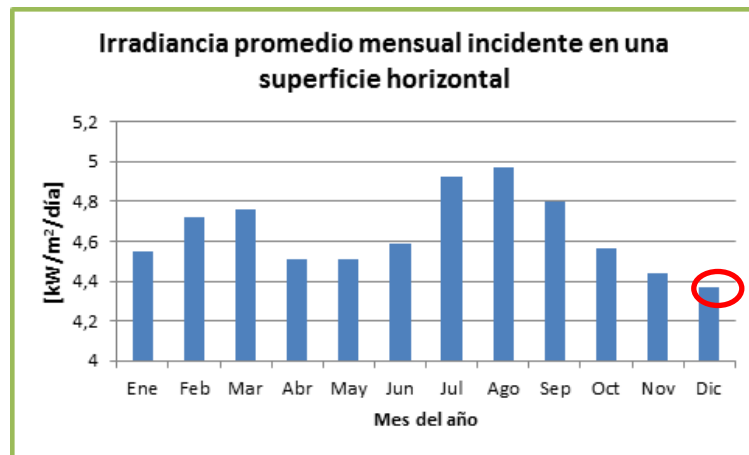
Teniendo en cuenta que el valor de las HPS nos define la energía promedio en un mes, se selecciona el valor más bajo ya que este corresponde al mes crítico que se debe tener en cuenta en el diseño.

Similarmente los días nublados nos permiten identificar la cantidad de días de autonomía que se requieren en el sistema de almacenamiento para que no falte

energía para la carga debido a una prolongada ausencia de irradiancia, por lo cual se escoge el mes con el mayor valor en un año.

En las Figuras 8 y 9 se muestra el valor de estas dos variables¹⁵ tomadas en cuenta para el diseño (círculo rojo).

Figura 8: Irradiancia promedio mensual incidente en una superficie horizontal

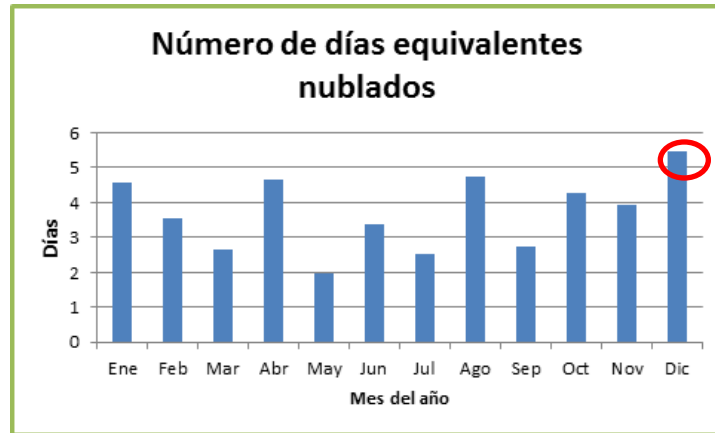


Como se mencionó anteriormente para el diseño se toman como HPS, la menor irradiancia mensual promedio del año, para este caso, como muestra la Figura 8, corresponde al mes de diciembre y toma el valor de **4,37 kWh/m²/día**.

En este diseño se considera el máximo número de días nublados que corresponden al mes de diciembre con un valor **5,46 días**. Este valor se redondea a **6 días**, los cuales se definen como los días de autonomía requeridos en el sistema de almacenamiento.

¹⁵ National Aeronautics and Space Administration. (s.f.). Surface meteorology and Solar Energy. Recuperado el 27 de Diciembre de 2016, de A renewable energy resource web site.: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?skip@larc.nasa.gov>

Figura 9: Número de días nublados



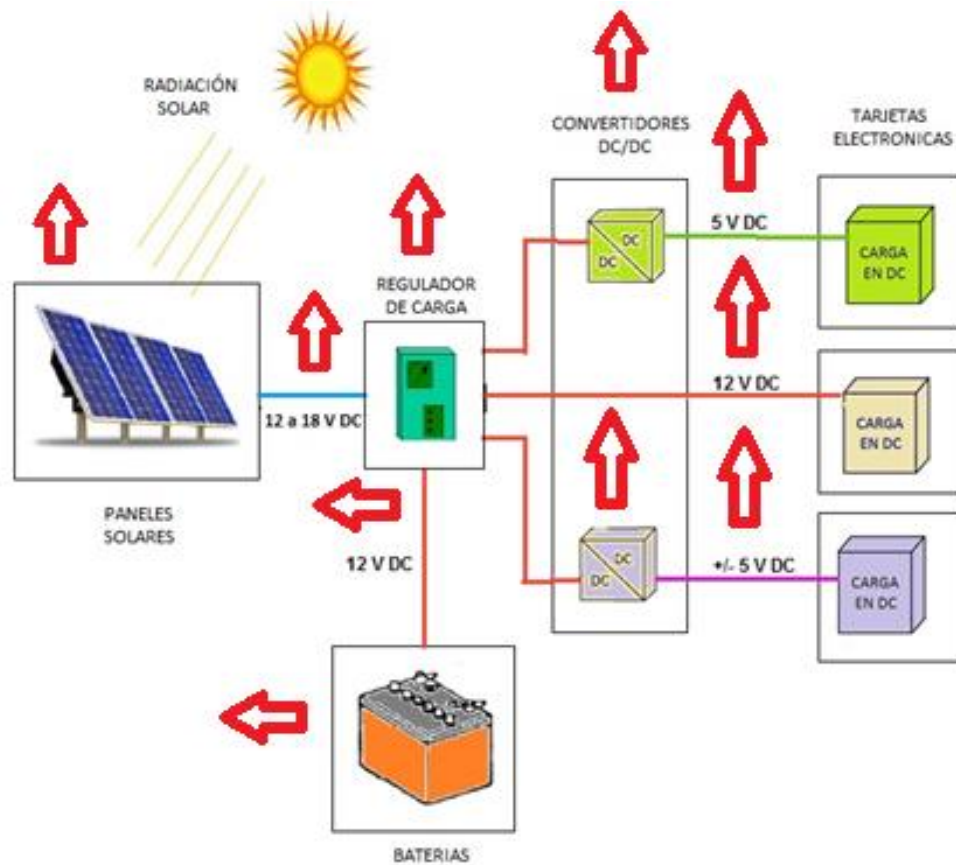
Como adicional al proyecto y a petición del grupo de investigación GIRG, se realizó un script para calcular el valor de las HPS a partir del formato de datos que se obtiene la estación meteorológica del MuTe, este script además de calcular el valor de las horas pico solares muestra dos gráficos los cuales permiten visualizar los datos de irradiancia, ver ANEXO B.

4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA

A continuación, se muestra el dimensionamiento de los equipos fotovoltaicos como paneles, baterías y regulador de carga para finalmente realizar una verificación del sistema dimensionado incluyendo el consumo de potencia de las protecciones eléctricas, además se incluye un análisis de la autonomía del sistema de almacenamiento.

Para el dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos y el sistema de almacenamiento, en donde se consideran un conjunto de pérdidas en el sistema las cuales se presentan en la Figura 10 (flechas rojas).

Figura 10: Pérdidas consideradas en el sistema fotovoltaico en DC aislado



Para el proceso de dimensionamiento se consultaron varios métodos presentados en [5], [9] y [10]. Pero los métodos consultados no incluían todos los factores de pérdidas que se consideraron podían presentarse en el sistema fotovoltaico diseñado, por este motivo el método de dimensionamiento que se usó para el diseño, está basado en el método presentado en [5] pero con algunos factores de pérdidas modificados o agregados los cuales se presentan en la Tabla 9.

Tabla 9. Factores utilizados para el dimensionado de paneles fotovoltaicos.

FACTORES SEGÚN MESSENGER		
Nombre	Abreviatura	Valor
Eficiencia del ciclo de carga y descarga de las baterías	η_{CDB}	0,95
Factor de sobredimensionamiento	FS	0,2
Disponibilidad de la batería (Profundidad de descarga)	DB	0,8
Eficiencia del regulador de carga (En carga y descarga)	η_{RC}	0,95
FACTORES MODIFICADOS		
Eficiencia por calentamiento de los paneles	η_{CP}	0,86
Eficiencia por pérdida en conductores en salida del panel	η_{PP}	0,98
Eficiencia por pérdida en conductores en las baterías	η_{PB}	0,97
Eficiencia por pérdida en conductores en las cargas	η_{PC}	0,98

4.1 CALCULO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA MÁXIMA DIARIA

Para realizar el cálculo de la energía máxima diaria Wh/día, se multiplican los valores de potencia mostrados en la Tabla 3 del numeral 3.1.2 por la cantidad de las horas de uso diario de cada uno de los elementos y/o equipos que conforman la carga, que en este caso es de 24 horas para todas las cargas, los resultados se presentan en la Tabla 9. Finalmente, la suma de estos valores de energía arroja el valor de energía promedio por día en Wh/día que se requiere suministrar a las cargas.

Tabla 10: Calculo de la energía máxima diaria

#	Nombre	Cantidad	Potencia [W]	Horas de uso diario [h]	Energía [Wh]
1	WCD	1	2,44	24	58,57
2	RACIMO	1	3,29	24	79,04
3	ROUTER	1	3,00	24	72,00
4	ALMACENAMIENTO	1	12,50	24	300,00
5	MAROC Y RASPBERRY	2	11,70	24	280,80
6	FUENTE Y SiPM	2	0,60	24	14,40
Total:					804,80

4.2 DIMENSIONAMIENTO DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

Para esta sección se tuvo en cuenta la serie de paneles fotovoltaicos de la marca *VICTRON ENERGY BlueSolar Poly cristalline*, con potencias entre los 20 W y 290 W, ver Figura 10 para detallar las características eléctricas principales.

Figura 11: Serie de paneles fotovoltaicos VICTRON ENERGY

Article Number	Description	Net weight	Electrical data under STC (1)				
			Nominal Power	Max-Power Voltage	Max-Power Current	Open-Circuit Voltage	Short-Circuit Current
			PMPP	VMPP	IMPP	Voc	Isc
		Kg	W	V	A	V	A
SPP030201200	20W-12V Poly 480x350x25 mm series 3a	2.2	20	18	1.11	22.5	1.23
SPP030301200	30W-12V Poly 410x670x25 mm series 3a	3.7	30	18	1.67	22.5	1.85
SPP030401200	40W-12V Poly 450x670x25mm series 3a	4.2	40	18	2.22	22.5	2.46
SPP030501200	50W-12V Poly 540x670x25 mm series 3a	4.3	50	18	2.78	22.2	3.09
SPP030801200	80W-12V Poly 840x670x35 mm series 3a	6.8	80	18	4.44	21.6	5.06
SPP031001200	100W-12V Poly 1000x670x35 mm series 3a	8.9	100	18	5.56	21.6	6.32
SPP031401200	140W-12V Poly 1480x673x35 mm series 3a	12	140	20	7.78	21.6	8.85
SPP032502001	250W-20V Poly 1640x992x40mm series 3b	17	250	30	8.33	36.75	8.94
SPP032602000	260W-20V Poly 1640x992x40mm series 3a	17	260	30	8.67	36.75	9.30
SPP032902400	290W-24V Poly 1956x992x45 mm series 3a	24	290	36	8.06	44,10	8.56

Module	SPP 030201200	SPP 030301200	SPP 030401200	SPP 030501200	SPP 030801200	SPP 031001200	SPP 031401200	SPP 032502400	SPP 032602000	SPP 032902400
Nominal Power (± 3% tolerance)	20W	30W	40W	50W	80W	100W	140W	250W	260W	290W
Cell type	Polycrystalline									
Number of cells in series	36						60	60	72	
Maximum system voltage (V)	1000V									
Temperature coefficient of PMPP (%)	-0.47/°C		-0.48/°C		-0.48/°C		-0.48/°C		-0.47/°C	
Temperature coefficient of Voc (%)	-0.34/°C		-0.34/°C		-0.34/°C		-0.35/°C		-0.34/°C	
Temperature coefficient of Isc (%)	+0.045/°C		+0.037/°C		+0.037/°C		+0.037/°C		+0.045/°C	
Temperature Range	-40°C to +85°C									

4.2.1 Configuración del arreglo fotovoltaico: Una forma de calcular el número de paneles en serie (NPS) que se conectara en el arreglo fotovoltaico es utilizando la relación mostrada en la Ecuación ¹⁶(1), este valor resultante se aproxima al entero superior:

$$NPS = \frac{V_{NB}}{V_{CA}} \quad (1)$$

Dónde:

V_{NB} : Voltaje nominal del arreglo de baterías en [V].

V_{CA} : Voltaje de circuito abierto o tensión de vacío de los paneles en [V].

¹⁶ Aparicio, M.P. (2010). Energía solar fotovoltaica: Calculo de una instalación aislada. Marcombo.

De (1) y tomando el valor de $V_{NB}=12\text{ V}$ y $V_{CA}=21,6\text{ V}$ se tiene que:

$$NPS = \frac{12\text{ V}}{21,6\text{ V}} = 0,56$$

El resultado se aproxima a 1 ya que NPS solo puede tomar valores enteros, de manera que la configuración del arreglo será de un panel en serie, por cada ramal en paralelo.

Este resultado permite resaltar los beneficios de conectar el arreglo de paneles exclusivamente en paralelo, por ejemplo, de esta forma se puede realizar individualmente el montaje y desmontaje de un panel fotovoltaico para su mantenimiento, reparación o reemplazo, sin afectar el funcionamiento de los demás paneles conectados en el arreglo

4.2.2 Corrección por temperatura debido al calentamiento de las celdas

solares: Se sabe que la temperatura de las celdas (T_C) afecta la eficiencia de los paneles fotovoltaicos debido al calentamiento de estos, es decir, a medida que aumenta la temperatura de las celdas, la potencia de generación disminuye. Por tanto es necesario cuantificar el valor esperado de la temperatura de las celdas para así calcular cuánto se disminuye la potencia nominal debido al aumento de temperatura por encima del valor de temperatura de condiciones estándar (T_{STC})

que normalmente es de 25 °C. El valor de (T_C) se puede calcular utilizando la Ecuación¹⁷ (2) .

$$T_C = T_A + \left(\frac{NOCT-20}{0,8} \right) * G \quad (2)$$

El factor η_{CP} es calculado usando la Ecuación (3), donde β es el coeficiente de ajuste de la potencia nominal por temperatura proporcionado por el fabricante y presentado en la Figura 10, para este cálculo se considera la temperatura ambiente máxima (T_A) del mes de diseño (Diciembre) el cual tiene un valor de 22,2 °C y la temperatura nominal de operación de las celdas (NOCT) el cual tiene un valor aproximado de 45 °C [12] y un valor de irradiancia (G) de 1 kW/m².

$$\eta_{CP} = 1 + \frac{\beta}{100\%} * (T_C - T_{STC}) \quad (3)$$

Remplazando los valores mencionados anteriormente en (2) y (3), se tiene que:

$$T_C = 22,2 + \left(\frac{45 - 20}{0,8} \right) * 1 = 53,75 \text{ °C}$$

¹⁷ Roger A. Messenger & Jerry Ventre. (2005). Photovoltaic Systems Engineering, Second Edition. Florida U.S. Taylor & Francis e-Library.

$$\eta_{CP} = 1 + \frac{-0,48 \text{ \%/}^\circ\text{C}}{100\%} * (53,75^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 0,86$$

4.2.3 Cálculo de la potencia requerida en paneles: La expresión (4) muestra el cálculo de la energía necesaria a la salida del regulador de carga, es decir, se calcula el consumo total de energía de las cargas teniendo en cuenta las pérdidas en los convertidores DC/DC que alimentan las cargas a tensión distinta de 12 V.

Se toman las energías de cada una de las cargas presentadas en el numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, para los convertidores DC/DC se consideró una eficiencia del 95%, el cual es un valor típico o estándar, pero según el fabricante puede ser un poco mayor o menor.

$$E_C = E_X + \frac{E_Y}{\eta_{DCDC}} \quad (4)$$

Dónde:

E_C : Energía de la carga considerando los convertidores DC/DC en [Wh].

E_X : Energía de la carga que no requiere convertidores DC/DC en [Wh].

E_Y : Energía de la carga que requiere convertidores DC/DC en [Wh].

η_{DCDC} : Eficiencia de los convertidores DC/DC.

De (2) y con el valor de $E_X = 58,57 \text{ Wh}$ y $E_Y = 746,24 \text{ Wh}$ se tiene que:

$$\underline{E_C = 844,08 \text{ Wh.}}$$

Teniendo en cuenta la Figura 10, en la Tabla 9 se presentaron los factores de entrada utilizados para el dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos con una breve justificación.

Los factores η_{PP} , η_{PB} y η_{PC} , se calculan a partir de las pérdidas de potencia porcentuales en los conductores mostradas en la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, por ejemplo las pérdidas porcentuales en los paneles son del 1,67%, es decir aproximadamente 2%, luego el valor de $\eta_{PP}=0,98$.

La energía total que deben entregar los paneles a las cargas (E_{TP}) teniendo en cuenta las pérdidas de potencia en Wh se calcula usando (5), ecuación que fue modificada del Roger A. Messenger & Jerry Ventre¹⁸.

$$E_{TP} = E_C * \frac{(1+F_s)}{\eta_{CDB} * \eta_{PP} * \eta_{PB} * \eta_{PC} * \eta_{CP} * \eta_{RC}} \quad (5)$$

De (5) y con el valor de $E_C= 844,08 \text{ Wh}$ y los factores de la Tabla 10 se tiene que:
 $E_{TP}= 1399,19 \text{ Wh}$

Para dimensionar la potencia de los paneles se requiere conocer el valor de las HPS para el mes crítico y el valor nominal de tensión de los paneles (valor de tensión en el punto de máxima potencia) que se irán a utilizar. Considerando la serie de paneles mostrados en la Figura 10, la tensión nominal de los paneles en el rango de 20W-290W es de 18V-36V, cada fabricante de paneles fotovoltaicos entrega el

¹⁸ Roger A. Messenger & Jerry Ventre. (2005). Photovoltaic Systems Engineering, Second Edition. Florida U.S. Taylor & Francis e-Library.

valor de tensión nominal de sus equipos, (6) y (7) muestran como calcular el valor de potencia requerida en paneles y su valor de corriente nominal.

$$P_P = \frac{E_{TP}}{HPS} \quad (6)$$

$$C_P = \frac{P_P}{V_{NP}} \quad (7)$$

Dónde:

P_P : Potencia nominal de los paneles en Watts pico en [Wp].

C_P : Corriente nominal de los paneles en Amperes pico en [Ap].

V_{NP} : Tensión nominal del panel en [V].

HPS: Horas pico solares críticas.

Considerando las HPS=4,37 se tiene que, $P_P= 320,18$ Wp. Tomando como valor de tensión nominal 18 V, 20 V, 30V y 36 V de los valores de la Figura 10, se tiene que, $C_P= 17,79$ Ap, 16,01 Ap, 10,67 Ap y 8,89 Ap respectivamente para cada uno de los valores de tensión nominal.

4.2.4 Selección de la cantidad de paneles fotovoltaicos: Para la selección de la cantidad y características de los paneles fotovoltaicos, como lo muestra la Tabla 11 se realizan posibles configuraciones de paneles fotovoltaicos de la serie de VICTRON ENERGY presentada en la Figura 11.

Según los criterios definidos anteriormente en la sección 2.3.3, es posible seleccionar la cantidad de paneles fotovoltaicos en paralelo ya sea por la cantidad máxima que se quiera, el peso máximo para el momento de cargarlos al sitio de instalación (esto cuando el acceso no sea tan sencillo como lo es en los complejos volcánicos) o por potencia sobrante, es decir diferencia de la suma de las potencias

pico de los paneles seleccionados y la potencia pico requerida del generador fotovoltaico (Pp).

Teniendo en cuenta los criterios anteriores de la sección 3.2.3, el peso de los paneles no es una limitante, por tanto se tiene como criterio final que el número de paneles este entre 3 y 4 por criterio de los diseñadores y la potencia sobrante no supere los 100 Wp, por lo cual se escogió la opción 2 de la Tabla 11 es decir 4 paneles de 100 Wp, tensión nominal de 18 V y corriente nominal de 5,56 Ap y peso de 4,3 kg por panel.

Tabla 11: Selección de paneles fotovoltaicos

#	Potencia nominal [Wp]	Tensión nominal [V]	Corriente nominal [Ap]	Cantidad requerida	Potencia sobrante [Wp]	Peso del panel [kg]	Peso total [kg]
1	50	18	2,78	8	79,82	4,3	34,4
2	100	18	5,56	4	79,82	8,9	35,6
3	140	20	7,78	3	99,82	12,0	36,0
4	250	30	8,33	2	179,82	17,0	34,0

Datos tomados de anexo G.

4.3 CALCULO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

De forma similar al proceso utilizado para el dimensionado de los paneles fotovoltaicos, se calcula la capacidad de almacenamiento teniendo en cuenta los siguientes factores mostrados en la Tabla 12.

Tabla 12: Factores utilizados para el dimensionado de la capacidad de almacenamiento

FACTORES IMPORTANTES			
Nombre	Abreviatura	Valor	JUSTIFICACIÓN
Eficiencia del ciclo de carga y descarga de las baterías	η_{CDB}	0,95	Valor típico de dimensionamiento ³
Eficiencia en conductores en las baterías	η_{PB}	0,97	Criterio del diseñador
Eficiencia en conductores en las cargas	η_{PC}	0,98	Criterio del diseñador
Disponibilidad de la batería (Profundidad de descarga)	D_B	0,8	Criterio del diseñador
Factor de sobredimensionamiento	F_s	0,2	Criterio del diseñador
Eficiencia del regulador de carga (En carga y descarga)	η_{RC}	0,95	Valor típico según fabricantes

En este diseño se consideran las características eléctricas de las baterías de descarga profunda AGM de la compañía MTEK, las cuales tienen capacidades de energía en Ah en el rango de 7,5 Ah a 1000 Ah.

Además de los factores de la Tabla 12 es necesario conocer los días de autonomía requeridos, estos pueden ser escogidos a partir de la mayor cantidad de días nublados en un mes, según criterios económicos, peso u otros, para este caso serán escogidos según los días nublados críticos es decir el mes con la mayor cantidad de días nublados.

3. η_{CDB} : Valor comúnmente utilizado en Aparicio, M.P. (2010). Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada. Marcombo.

La capacidad de almacenamiento requerido por el sistema en un día (C_A) se calcula mediante (8) modificada²⁰.

$$C_A = \frac{E_C * (1 + F_S)}{\eta_{PB} * \eta_{CDB} * \eta_{RC} * \eta_{PC} * D_B} \quad (8)$$

La capacidad de almacenamiento total con la que contara el sistema (C_{AT}) se calcula utilizando (9).

$$C_{AT} = \frac{C_A * D_A}{V_{NB}} \quad (9)$$

Dónde:

D_A : Número de días de autonomía.

V_{NB} : Tensión nominal del banco de baterías en [V].

De las ecuaciones (8) y (9) con $D_A=6$, y $V_{NB}=12$ V, se tiene que:

$$\underline{C_A = 1472,75 \text{ Wh}}$$

$$\underline{C_{AT} = 736,38 \text{ Ah}}$$

²⁰ Roger A. Messenger & Jerry Ventre. (2005). Photovoltaic Systems Engineering, Second Edition. Florida U.S. Taylor & Francis e-Library.

Es posible seleccionar la cantidad de baterías para el banco de almacenamiento según criterios como capacidad sobrante, peso, limitaciones de espacio, entre otros.

La capacidad sobrante se define en este documento como la diferencia entre la suma de las capacidades en Wh de las baterías seleccionadas y la requerida calculada en el diseño (C_{AT}).

Según los criterios presentados anteriormente para este caso se seleccionó la opción 5 de la Tabla 13 y se verifica que el peso máximo posible por unidad de batería no supere el máximo presentado en la sección 3.2.3, es decir se seleccionó 4 baterías de 205 Ah con un peso de 65 kg por batería y una profundidad de descarga del 80%.

Tabla 13: Selección de la cantidad de baterías requeridas

Tensión nominal de las baterías [V]	12				
#	Capacidad [Ah]	Cantidad requerida	Capacidad sobrante [Ah]	Peso [kg]	Peso total [kg]
1	33	23	22,62	10,2	234,6
2	75	10	13,62	23	230
3	100	8	63,62	27	216
4	155	5	38,62	46	230
5	205	4	83,62	65	260
6	255	3	28,62	78	234

Datos de peso y capacidad tomados de anexo H.

4.4 DIMENSIONAMIENTO DEL REGULADOR DE CARGA

Como lo muestra la Tabla 14, se elige el regulador de carga por la potencia nominal de los paneles que en este diseño será de cuatrocientos Wp, ya que este valor es uno de los más importantes al seleccionarlo.

Se debe verificar que la tensión máxima de operación del regulador de carga supere la tensión de circuito abierto del arreglo fotovoltaico, ya que algunos reguladores de carga poseen protecciones de sobretensión, pero otros no, lo cual podría ser una fuente de daño del dispositivo.

Para los reguladores de carga con tecnología MPPT como el considerado en este proyecto, la tensión en el punto de máxima potencia es expresada en un rango y este debe coincidir con la tensión de operación de máxima potencia expresada en la hoja de datos del panel fotovoltaico.

Tabla 14: Dimensionamiento del regulador de carga

DIMENSIONAMIENTO DE REGULADOR DE CARGA	
Potencia del arreglo [W]	400
Potencia máxima del regulador [W]	440
Rango de tensiones de entrada [V]	15-80
Tensión nominal del regulador [V]	12

Datos tomados de anexo I.

4.5 VERIFICACIÓN DEL DIMENSIONAMIENTO

Al finalizar el dimensionamiento se debe proceder a seleccionar el listado de equipos que conformaran la instalación, como son la cantidad de paneles fotovoltaicos, baterías, protecciones de sobrecorriente, diodos de bloqueo entre otros. Sin embargo, el consumo de las protecciones eléctricas de sobrecorriente y

los diodos de bloqueo no fueron considerados en el diseño ya que no se conocía la cantidad ni el tipo de estos por lo que la cantidad y tipo de estas protecciones se obtienen al finalizar el dimensionamiento de paneles y baterías.

Al finalizar el procedimiento de dimensionamiento y la selección de protecciones de sobrecorriente y diodos de bloqueo, se sugiere verificar que el sistema dimensionado logre suplir el consumo de potencia de estos dispositivos, esto debido a que el consumo de las protecciones eléctricas es relevante para el diseño por los bajos niveles de potencia del sistema.

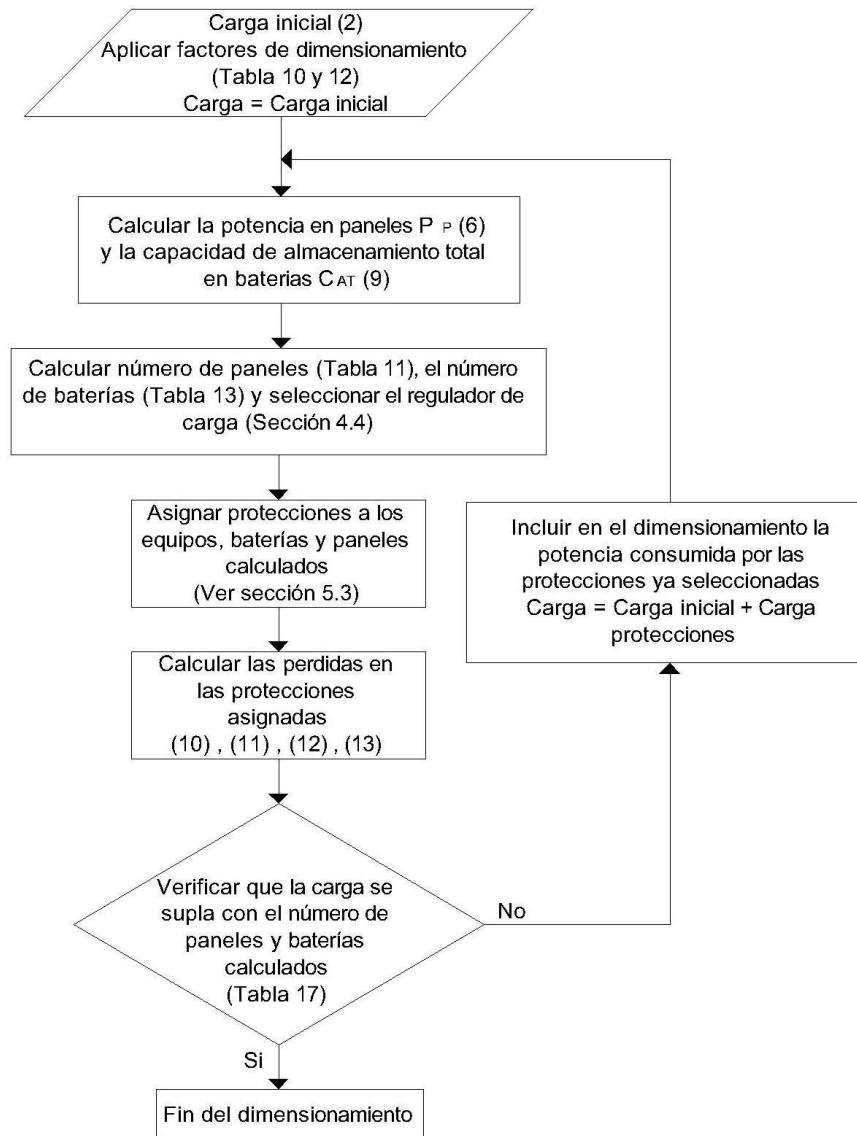
Por tanto, se procede a realizar un proceso iterativo de dimensionamiento como lo muestra la Figura 12, en donde al finalizar se obtiene el número de paneles y baterías que logren suplir el consumo de potencia tanto de las cargas como de las pérdidas de las protecciones eléctricas de sobrecorriente y los diodos de bloqueo.

Por lo cual se define como carga inicial la energía consumida por las cargas (E_c) valor el cual tiene en cuenta las pérdidas en los convertidores DC/DC, pero sin considerar las pérdidas de energía en las protecciones ubicadas en los diferentes puntos del sistema.

Para calcular las pérdidas de energía de las protecciones de sobrecorriente tipo termomagnética se realiza un análisis teniendo en cuenta la potencia nominal de la protección y realizándole una corrección del consumo según la corriente que circulará por el dispositivo.

Finalmente según el sitio de instalación ya sea en los paneles, en las baterías o en las cargas, se les multiplica por una cantidad determinada de horas que son modeladas utilizando el valor de las HPS del mes de diseño y tomaran los siguientes valores, para protecciones ubicadas en los paneles igual al valor de las HPS, para protecciones de baterías un valor de veinticuatro menos las HPS y para protecciones de las cargas igual a veinticuatro horas

Figura 12: Diagrama de flujo para verificar el dimensionamiento



Nota: Los elementos y/o equipos del sistema como por ejemplo protecciones de sobrecorriente, diodos de bloqueo, baterías, paneles fotovoltaicos, se pueden observar en detalle en el ANEXO D Y E.

Para obtener el valor de consumo de energía de las protecciones eléctricas, ver expresiones (10), (11), (12) y (13).

Para el cálculo del consumo de energía de los diodos se utiliza la expresión (13), que tiene en cuenta una caída de tensión en el diodo y la corriente nominal que circulará por este elemento y finalmente se multiplica por la cantidad de horas que estará en uso el cual se modela mediante las HPS.

Para el cálculo de las pérdidas en las protecciones tipo fusible se considera el valor de consumo de potencia a un 80% de su corriente nominal, valor para el cual fueron diseñadas en este proyecto con el objetivo que su consumo fuera bajo con respecto al de la carga, estos valores vienen dados por el fabricante.

$$Per_{EPP} = \left[N_P * Per_{NPP} * \left(\frac{I_{maxP}}{I_{nPP}} \right)^2 + Per_{NPBP} * \left(\frac{I_{maxBP}}{I_{nBP}} \right)^2 \right] * HPS \quad (10)$$

$$Per_{EPB} = \left[N_B * Per_{NPB} * \left(\frac{I_{maxB}}{I_{nPB}} \right)^2 + Per_{NPBB} * \left(\frac{I_{maxBB}}{I_{nPB}} \right)^2 \right] * (24 - HPS) \quad (11)$$

$$Per_{EPC} = \left(Per_{NPCT} * \left(\frac{I_{maxC}}{I_{nPC}} \right)^2 + Per_F \right) * 24 \quad (12)$$

$$Per_{ED} = N_p * \Delta V * I_{maxP} * HPS \quad (13)$$

Dónde:

Per_{NPP} : Pérdida de potencia nominal de la protección de los paneles en [W].

Per_{NPBP} : Pérdida de potencia nominal de la protección del barraje de paneles en [W].

Per_{NPB} : Pérdida de potencia nominal de la protección de las baterías en [W].

Per_{NPBB} : Pérdida de potencia nominal de la protección del barraje de baterías en [W].

P_{eNPC} : Pérdida de potencia nominal de la protección de las cargas en [W].

P_{eF} : Pérdida de potencia nominal de las protección tipo fusible en [W].

I_{maxP} : Corriente máxima que pasara por la protección de paneles en [A].

I_{maxBP} : Corriente máxima que pasara por la protección del barraje de paneles en [A].

I_{maxB} : Corriente máxima que pasara por la protección de baterías en [A].

I_{maxBB} : Corriente máxima que pasara por la protección del barraje de las baterías en [A].

I_{maxC} : Corriente máxima que pasara por la protección de las cargas en [A].

I_{nPP} : Corriente nominal de la protección de los paneles en [A].

I_{nBPP} : Corriente nominal de la protección del barraje de paneles en [A].

I_{nPB} : Corriente nominal de la protección de las baterías en [A].

I_{nPBB} : Corriente nominal de la protección del barraje de baterías en [A].

I_{nPC} : Corriente nominal de la protección de las cargas en [A].

P_{eEPP} : Pérdidas de energía en protecciones de paneles en [Wh/día].

P_{eEPB} : Pérdidas de energía en protecciones de baterías en [Wh/día].

P_{eEPC} : Pérdidas de energía en la protección de la carga en [Wh/día].

P_{eED} : Pérdidas de energía en diodos en [Wh/día].

N_P : Numero de paneles en paralelo.

N_B : Numero de baterías en paralelo.

HPS: Horas pico solares del mes crítico o de diseño.

ΔV : Caída de tensión del diodo en V.

Nota: Las pérdidas de potencia nominales de las protecciones de sobrecorriente se obtienen de las hojas de datos de los fabricantes.

Tabla 15: Pérdidas de energía diarias en protecciones del sistema

Pérdidas de energía en protecciones						
Mes	HPS	Paneles [Wh/día]	Baterías [Wh/día]	Carga [Wh/día]	Diodos [Wh/día]	Totales [Wh/día]
1	4,55	17,37	136,40	47,22	70,83	271,83
2	4,72	18,02	135,21	47,22	73,48	273,93
3	4,76	18,17	134,93	47,22	74,10	274,43
4	4,51	17,21	136,68	47,22	70,21	271,33
5	4,51	17,21	136,68	47,22	70,21	271,33
6	4,59	17,52	136,12	47,22	71,46	272,32
7	4,92	18,78	133,81	47,22	76,59	276,41
8	4,97	18,97	133,46	47,22	77,37	277,02
9	4,80	18,32	134,65	47,22	74,73	274,92
10	4,56	17,40	136,33	47,22	70,99	271,95
11	4,44	16,95	137,18	47,22	69,12	270,47
12	4,37	16,68	137,67	47,22	68,03	269,60

Realizando el análisis de pérdidas de energía en las protecciones para el sistema dimensionado, de la Tabla 15 se tiene que el mes con mayores pérdidas de energía diarias es el mes de agosto con unas pérdidas de energía iguales a **277,02 Wh**

diarias en promedio, esto se debe a que es el mes con mayor valor de HPS, es decir donde el sistema de paneles entregara la mayor potencia en el año.

Las pérdidas totales de energía mes a mes son presentadas en la Tabla 16, donde se aprecia que la eficiencia total mensual del sistema está en el orden del sesenta por ciento en general. Nótese que las pérdidas de energía de las protecciones eléctricas son muy cercanas a las demás Pérdidas consideradas en este diseño, por ejemplo en el mes de diciembre se tienen un total de pérdidas en protecciones de 8426,66 Wh y las demás Pérdidas consideradas en ese mismo mes toman el valor de 8533,49 Wh.

Tabla 16: Pérdidas de energía totales del sistema mes a mes

Mes	Días	HPS	Pérdidas en protecciones mes a mes				Otras Pérdidas [Wh]	Pérdidas totales [Wh]	Carga del MuTe [Wh]	η [%]
			Paneles [Wh]	Baterías [Wh]	Carga [Wh]	Diodos [Wh]				
1	31	4,55	538,37	4228,52	1463,91	2195,87	8533,49	16960,16	26166,42	60,67
2	28	4,72	504,44	3785,93	1322,24	2057,47	7707,67	15377,74	23634,19	60,58
3	31	4,76	563,22	4182,87	1463,91	2297,21	8533,49	17040,70	26166,42	60,56
4	30	4,51	516,42	4100,54	1416,68	2106,35	8258,22	16398,21	25322,34	60,70
5	31	4,51	533,64	4237,22	1463,91	2176,56	8533,49	16944,82	26166,42	60,70
6	30	4,59	525,58	4083,70	1416,68	2143,71	8258,22	16427,90	25322,34	60,65
7	31	4,92	582,15	4148,08	1463,91	2374,43	8533,49	17102,06	26166,42	60,47
8	31	4,97	588,06	4137,21	1463,91	2398,56	8533,49	17121,24	26166,42	60,45
9	30	4,80	549,63	4039,52	1416,68	2241,79	8258,22	16505,84	25322,34	60,54
10	31	4,56	539,55	4226,35	1463,91	2200,69	8533,49	16963,99	26166,42	60,67
11	30	4,44	508,41	4115,26	1416,68	2073,66	8258,22	16372,23	25322,34	60,73
12	31	4,37	517,07	4267,66	1463,91	2109,00	8533,49	16891,12	26166,42	60,77

Nota: La eficiencia del sistema mes a mes fue calculada tomando como salida la energía que consumiría la carga en un mes y como entrada la energía suministrada por los paneles para suplir la energía de la carga y las pérdidas propias del sistema, sin tener en cuenta el excedente de energía que se acumulará en las baterías.

Para verificar que la cantidad de baterías y paneles que se seleccionaron logren suplir el consumo total de energía del sistema, se calcula de (14) el excedente en la capacidad de almacenamiento de energía en las baterías (ΔEB) y de (15) el excedente en la energía entregada por el generador fotovoltaico (ΔEP).

Se define el excedente en la capacidad de almacenamiento de energía como la diferencia entre la capacidad de almacenamiento de energía en las baterías seleccionadas y la capacidad del almacenamiento de energía requerida en el diseño.

El excedente en la energía entregada por el generador fotovoltaico en un día promedio se define como la diferencia entre la energía que los paneles seleccionados entregaran en un día promedio y la energía total requerida por el sistema en un día promedio, incluyendo las pérdidas asociadas a las protecciones eléctricas.

De las ecuaciones (14) y (15) se concluye que si el resultado es positivo, el sistema efectivamente logra suplir el consumo de la carga y las pérdidas de energía incluyendo las debidas a protecciones eléctricas. Si el resultado es negativo se debe realizar una nueva iteración como lo muestra el diagrama de flujo de la Figura 12.

$$\Delta EB = CN_{EB} * N_B * V_{NB} - D_A * (Per_{EPB} + Per_{EPP} + C_A) \quad (14)$$

$$\Delta EP = N_P * P_{NP} * HPS - (Per_{EPP} + Per_{EPB} + Per_{EPC} + Per_{ED} + E_{TP}) \quad (15)$$

Dónde:

ΔEB : Excedente en la capacidad de almacenamiento de energía en [Wh].

ΔEP : Excedente en la energía entregada por el generador fotovoltaico en [Wh/día].

C_{NEB} : Capacidad nominal unitaria de las baterías en [Ah].

P_{NP} : Potencia nominal unitaria de los paneles en [W].

N_B : Numero de baterías en paralelo.

N_P : Numero de paneles en paralelo.

V_{NB} : Voltaje nominal de las baterías en [V].

D_A : Días de autonomía.

P_{eEPB} : Pérdidas de energía en las protecciones de las baterías en [Wh/día].

P_{eEPP} : Pérdidas de energía en las protecciones de los paneles en [Wh/día].

P_{eEPC} : Pérdidas de energía en las protecciones de las cargas en [Wh/día].

P_{eED} : Pérdidas de energía en los diodos en [Wh/día].

C_A : Capacidad de almacenamiento requerido en un día en [Wh].

E_{TP} : Energía total que debe entregar los paneles a las cargas en [Wh].

HPS : Horas pico solares del mes de diseño en un día promedio.

Finalmente, realizando el proceso iterativo de la Figura 12 para verificar el dimensionamiento en el mes con menor HPS, mayor HPS y un mes con HPS promedio, se obtuvieron la cantidad de los equipos requeridos, es decir, 4 paneles fotovoltaicos de 100 Wp, 4 baterías de 205 Ah, 11 protecciones de sobrecorriente tipo termomagnética, 3 protecciones tipo fusible y 4 diodos de bloqueo, como lo

muestra la Tabla 17. Ver ANEXO E para detallar la ubicación de estos equipos y dispositivos.

Tabla 17: Verificación de la cantidad requerida paneles y baterías

HPS	Iteración	# Paneles	# Baterías	# Protecciones	# Diodos	ΔEP [Wh]	ΔEB [Wh]	$\Delta EP > 0$	$\Delta EB > 0$
min	1	3	4	13	3	-335,21	789,29	NO	SI
	2	4	4	14	4	79,21	789,29	SI	SI
HPS	Iteración	# Paneles	# Baterías	# Protecciones	# Diodos	ΔEP [Wh]	ΔEB [Wh]	$\Delta EP > 0$	$\Delta EB > 0$
prom	1	3	4	13	3	-261,78	3483,97	NO	SI
	2	4	4	14	4	176,41	3483,97	SI	SI
HPS	Iteración	# Paneles	# Baterías	# Protecciones	# Diodos	ΔEP [Wh]	ΔEB [Wh]	$\Delta EP > 0$	$\Delta EB > 0$
max	1	3	4	13	3	-159,53	2002,74	NO	SI
	2	4	4	14	4	311,79	2002,74	SI	SI

Este nuevo sistema dimensionado logra suplir el consumo de la carga y las pérdidas consideradas en el diseño, además del consumo de las protecciones eléctricas y los diodos de bloqueo, ver Tabla 18, para detallar las características principales de los elementos requeridos.

Por último, con el fin de comparar el resultado del método de dimensionamiento aplicado en este diseño, se presentan los principales resultados obtenidos para los métodos de dimensionamiento consultados en la Tabla 19.

Tabla 18: Dimensionamiento final de paneles y baterías

Equipo	Cantidad	Características
Paneles	4	100 Wp, $I_n=5,56$ A
Baterías	4	205 Ah, 12V
Protección tipo termomagnética	1	$I_n= 4$ A
Protección tipo termomagnética	8	$I_n= 10$ A
Protección tipo termomagnética	1	$I_n= 32$ A
Protección tipo termomagnética	1	$I_n= 40$ A
Protección tipo fusible	2	$I_n= 1$ A
Protección tipo fusible	1	$I_n= 4$ A
Diodos	4	10 A

Si bien los resultados son diferentes se deben a que algunos métodos como los presentados en [5] y [9], no incluyen algunos factores de dimensionamiento como la eficiencia del regulador de carga, el ajuste por temperatura en la eficiencia de las celdas solares y principalmente las pérdidas en las protecciones eléctricas.

Tabla 19. Resultados de los diferentes métodos de dimensionamiento.

Método	Potencia de paneles [Wp]	Número total de paneles [100 Wp]	Capacidad de las baterías [Ah]	Número total de baterías [205 Ah]
Diseñado	381,87	4	754,23	4
Messenger	272,08	3	668,81	4
Vega De Kuyper	271,83	3	696,05	4
Aparicio	468,47	5	767,73	4

5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

En este capítulo se presenta los cálculos y selección de conductores, ductos, protecciones y sistema de puesta a tierra junto con los diagramas eléctricos de la instalación diseñada.

5.1 SELECCIÓN DE CONDUCTORES Y DUCTERÍA

5.1.1 Elección del tipo de Conductor: Debido a que el sitio de instalación será a la intemperie y se requiere brindar facilidad para el montaje y desmontaje de la instalación eléctrica sin dejar a un lado la seguridad del personal encargado, en este diseño se consideran los conductores en cobre tipo PV, XLPE SR, de temperatura máxima igual a 90°C y tensión de aislamiento de 600V, estos cables son distribuidos en Colombia por empresa reconocidas como PROCABLES, VIAKON Y CENTELSA.

Los conductores PV, XLPE SR, son conductores diseñados especialmente para sistemas fotovoltaicos y están certificados para uso a la intemperie, en lugares secos, mojados y húmedos, además pueden instalarse directamente enterrado o expuestos a la luz solar como lo permite el RETIE.

Las distancias para cada uno de los tramos se han considerado no mayores a cinco metros debido a que el grupo de investigación GIRG dentro de su proyecto MuTe plantea que el sistema de alimentación fotovoltaico debe estar lo suficientemente cercano al telescopio es decir a la carga a alimentar.

Según el código de colores que se encuentra en la Tabla 6.6 del RETIE el color para el conductor positivo o de fase debe ser rojo, para el conductor negativo o de

retorno debe ser blanco y para el conductor de protección verde o verde con amarillo.

Tramo del panel al barraje del regulador:

Para este tramo se considera un conductor por cada panel, es decir 4 conductores para la totalidad de los paneles, además se tiene en cuenta los componentes normativos de la Norma NTC 2050 para selección de conductores ya mencionados en el numeral 2.4.1, en la sección de selección de conductores.

Tramo del regulador al barraje de las baterías:

Similarmente para este tramo se considera un conductor por cada batería, es decir 4 conductores para la totalidad de las baterías, esto para que sea posible desconectar individualmente una sola batería sin afectar la operación de las demás, en este tramo se tiene en cuenta los componentes normativos de la Norma NTC 2050 para selección de conductores ya mencionados en el numeral 2.4.1.

5.1.2 Calculo de conductores: A continuación, se muestra el cálculo de los conductores para los diferentes tramos, teniendo en cuenta los criterios de la norma NTC 2050, resaltando que la capacidad amperimétrica del conductor debe ser por lo menos un 125% de la corriente nominal del circuito.

Se utilizó (19) para calcular el área mínima del conductor para el cual cumple la máxima caída de tensión considerada del 3%, luego se aproximó a un valor comercial, finalmente se verificó que cumpliera con la capacidad amperimétrica que exige la norma NTC 2050.

$$A_{\min} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{X \cdot U} \quad (16)$$

Dónde:

A_{\min} : Área mínima del conductor que cumple con regulación en [mm²].

L: longitud del tramo en [m].

I: Corriente máxima en el tramo en [A].

X: Conductividad del cobre o aluminio en [S·m/mm²].

U: Caída de tensión máxima en [V].

En la Tabla 20, se aprecia la selección de conductores, teniendo en cuenta que los conductores XLPE tipo PV el calibre mínimo disponible comercialmente es un 14 AWG.

Tabla 20: Selección de los conductores

Tramo	L [m]	I [A]	U [V]	A_{\min} [mm ²]	Calibre mínimo AWG	Corriente según norma [A]	Conductor final AWG	Capacidad nominal [A]
Panel al barraje	5	5,56	0,54	1,84	14	6,95	14	25
Baterías al barraje	3	8,33	0,36	2,48	12	10,42	12	30
Barraje de paneles a regulador	0,5	22,24	0,54	0,74	18	27,80	12	30
Barraje de baterías a regulador	0,5	33,33	0,36	1,65	14	41,67	8	55
Regulador a barraje de 12 V	0,5	2,79	0,36	0,14	18	3,49	14	25
Ramal de 5 V	3	2,54	0,10	2,72	12	3,18	12	30

Ramal de ± 5 V	3	0,05	0,20	0,03	18	0,06	14	25
Ramal de 12 V	3	0,20	0,24	0,09	18	0,25	14	25

NOTA 1: Se ha considerado que el calibre del conductor de fase será igual al calibre del conductor del retorno.

NOTA 2: No se realiza corrección de temperatura para la selección de los conductores debido a que la temperatura ambiente es inferior a 30 °C.

5.1.3 Cálculo de ductería: En este diseño no se considera el cálculo de ductería, debido a que la instalación del sistema fotovoltaico será de manera temporal por tiempos no mayores a 6 meses además por razones de facilidad de montaje y desmontaje de la instalación, finalmente se aclara que los conductores seleccionados para la instalación fotovoltaica están certificados para su uso sin ductería.

5.2 CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS DE POTENCIA EN CONDUCTORES

En esta sección se presenta el cálculo de caída de tensión en la instalación eléctrica, así como las pérdidas eléctricas cumpliendo los requisitos mínimos de norma.

5.2.1 Caída de tensión: Como se mencionó anteriormente en el numeral 2.4.1 la Norma NTC en la sección 210-19: a), exige una caída porcentual máxima que es del 3% para los conductores de circuitos ramales, entre la fuente y el circuito ramal más lejano 5% obteniéndose los siguientes resultados.

Tabla 21: Caída de tensión para los distintos tramos

Tramo	Conductor final AWG	Caída de tensión final [V]	Caída de tensión [%]
Panel al barraje	14	0,30	1,67
Baterías al barraje	12	0,27	2,25
Barraje de paneles a regulador	12	0,08	0,42
Barraje de baterías a regulador	8	0,07	0,59
Regulador a barraje de 12 V	14	0,02	0,20
Ramal de 5 V	12	0,08	1,65
Ramal de ± 5 v	14	0,00	0,03
Ramal de 12 v	14	0,01	0,09

5.2.2 Pérdidas de potencia: Se sabe que las pérdidas porcentuales de potencia son equivalentes a la caída porcentual de tensión en circuitos en DC, las siguientes ecuaciones contienen la demostración de la afirmación planteada anteriormente.

$$U_P = \frac{200 \cdot L \cdot I_n}{X \cdot A \cdot V_n} \quad (17)$$

$$R = \frac{L}{X \cdot A} \quad (18)$$

$$U_P = \frac{200 \cdot R \cdot I_n}{V_n} \quad (19)$$

Multiplicando (22) arriba y abajo por “ I_n ”

$$U_p = \frac{2*100*R*I_n^2}{V_n*I_n} \quad (20)$$

$$P_{per} = 2 * I_n^2 * R \quad (21)$$

$$P_n = V_n * I_n \quad (22)$$

$$P_p = \frac{P_{per}*100}{P_n} \quad (23)$$

$$U_p = P_p = \frac{P_{per}*100}{P_n} \quad (24)$$

Dónde:

U_p : Caída de tensión porcentual.

L : longitud del tramo en [m].

I_n : Corriente nominal en [A].

X : Conductividad del cobre o aluminio en [S·m/mm²].

A : Área de la sección transversal del conductor en [mm²]

V_n : Tensión nominal en [V].

R : Resistencia del conductor en [Ω].

P_{per} : Potencia de pérdidas por efecto Joule en [W].

P_n : Potencia nominal en [W].

P_p : Pérdidas porcentuales de potencia.

Finalmente se concluye que las pérdidas porcentuales de potencias consideradas en este diseño no superan el 3%, ver Tabla 20 columna caída de tensión porcentual para observar las pérdidas porcentuales de potencia para cada uno de los tramos considerados en el diseño.

5.3 SELECCIÓN DE PROTECCIONES

Para la selección de las protecciones se tuvo en cuenta la normatividad presentada en el numeral 2.4.2. En la siguiente tabla se clasifican la selección de protecciones según el tipo.

Tabla 22: Tipos de protecciones

TIPO	ELEMENTO
SOBRECORRIENTE	INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS TERMOMAGNÉTICOS, FUSIBLES
FLUJO INVERSO DE CORRIENTE EN PANELES	DIODOS DE BLOQUEO

5.3.1 Protecciones de sobrecorriente: Las protecciones de sobrecorriente que se consideran en este diseño, interruptor automático termomagnético y fusibles están certificadas para su uso en corriente continua y se seleccionaran de acuerdo a los criterios normativos de la norma NTC 2050.

Panel al barraje:

Para cada panel se seleccionó una protección de sobrecorriente con capacidad no menor al 125% de la corriente de cortocircuito del panel como lo indica la Norma NTC 2050, es decir de $6,32 \times 1,25 = 7,9 \text{ A}$, la cual se ajusta al valor normalizado más cercano, que para este caso será de 10 A.

Conjunto de paneles al regulador:

Esta protección se calcula a partir de la sumatoria de las corrientes de cortocircuito de los módulos en paralelo agregándoles un 25% como lo indica la norma, es decir de $4 \times 6,32 \times 1,25 = 31,6 \text{ A}$, ajustando al valor normalizado se tiene que será de 32 A.

Batería al barraje:

Por cada batería se considera una protección de sobrecorriente, considerando que la máxima potencia que circulara por batería será igual a la potencia de arreglo fotovoltaico de los paneles dividida en la cantidad de baterías, se tiene que la corriente máxima que se espera es de $100\text{W}/12\text{V} = 8,33 \text{ A}$, el valor normalizado para esta protección será de 10 A.

Conjunto de baterías al regulador:

Se considera que la corriente máxima esperada por este circuito será de $400\text{W}/12\text{V} = 33,3 \text{ A}$, por lo cual se considera una protección de 40 A.

Regulador al barraje de 12 V:

La corriente máxima por este circuito será igual a la equivalente de entregar la potencia de todas las cargas a una tensión de 12 V, es decir $2,93 \text{ A}$, la protección normalizada será de 4 A.

NOTA: Todas las protecciones de sobrecorriente consideradas hasta esta parte son de la serie C60HDC de Schneider Electric y son del tipo termomagnéticas, al seleccionar se tuvo en cuenta el ajuste por temperatura de la corriente de disparo.

Protección del ramal de 5 V

La Norma NTC 2050, indica que esta protección debe tener una capacidad de corriente no menor a la nominal del conversor DC/DC, que para este caso es de 5 A, sin embargo en la entrada del conversor a 12 V la corriente máxima será de 2,54 A, por tanto se selecciona una protección de 4 A tipo fusible.

Protección del ramal de ± 5 V

Similarmente al ramal anterior, la corriente nominal del conversor DC/DC es de 0,125 A, en la entrada del conversor a 12 V, por tanto se selecciona una protección de 1 A tipo fusible.

Protección del ramal de 12 V

La corriente máxima por este circuito ramal será de 0,20 A, por tanto se selecciona una protección de 1 A tipo fusible.

NOTA: Para estos 3 circuitos ramales se considera una protección tipo fusible Bussmann PV, debido a que el consumo de potencia de la protección tipo termomagnética de la serie C60HDC de Schneider Electric, para la capacidad nominal de 4 A y 1 A es 6,75 y 11,5 veces mayor a la protección tipo fusible respectivamente.

5.3.2 Protecciones contra flujo de corriente inversa: Para proteger contra flujo de corrientes en sentido inverso, en cada panel se consideran diodos de bloqueo con capacidad nominal de corriente no menor a la corriente de cortocircuito. La

corriente de cortocircuito del panel sugerido es de 6,32 A, luego se selecciona un diodo de bloqueo con capacidad de corriente de 10 A.

5.4 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

La norma NTC 2050 indica que los conductores de todas las instalaciones y circuitos se deben poner a tierra para limitar las tensiones debidas a rayos, subidas de tensión en la red o contacto accidental con líneas de alta tensión y para estabilizar la tensión a tierra durante su funcionamiento normal.

Los conductores de puesta a tierra de los equipos se deben conectar equipotencialmente al conductor del sistema puesto a tierra de modo que ofrezcan un camino de baja impedancia para las corrientes de falla, que facilite el funcionamiento de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en caso de falla a tierra.

5.4.1 Calibre de los conductores de puesta a tierra: Se selecciona según el valor nominal de corriente la protección seleccionada a partir de la Tabla 250-95 de la Norma NTC 2050, sin embargo, según el numeral 250-95 excepción 1, el conductor de puesta a tierra no debe ser menor a un calibre 18 AWG de cobre ni menor que los conductores del circuito.

El conductor para puesta a tierra será del tipo PV, XLPE SR, de temperatura máxima igual a 90°C y tensión de aislamiento de 600V, estos cables son distribuidos en Colombia por empresa reconocidas como PROCABLES, VIAKON Y CENTELSA y sus calibres van desde 14 AWG a 1000 AWG.

A continuación, se detallan los calibres de los conductores de puesta a tierra.

Circuitos de cargas

El conductor de puesta a tierra teniendo en cuenta la excepción 1 de la Tabla 250-95 de la Norma NTC 2050 debe ser un calibre 12 AWG para el circuito ramal de 5V y un calibre 14 AWG para los ramales de 12V y ± 5 V, el conductor de puesta a tierra para las cargas o conductor tierra de servicio en DC es el mismo conductor negativo o de retorno.

Marco de los módulos fotovoltaicos

La corriente máxima en el panel fotovoltaico será igual al valor de corriente de cortocircuito el cual se espera que este en el orden de **6,13 A**, por tanto, se selecciona un conductor de puesta a tierra con capacidad mayor a este valor, luego se toma el calibre 14 AWG.

Regulador de carga

La corriente máxima en el regulador de carga será igual al valor de la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos el cual se espera que este en el orden de $400W/12V=33,33$ A, por tanto, se selecciona un conductor de puesta a tierra con calibre 10 AWG.

Banco de baterías

La corriente máxima en el banco de baterías será en el orden de $400W/12V=33,33$ A, por tanto, se selecciona un conductor de puesta a tierra con calibre 10 AWG, para la conexión a tierra como lo exige la Norma NTC 2050.

5.4.2 Conductor del electrodo de puesta a tierra

Este conductor es el que va del barraje de puesta a tierra al electrodo (tipo varilla) de puesta a tierra.

La Norma NTC 2050 en el numeral 250-93 b) indica que el calibre de este conductor para sistemas en DC no de ser menor al mayor calibre del conductor alimentado por la instalación que sería un calibre 12AWG para este caso, sin embargo, la

sección “c” de este numeral limita que el mínimo calibre debe ser un 8 AWG en cobre por lo cual este último será el calibre seleccionado.

5.4.3 Electrodo de puesta a tierra : El RETIE en la sección 15.3.1 establece que la longitud mínima del electrodo tipo varilla debe ser de 2,4 m y un diámetro de 12,7 mm para electrodos en cobre.

Según lo establece la Norma NTC 2050 se debe instalar lo más cercano a la fuente eléctrica, para este diseño será tomada como la fuente el banco de baterías, además se consideran dos electrodos, uno para la fuente y otro para las masas o partes metálicas de la instalación que deban instalarseles conductor de puesta a tierra, finalmente el RETIE en artículo 15.1 indica que estos dos electrodos deben conectarse equipotencialmente.

Sin embargo debido a la naturaleza del proyecto y que la instalación puede ser temporal por tiempos no mayores a 6 meses el RETIE en la sección 15.7.1 permite que este electrodo sea de una longitud mínima de 1,5 m.

5.5 ESQUEMAS Y DIAGRAMAS ELÉCTRICOS

En esta sección se muestra el diagrama unifilar de la instalación diseñada, el esquema general de protecciones e ilustraciones de conexiones de los equipos sugeridos, con el fin de facilitar el montaje de la instalación fotovoltaica.

5.5.1 Diagrama unifilar: Ver el ANEXO D para detallar las características del diagrama unifilar, donde se detallan las características técnicas de los diferentes equipos y/o elementos del sistema fotovoltaico diseñado.

5.5.2 Esquema general de protecciones: Ver el ANEXO E para detallar las características del esquema general de protecciones que incluye protecciones de sobrecorriente tipo termomagnética, fusibles , diodos de bloqueo y sistema de puesta a tierra del sistema fotovoltaico diseñado, además facilita la interpretación del conexionado de los equipos y/o elementos de la instalación fotovoltaica.

5.5.3 Ilustraciones de conexión de equipos: Ver el ANEXO F para detallar las ilustraciones del conexionado de los equipos principales de la instalación fotovoltaica diseñada las cuales además de facilita la interpretación del conexionado de los equipos y/o elementos de la instalación fotovoltaica complementan el diagrama presentado en el ANEXO E.

6. RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

En este capítulo se presenta un listado de equipos y elementos sugeridos para el sistema fotovoltaico diseñado, así como las recomendaciones y conclusiones más relevantes obtenidas al finalizar este proyecto.

6.1 *RECOMENDACIONES GENERALES*

A continuación, se listan unas sugerencias las cuales complementan el diseño presentado en este libro.

- **Ajuste del consumo de la carga.**

Para este diseño, se tomaron los consumos nominales de los componentes del MuTe que aún no se encontraban disponibles para medición. Por esto se recomienda realizarles la medición de la potencia de consumo, y ajustar los valores calculados en este proyecto con las nuevas potencias.

Esto con el fin de realizar un diseño más ajustado a los consumos reales, de no ser posible, se puede realizar la implementación con los valores de consumo de potencia aquí presentados, ya que estos son los nominales de los diferentes componentes.

- **Simulación del sistema diseñado.**

Como el objetivo de verificar el correcto funcionamiento del sistema diseñado, se recomienda realizar la simulación del funcionamiento del sistema y del estado de carga del almacenamiento.

- **Instalación de los electrodos de puesta a tierra**

El numeral 250-83 de la Norma NTC 2050 exige que cuando se utilice más de un electrodo como en el caso de este diseño, para la instalación de puesta a tierra, ninguno de ellos debe estar a menos de 1,80 m de cualquier otro electrodo.

Adicionalmente, según el numeral 250-83) C) de la Norma NTC 2050 el electrodo se debe clavar a una profundidad no menor a 2,40 m, excepto si se encuentra roca lo cual podría ocurrir en la implementación debido al sitio de instalación, en cuyo caso el electrodo se debe clavar con un ángulo oblicuo que no forme más de 45° con la vertical o enterrarse horizontalmente en una zanja que tenga como mínimo 0,75 m de profundidad.

Además como una medida de precaución, se aconseja la utilización de cemento conductivo para disminuir la resistencia de puesta a tierra, en el caso que la instalación de los electrodos de puesta a tierra se realice en disposición horizontal.

- **Protección de sobretensiones en DC para paneles**

Para proteger un sistema fotovoltaico contra sobretensiones debidas a maniobra o producidas por rayos se debe utilizar dispositivos certificados para tal uso como lo son los varistores DC, sin embargo en este diseño no se considera esta protección de sobretensión debido a que la máxima tensión del sistema se encuentra en el orden de 21,6 V.

Sin embargo se recomienda realizar los estudios necesarios para determinar si se requiere un sistema de apantallamiento como medida de protección contra impactos directos de rayos.

- **Puesta a tierra de pararrayos**

Si en el momento de instalación se considera instalar sistema de captación de rayos.

La Norma NTC 2050 en el numeral 250-86 indica que para la puesta a tierra de un pararrayos se debe considerar una puesta a tierra independiente, sin embargo se debe considerar la conexión equipotencial requerida de los electrodos de puesta a tierra de distintos sistemas.

- **Tablero DC**

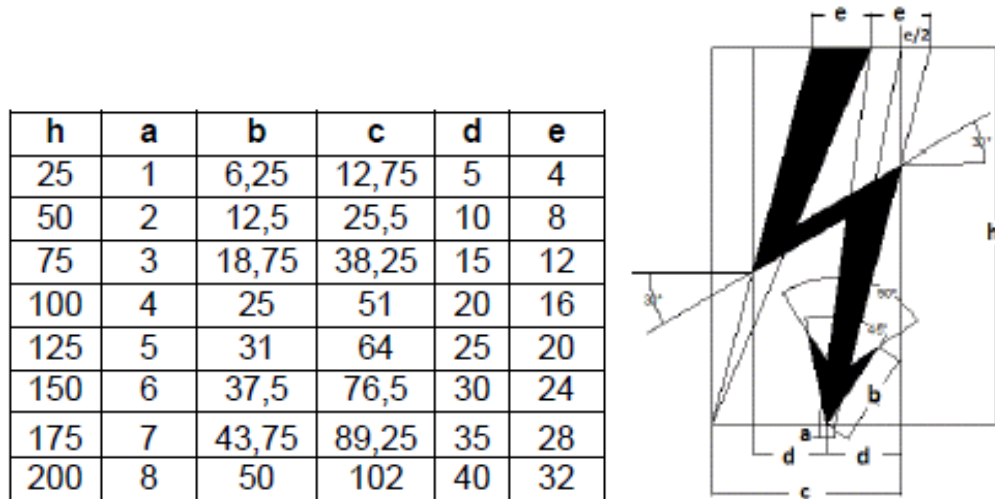
Se aconseja la utilización de un tablero DC certificado tanto para el uso a la intemperie como para tensión de servicio en DC, los cuales pueden adquirirse en empresas reconocidas a nivel mundial como Schneider Electric, ABB, Weidmuller entre otros. Estas empresas realizan el diseño del tablero en particular ya que la instalación fotovoltaica diseñada en este proyecto no se ajusta a los tableros DC disponibles en el mercado colombiano.

6.2 SEÑALIZACIÓN ELÉCTRICA

Tal como lo indica la norma NTC 2050 en el artículo 690-17 se debe instalar en lo posible señalización de riesgo eléctrico para evitar incidentes en personal que no sea calificado en el área, en el numeral 20.23.1.4 del RETIE indica que los tableros eléctricos deben tener dentro de sus características este símbolo por lo cual se considera en este diseño incluir este símbolo.

La Figura 13 muestra el símbolo de riesgo eléctrico y sus medidas exigidas por el RETIE.

Figura 13: Símbolo de riesgo eléctrico



Fuente: COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. CIDET. 4ª Ed.

Ver ANEXO C, para detallar la señalización eléctrica sugerida para instalarse en el tablero DC, como medida de prevención de accidentes en la instalación tal cual lo expresa el reglamento colombiano RETIE.

6.3 LISTADO DE EQUIPOS SUGERIDOS PARA EL SISTEMA

Teniendo en cuenta la verificación del dimensionamiento del numeral 4.5 a continuación, se detallan las características eléctricas de los equipos y elementos del sistema fotovoltaico que se sugieren para el momento de implementación, sin

embargo, cabe destacar que estos pueden ser remplazados por otros de distinta referencia, pero con características eléctricas iguales o similares.

Tabla 23: Listado de equipos sugeridos

Equipo	Cantidad	Nombre	Características unitarias
Paneles	4	Victron Energy BlueSolar Polycrystalline	Peso 8,9 kg, $V_n=18$ V, 100 Wp, $I_n=5,56$ A, $V_{oc}=21,6$ V, $I_{sc}=6,32$ A
Baterías	4	MTEK MTI 122050D	Peso 65 kg, 205 Ah, 12 V
Protección tipo termomagnética	11	Schneider C60HDC	8 de 10 A , 1 de 32 A, 1 de 40 A, 1 de 4 A
Protección tipo fusible	3	Bussmann PV	1 de 4 A , 2 de 1 A
Regulador	1	MUST SOLAR 30 A	$P_{max}=450$ W, $V_{batería}=12$ V, $V_{maxpaneles}=100$ V
Convertidores DC/DC	1	CurrentLogic CLL50-12S05	10 A, 50 W 12/5 V
Convertidores DC/DC	1	XPPOWER	150 mA, 1,5 W 12/±5 V
Diodos	4	SUNCON, Diodo de bloqueo D4A	10 A
Conductores	-	Monopolar tipo PV, XLPE 600V	600 V, 90 °C, ambientes secos, húmedos y mojados
Conectores	4	FEEO Conectores MC4	Conector del módulo solar a diodo de bloqueo, 10 A

A continuación, se presenta un listado de precios aproximado de los equipos y elementos sugeridos consultados en listas de precios de los fabricantes, agregándoles un porcentaje de sobre costo que incluye costos asociados al transporte, impuestos y aranceles, para paneles se consideró un 39% y para demás

equipos y/o elementos un 48,9% ²¹. Se utilizaron las tasas de cambio para dólar y euro de la fecha del 10 de abril de 2017.

Tabla 24: Costo aproximado de los equipos y/o elementos sugeridos para el sistema fotovoltaico

Equipo	Nombre	Cantidad	Valor unitario original	Valor unitario	Valor parcial
Panel fotovoltaico	Victron Energy BlueSolar Polycrystalline	4	€ 148,00	\$ 624.111	\$ 2.496.446
Batería	MTEK MT 122050	4	\$ 1.149.000	\$ 1.149.000	\$ 4.596.000
Protección termomagnética	Schneider C60HDC In=10 A	8	US \$ 8,69	\$ 44.407	\$ 355.254
Protección termomagnética	Schneider C60HDC In=32 A	1	US \$ 8,69	\$ 44.407	\$ 44.407
Protección termomagnética	Schneider C60HDC In=40 A	1	US \$ 9,48	\$ 48.444	\$ 48.444
Protección tipo fusible	Bussmann PV	3	US \$ 25,00	\$ 106.461	\$ 319.382
Regulador	MUST SOLAR 30 A	1	US \$ 140,00	\$ 596.179	\$ 596.179

²¹SEBASTIÁN ARISTIZABAL GONZÁLEZ, SANTIAGO ARBELÁEZ SALGADO. (2013). CONFIGURACIÓN DE LA CADENA DE SUMINISTRO PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA FOTOVOLTAICOS EN COLOMBIA. Envigado.

Convertor DC/DC	CurrentLogic CLL50-12S05	1	US \$ 12,00	\$ 51.101	\$ 51.101
Convertor DC/DC	XPPOWER IP1205S	1	US \$ 19,95	\$ 84.955	\$ 84.955
Diodo de bloqueo	Suncon Diodo de bloqueo D4A 10 A	4	€ 6,00	\$ 28.447	\$ 113.788
Conectores	FEEO Conectores MC4	4	US \$ 1,50	\$ 6.388	\$ 25.551
Conductor	Cable monopolar tipo PV, XLPE 600V #14	68	\$/m 1.693	\$ 1.693	\$ 115.124
Conductor	Cable monopolar tipo PV, XLPE 600V #12	38	\$/m 2.145	\$ 2.145	\$ 81.510
Conductor	Cable monopolar tipo PV, XLPE 600V #10	9	\$/m 2.919	\$ 2.919	\$ 26.271
Conductor	Cable monopolar tipo PV, XLPE 600V #8	15	\$/m 4.315	\$ 4.315	\$ 64.725
Subtotal			\$ 9.019.136		
IVA: 19 %			\$ 1.713.636		
Total			\$ 10.732.772		

6.4 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

A continuación, se muestran las conclusiones y resultados más relevantes del proyecto, las cuales se detallan considerando los objetivos planteados descritos en la sección 1.4.

6.4.1 Caracterización de la carga del MuTe desde el punto de vista eléctrico

- Se logró caracterizar el consumo de potencia de las tarjetas electrónicas que componen el MuTe a partir de medición con multímetro y consulta en hojas de datos. La consulta en hojas de datos se realizó para los equipos que no se encontraban disponibles para realizarles medición directa, este consumo se pudo haber estimado idealmente a partir de mediciones eléctricas, ya sea con sondas, sensores o tarjetas de adquisición de datos, sin embargo, se encontró que el consumo de potencia de los componentes electrónicos del MuTe son aproximadamente constantes a lo largo del día como lo evidencia el ANEXO A.
- Al caracterizar el comportamiento eléctrico de la carga se encontró que esta carga es de baja potencia en el orden de los 30 W. Al mantenerse las 24 horas del día en funcionamiento, su consumo energético mensual está en el orden de 25 kWh y requiere un sistema de almacenamiento de 820 Ah, el cual es un sistema considerable comparado con los instalados convencionalmente, por lo que a la hora de dimensionar un sistema fotovoltaico no solo es importante la potencia de la carga sino también su régimen de uso.

6.4.2 Caracterización el recurso solar

- Basados en la información disponible de las bases de datos utilizadas en el diseño de sistemas fotovoltaicos en Colombia como lo son el IDEAM y NASA, para el sitio de ubicación del telescopio de muones se obtuvo los valores de

irradiancia promedio mensual y la cantidad de días nublados, sin embargo lo ideal sería poder obtener estos parámetros de diseño de medición directa en el sitio de ubicación preciso para minimizar error debido a la precisión de las bases de datos. Para futuros proyectos de ser posible se recomienda realizar la medición de estos parámetros.

- Debido a que el recurso solar varía en el tiempo, para cargas que se deseen alimentar de una manera continua mediante sistemas fotovoltaicos aislados, es necesario analizar y dimensionar los equipos y/o elementos para las condiciones que se consideren críticas, por ejemplo la menor irradiancia promedio mensual, mayor número de días nublados , temperatura máxima entre otros.
- Se encontró que en el mes de diciembre coinciden las condiciones más críticas para el sistema de alimentación fotovoltaica es decir las HPS y la cantidad de días nublados, por lo cual fue el mes referente para el diseño. Para lugares donde estas dos características no coincidan sugiere realizar un análisis entre los 12 meses del año para encontrar cuál de estos meses debe ser tenido como referente para el diseño, o por practicidad se sugiere realizarlo para el mes con más baja cantidad de HPS y verificar al finalizar el dimensionamiento los demás meses del año como lo indica la sección 4.5.

6.4.3 Dimensionamiento y sugerencias de los equipos del sistema fotovoltaico en DC aislado

- En este diseño se consideraron las pérdidas de potencia comúnmente caracterizadas en métodos de dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos aislados para dimensionar los equipos como paneles, baterías, regulador de carga, convertidores DC/DC, entre otros. Se finalizó el diseño con un listado de

sugerencias de equipos y elementos que conforman el sistema fotovoltaico y su instalación eléctrica asociada.

- Los métodos generales de diseño de sistemas fotovoltaicos aislados no consideran dentro del proceso incluir el consumo de potencia de las protecciones eléctricas, debido a que el consumo de estas comparado con el consumo de la carga es muy bajo, sin embargo para cargas de baja potencia y régimen de uso permanente como las consideradas en este proyecto o similares, es necesario considerar este consumo dentro del proceso del dimensionamiento, se encontró que las pérdidas asociadas exclusivamente a las protecciones eléctricas corresponden aproximadamente al 50% de las pérdidas totales del sistema.
- Una vez finalizado la selección preliminar de los equipos principales del sistema fotovoltaico, se realizó un análisis iterativo donde se verificó que el sistema dimensionado logra suplir el consumo de potencia tanto de las cargas como de las pérdidas del sistema incluyendo las pérdidas eléctricas en protecciones (Ver sección 4.5).
- Se recomienda realizar un análisis de la autonomía del sistema de almacenamiento como el presentado en la sección 4.6, con el fin de verificar que la energía excedente suministrada por el arreglo fotovoltaico mes a mes, sea suficiente para suplir la baja en el nivel de carga del sistema de almacenamiento debido a días con baja o nula irradiancia.

6.4.4 Selección de las protecciones eléctricas y sistema de puesta a tierra temporal

- Acorde a la normatividad colombiana (RETIE y NTC 2050) se seleccionaron las protecciones del sistema fotovoltaico y se sugirió un sistema de puesta a

tierra considerando las condiciones del sitio instalación, motivo por el cual se sugirió un sistema temporal ver sección 5.4.

- Para la selección del tipo de protección de sobrecorriente se analizó la conveniencia de utilizar protección tipo fusible o tipo termomagnética, debido a las ventajas y desventajas de cada tipo, por ejemplo las protecciones tipo fusible presentan menor consumo de potencia comparada con la protección termomagnética de la misma capacidad amperimétrica, sin embargo la protección termomagnética presenta la ventaja de su utilización como interruptor, por ejemplo, si se requiere desconectar un panel o una batería individualmente sin que el sistema fotovoltaico deje de funcionar, como lo requerido en este diseño.
- Para sistemas aislados a instalarse por temporadas de tiempo menores a seis meses, el sistema de puesta a tierra puede realizarse de manera temporal sin embargo en lo posible, se recomienda la utilización de cementos conductivos para mejorar la resistencia puesta a tierra en sitios en los cuales se dificulta la medición de este parámetro.

6.4.5 Esquemas y diagramas eléctricos

- Teniendo en cuenta la simbología que exige el RETIE en la sección 6.1 se realizó a nivel de ingeniería básica el diagrama unifilar de la instalación y el esquema general de protecciones los cuales se encuentran en los anexos D y E. También se mostraron las ilustraciones de conexionado de los equipos sugeridos, extraídas de los manuales de usuario.

BIBLIOGRAFÍA

APARICIO, M.P. Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada. Marcombo. 2010.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. CIDET. 4ª Ed.

DE KUYPER, J.C.V. *Fuentes de energía renovables y no renovables*. Editorial Alfaomega. 2014.

DUBEY, Bharat. DEVENDRA Tiwari, KUMAR, Rajesh. Effect of temperature variations over photovoltaic modules efficiency of different technologies at NOCT. Gurgaon, India: IEEE. 2016.

ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. El ABC de las instalaciones eléctricas en sistemas eólicos y fotovoltaicos. México. Limusa.

GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN GRAVITACIÓN Y RELATIVIDAD. Telescopio de Muones para Muongrafía Volcánica, MuTe. Proyecto Colciencias-UIS. 2014.

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES DE COLOMBIA. (IDEAM). (s.f.). Atlas Interactivo. Recuperado el 27 de Diciembre de 2016, de <http://atlas.ideam.gov.co>

INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS. (2014). Recuperado el 22 de noviembre de 2016, de

<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/742159/09C-SolucionesEnergeticasZNI-IPSE.pdf/2871b35d-eaf7-4787-b778-ee73b18dbc0e>

JIANGXI LDK Solar Hi-Tech Co.. LDK Solar INSTALLATION MANUAL FOR PV MODULES. Recuperado el 19 de Abril de 2017, de http://www.ldksolar.com/uploadfiles/down/LDK_PV_Modules_Installlation_Manual_EN_v1.13_131023.pdf.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE COLOMBIA. Norma Técnica Colombiana NTC 2050. Bogotá, Imprenta Nacional.

MESSENGER Roger A. & VENTRE. Jerry. Photovoltaic Systems Engineering, Second Edition. Florida U.S. Taylor & Francis e-Library .2005 .

NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION. (s.f.). Surface meteorology and Solar Energy. Recuperado el 27 de Diciembre de 2016, de A renewable energy resource web site.: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?skip@larc.nasa.gov>.

OSMA PINTO GA". Uso racional de la energía a partir del diseño de aplicaciones sostenibles en el edificio eléctrica II de la universidad industrial de Santander" .UIS. 2011.

PINTO, G. A. "Uso racional de la energía a partir del diseño de aplicaciones sostenibles en el edificio eléctrica ii de la universidad industrial de santander". Bucaramanga. 2011.

ARISTIZABAL GONZALEZ, Sebastián, ARBELAEZ SALGADO Santiago. "Configuración de la cadena de suministro para la comercialización de sistemas de energía fotovoltaicos en Colombia". Envigado. 2013.

ANEXOS

ANEXO A. MEDICIONES EN LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA Y EL DETECTOR DE EFECTO CHERENKOV

Tabla 1: Día 13 de abril de 2016 8:00 AM

Hora: 8:00AM	Estación meteorológica		Detector de efecto Cherenkov	
#	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]
1	600	5,23	204,9	11,88
2	680	5,23	203,8	11,87
3	640	5,23	203,5	11,84
4	630	5,23	204,4	11,85
5	620	5,23	205,7	11,89
6	580	5,23	205,6	11,9
7	610	5,23	203,8	11,93
8	690	5,23	205,2	11,97
9	580	5,23	204,8	11,91
10	600	5,23	203,9	11,89
PROMEDIO	623	5,23	204,6	11,89

Tabla 2: Día 13 de abril de 2016 11:30 AM

Hora: 11:30AM	Estación meteorológica		Detector de efecto Cherenkov	
#	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]
1	620	5,23	204,9	11,88
2	580	5,23	205,2	11,93
3	610	5,23	204,8	11,97
4	690	5,23	205,7	11,91
5	580	5,23	205,6	11,9
6	680	5,23	205,2	11,93
7	640	5,23	204,8	11,93
8	630	5,23	205,7	11,97
9	610	5,23	205,6	11,91
10	690	5,23	203,9	11,89
PROMEDIO	633	5,23	205,1	11,92

Tabla 3: Día 13 de abril de 2016 4:30 PM

Hora: 4:30PM	Estación meteorológica		Detector de efecto Cherenkov	
#	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]
1	600	5,23	205,2	11,88
2	690	5,23	204,8	11,87
3	580	5,23	204,4	11,84
4	680	5,23	205,7	11,93
5	640	5,23	205,6	11,97
6	630	5,23	203,8	11,91
7	610	5,23	204,8	11,93
8	690	5,23	205,7	11,97
9	580	5,23	205,6	11,91
10	600	5,23	203,9	11,89
PROMEDIO	630	5,23	205,0	11,91

Tabla 4: Día 14 de abril de 2016 8:00 AM

Hora: 8:00AM	Estación meteorológica		Detector de efecto Cherenkov	
#	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]
1	600	5,23	204,9	11,88
2	680	5,23	203,5	11,85
3	640	5,23	204,4	11,9
4	630	5,23	205,7	11,9
5	620	5,23	205,6	11,91
6	640	5,23	205,6	11,85
7	630	5,23	203,8	11,89
8	620	5,23	205,2	11,97
9	580	5,23	204,8	11,91
10	600	5,23	203,9	11,89
PROMEDIO	624	5,23	204,7	11,90

Tabla 5: Día 14 de abril de 2016 11:30 AM

Hora: 11:30AM	Estación meteorológica		Detector de efecto Cherenkov	
#	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]
1	610	5,23	204,8	11,88
2	690	5,23	205,7	11,93
3	610	5,23	205,6	11,97
4	580	5,23	205,2	11,91
5	610	5,23	205,6	11,9
6	690	5,23	205,2	11,93
7	610	5,23	204,8	11,93
8	690	5,23	205,7	11,97
9	580	5,23	205,6	11,91
10	690	5,23	203,9	11,89
PROMEDIO	636	5,23	205,2	11,92

Tabla 6: Día 14 de abril de 2016 4:30 PM

Hora: 4:30PM	Estación meteorológica		Detector de efecto Cherenkov	
#	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]
1	610	5,23	205,2	11,88
2	690	5,23	204,8	11,87
3	620	5,23	204,4	11,84
4	580	5,23	205,7	11,93
5	580	5,23	205,6	11,97
6	690	5,23	203,8	11,91
7	610	5,23	204,8	11,93
8	580	5,23	205,7	11,97
9	610	5,23	205,6	11,91
10	690	5,23	203,9	11,89
PROMEDIO	626	5,23	205,0	11,91

Tabla 7: Día 15 de abril de 2016 8:00 AM

Hora: 8:00AM	Estación meteorológica		Detector de efecto Cherenkov	
#	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]
1	600	5,23	205,7	11,88
2	680	5,23	205,6	11,87
3	640	5,23	203,8	11,84
4	630	5,23	204,4	11,85
5	620	5,23	205,7	11,87
6	680	5,23	205,6	11,84
7	640	5,23	203,8	11,85
8	630	5,23	205,2	11,97
9	580	5,23	204,8	11,91
10	600	5,23	203,9	11,89
PROMEDIO	630	5,23	204,9	11,88

Tabla 8: Día 15 de abril de 2016 11:30 AM

Hora: 11:30AM	Estación meteorológica		Detector de efecto Cherenkov	
#	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]
1	620	5,23	204,9	11,88
2	680	5,23	205,2	11,93
3	640	5,23	204,8	11,97
4	690	5,23	205,7	11,91
5	580	5,23	205,6	11,9
6	680	5,23	205,2	11,93
7	640	5,23	204,8	11,93
8	630	5,23	205,7	11,97
9	610	5,23	205,6	11,91
10	580	5,23	203,9	11,89
PROMEDIO	635	5,23	205,1	11,92

Tabla 9: Día 15 de abril de 2016 4:30 PM

Hora: 4:30PM	Estación meteorológica		Detector de efecto Cherenkov	
#	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]
1	600	5,23	205,6	11,88
2	690	5,23	205,2	11,97
3	580	5,23	204,8	11,91
4	680	5,23	205,7	11,93
5	640	5,23	205,6	11,87
6	630	5,23	203,9	11,84
7	610	5,23	205,2	11,93
8	690	5,23	203,9	11,97
9	580	5,23	204,4	11,91
10	600	5,23	205,7	11,89
PROMEDIO	630	5,23	205,0	11,91

CALCULO DE INCERTIDUMBRES ASOCIADAS A LAS MEDICIONES

INCERTIDUMBRE TIPO A (XA):

Cuando una magnitud a medir repetidas veces, se espera que no varíe entre una medida y otra, el conjunto de datos se puede representar muy bien con una distribución de probabilidad, donde su valor correcto es aproximadamente igual a la media muestral o promedio. Sin embargo, los valores medidos pueden alejarse un poco de la media muestral, es por esto que es necesario calcular un valor que permita estimar esta diferencia, en la medida que este valor sea más pequeño indicara que tan bien se acercan los datos al valor promedio.

La incertidumbre tipo A considerara la desviación estándar como el estimador de la diferencia de las muestras con la media muestral y permita realizar una primera estimación de la incertidumbre asociada a la medición. La incertidumbre tipo A, también conocida como incertidumbre típica se expresa según (1), donde "σ" es la desviación estándar²².

$$X_A = \frac{\sigma}{\sqrt{\#muestras}} \quad (1)$$

INCERTIDUMBRE TIPO B (XB):

También conocida como incertidumbre debida al medidor, es decir depende solamente del equipo que se utilice para la medición.

Para una distribución rectangular, con 2 tipos de muestras (tensión y corriente) relacionadas entre sí, se expresa según (2) y como se mencionó anteriormente es función de características técnicas propias de cada instrumento utilizado para medir, en este caso el multímetro "*Multímetro Digital TECHMAN TM 109*".

$$X_B = \frac{\text{Precisión} * \text{Media}_{\text{muestral}} + \# \text{digitos} * \text{coeficiente de correlación entre I y V}}{\sqrt{3}} \quad (2)$$

Las Figuras 1 y 2 mostradas a continuación contiene las características necesarias para el cálculo de la incertidumbre en la medición asociada al "*Multímetro Digital TECHMAN TM 109*" utilizado en las mediciones de las Tablas 1 al 9.

²² Centro Español de Metrología (CEM). (2008). Evaluación de datos de medición, Guía para la expresión de la incertidumbre de medida. JCGM.

Tabla 10: Especificaciones de resolución y precisión en corriente del MULTÍMETRO DIGITAL TECHMAN TM 109

CORRIENTE DC		
RANGO	RESOLUCIÓN	PRECISIÓN
400 μ A	0,1 μ A	\pm (0,8% de rdg +2 dígitos)
4 mA	1 μ A	\pm (0,8% de rdg +2 dígitos)
40 mA	10 μ A	\pm (0,8% de rdg +2 dígitos)
400 mA	0,1 mA	\pm (1,2% de rdg +2 dígitos)
10 A	10 mA	\pm (2% de rdg +5 dígitos)

Tabla 11: Especificaciones de resolución y precisión en tensión del MULTÍMETRO DIGITAL TECHMAN TM 109

VOLTAJE DC		
RANGO	RESOLUCIÓN	PRECISIÓN
400 mV	0,1 mV	\pm (0,8% de rdg +2 dígitos)
4 V	1 mV	\pm (0,5% de rdg +2 dígitos)
40 V	10 mV	\pm (0,5% de rdg +2 dígitos)
400 V	100 mV	\pm (0,5% de rdg +2 dígitos)
1000 V	1 V	\pm (0,8% de rdg +2 dígitos)

INCERTIDUMBRE TIPO C (XC):

La incertidumbre combinada, se expresa según (3) la cual así como su nombre lo indica combina las dos tipos de incertidumbres básicas XA y XB por medio de una expresión pitagórica.

$$X_C = \sqrt{X_A^2 + X_B^2} \quad (3)$$

INCERTIDUMBRE TIPO D:

Incertidumbre expandida

Factor de cobertura: Como (4) lo define, es un valor entero múltiplo de la incertidumbre tipo C y se utiliza para declarar un rango factible donde realmente puede estar un valor medido con un porcentaje de confianza según el tipo de distribución de probabilidad de datos que se utiliza.

$$U = k \cdot X_C, \quad k = 1, 2, 3 \quad (4)$$

Con un factor de cobertura $k=2$, donde X_c corresponde a la incertidumbre combinada o tipo C, para una distribución normal con $k=2$, se espera una confianza del 95,45% de que al medir un valor "x" se encuentre en el intervalo $x-U \leq X \leq x+U$, por ejemplo, en la medición de corriente de la estación meteorológica se espera con un 95,45% de confianza que el valor medido se encuentre en el intervalo **$x-11,96 \text{ mA} \leq X \leq x+11,96 \text{ mA}$**

Tabla 12: Incertidumbre debida a las mediciones

	Estación meteorológica		Detector de efecto Cherenkov	
	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [mA]	TENSIÓN [V]
PROMEDIO	629,67	5,23	204,95	11,91
DESVIACIÓN [σ]	38,93	0,00	0,70	0,04
INCERTIDUMBRE TIPO A	4,1	0	0,07	0
INCERTIDUMBRE TIPO B	4,36	0,02	1,86	0,47
INCERTIDUMBRE TIPO C	5,98	0,02	1,86	0,47

ANEXO B. DESCRIPCIÓN DEL SCRIPT REALIZADO

Los datos tomados por la estación meteorológica son almacenados en archivos tipo ".txt" con el siguiente formato de nombre "Datos_año_mes_dia_hora.txt". Cada hora es almacenado un archivo de este tipo y en su interior contiene 3600 datos por cada variable censada como presión, temperatura, humedad, irradiancia entre otras, es decir, se tiene un dato por segundo de cada una de las variables mencionadas anteriormente.

Por ejemplo, los datos de la hora 13 (1 PM) del quince de enero de 2017 estarán almacenados en un archivo con el nombre " Datos_2017_1_15_13.txt". Como se aprecia en la Figura 1, cada variable censada se ubica en una columna, en el caso de la variable de nuestro interés se encuentra en la columna 6.

Figura 1: Formato de los datos de la estación meteorológica

Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6	Columna 7	Columna 8	Columna 9
# Name = UIS1								
# Version = 1.0								
# Location = Universidad Industrial de Santander								
# Sensors = Presion, Temperatura, Humedad, Irradiancia, Iluminancia, Ruido, LLuvia, CO2, NO2, Latitud, Longitud, Nul								
# Power = Red								
# GPS = si								
# Time Zone = UTC-5								
# Data = UTctime GPStime	Presion	Temperatura	Humedad	Irradiancia	Iluminancia	Ruido	CO2	
1456844401.	1003.02	26.12	66.61	3.51	203.95	3.69	0.00	308.70
1456844402.	1002.62	25.93	67.25	3.51	208.80	-2.33	0.00	308.87
1456844403.	1003.02	26.12	67.56	3.51	212.48	7.67	0.00	309.04
1456844404.	1003.02	26.12	67.41	3.51	214.96	0.68	0.00	308.93
1456844405.	1002.62	25.93	67.25	3.51	214.96	-2.33	0.00	309.21
1456844406.	1002.62	25.93	67.09	3.51	214.96	-0.00	0.00	309.15
1456844407.	1003.02	26.12	67.56	1.76	214.96	-2.33	0.00	308.82
1456844408.	1003.02	26.12	67.41	3.51	218.70	-0.00	0.00	309.38

Descripción general del Script

El Script ha sido realizado en el software Matlab y consta de una función llamada "importfile.m" que se encarga de importar los datos de irradiancia contenidos en los archivos ".txt" al archivo "HPS.m".

El archivo "HPS.m" es el Script donde se realiza el cálculo de las HPS y al ser ejecutado entrega además del valor de las horas pico solares dos gráficas para visualizar el perfil de Irradiancia.

En la Figura 2 se aprecia la curva de irradiancia promedio que se obtiene al ejecutar el script, esta grafica se realiza promediando cada 15 minutos los datos de la estación meteorológica. En la Figura 3 se observa la variación de la irradiancia promedio debida a la desviación estándar de los datos.

Figura 2: Irradiancia promedio mensual

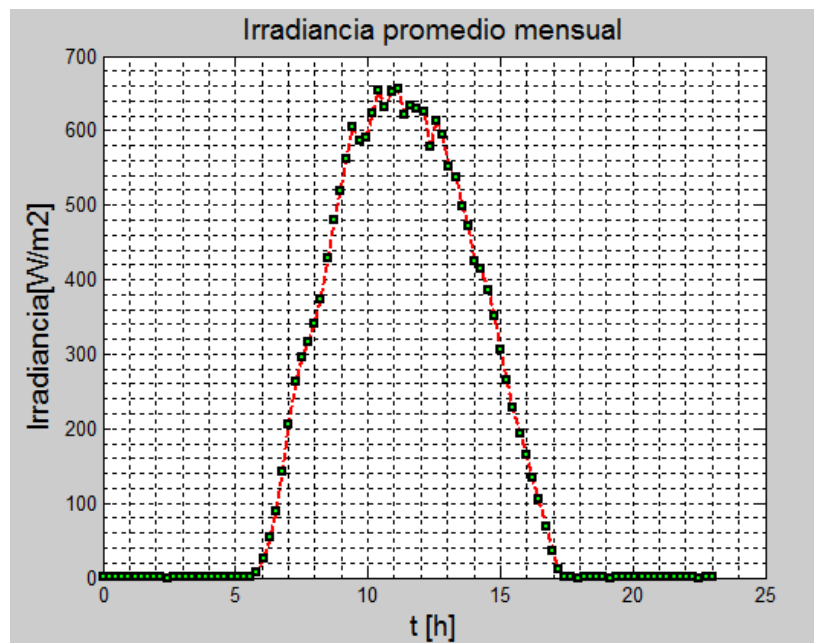
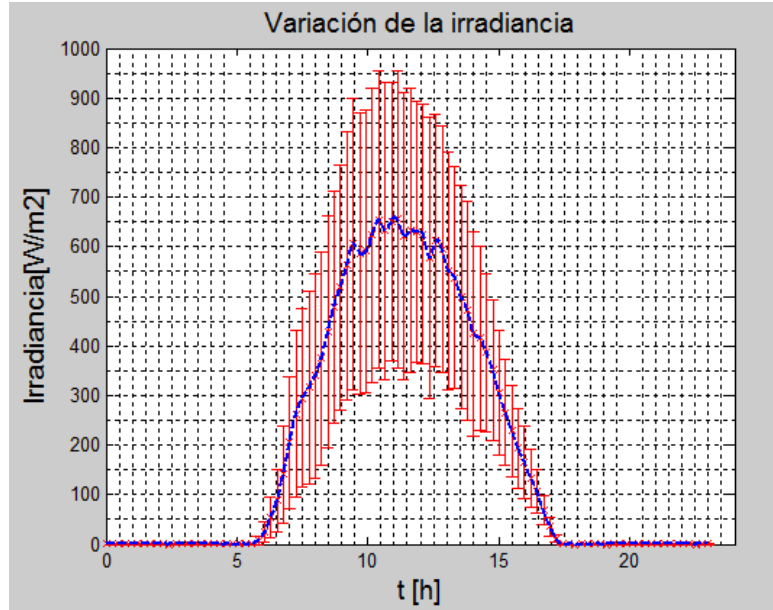


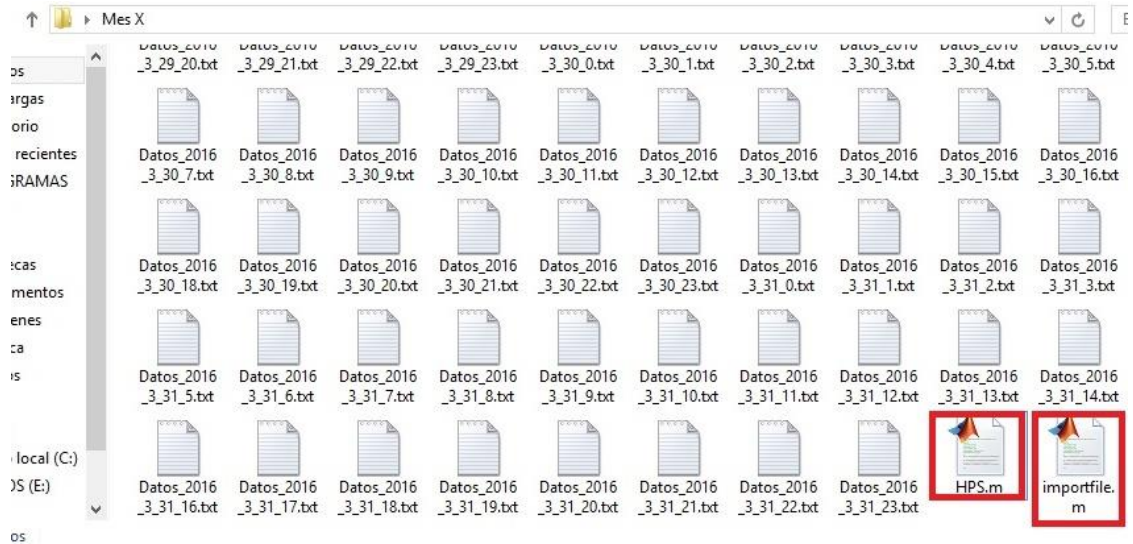
Figura 3: Variación de la irradiancia promedio mensual



Pasos para ejecutar correctamente el Script

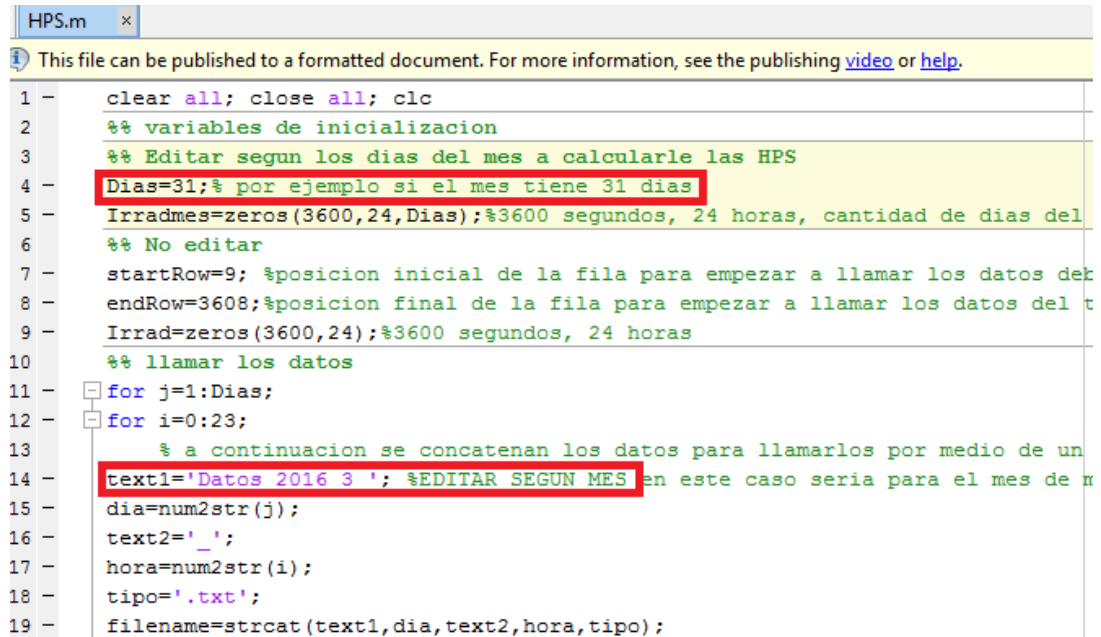
- 1) En una carpeta guardar todos los archivos ".txt" asociados a un mes, junto con los archivos "importfile.m" y "HPS.m" como lo muestra la Figura 4.

Figura 4: Carpeta con los archivos necesarios



- 2) Ejecutar el software Matlab y abrir el archivo "HPS.m" y modificar las variables resaltadas en la Figura 3.

Figura 5: Variables a editar



```
HPS.m x
This file can be published to a formatted document. For more information, see the publishing video or help.
1 - clear all; close all; clc
2 - %% variables de inicializacion
3 - %% Editar segun los dias del mes a calcularle las HPS
4 - Dias=31;% por ejemplo si el mes tiene 31 dias
5 - Irradmes=zeros(3600,24,Dias);%3600 segundos, 24 horas, cantidad de dias del
6 - %% No editar
7 - startRow=9; %posicion inicial de la fila para empezar a llamar los datos del
8 - endRow=3608;%posicion final de la fila para empezar a llamar los datos del t
9 - Irrad=zeros(3600,24);%3600 segundos, 24 horas
10 - %% llamar los datos
11 - for j=1:Dias;
12 - for i=0:23;
13 -     % a continuacion se concatenan los datos para llamarlos por medio de un
14 -     text1='Datos 2016 3 '; %EDITAR SEGUN MES en este caso seria para el mes de m
15 -     dia=num2str(j);
16 -     text2='_';
17 -     hora=num2str(i);
18 -     tipo='.txt';
19 -     filename=strcat(text1,dia,text2,hora,tipo);
```

- ✓ Dias= 31; % por ejemplo si el mes tiene 31 días de datos almacenados
- ✓ text1='Datos_2016_3_'; % editar el año y el mes para que correspondan con los datos que se encuentran en la carpeta en este caso sería mes de marzo del 2016

- 3) Presionar botón "Save and run" seguido de "Change Folder" como lo muestra las Figuras 6 y 7 respectivamente.

Figura 6: Botón Save and run

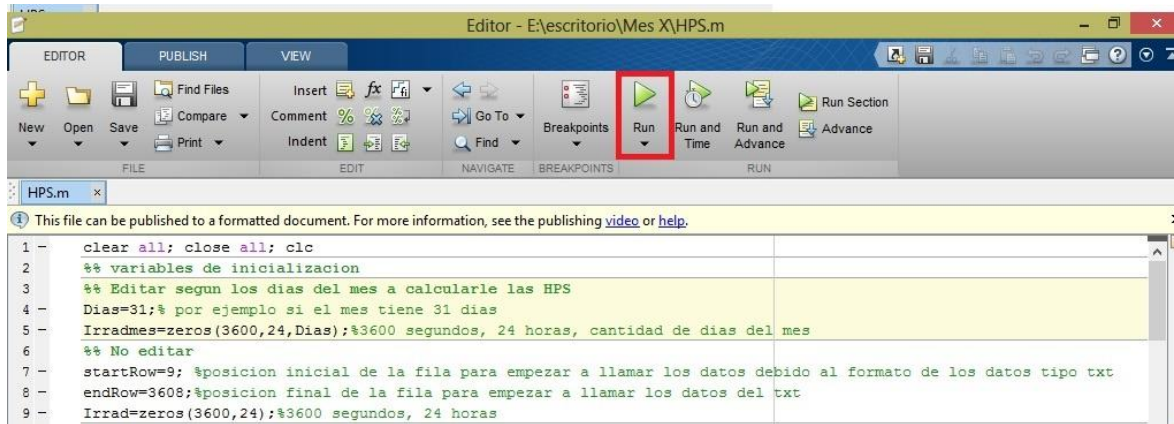
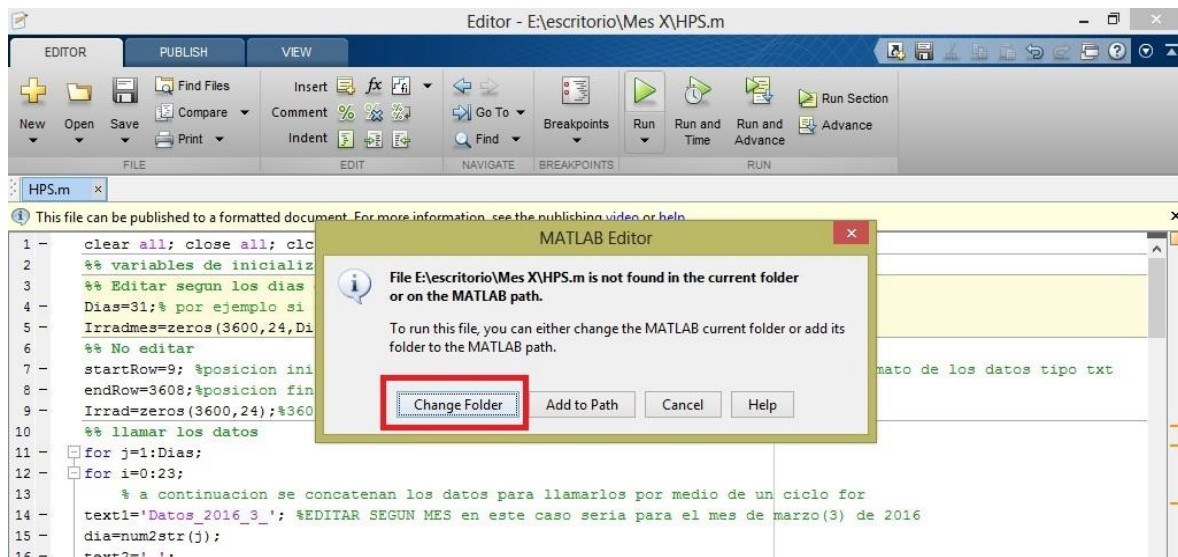


Figura 7: Botón Change Folder



Si los 3 pasos anteriores han sido realizados correctamente se tendrán dos graficas como la Figura 2 y Figura 3, además se podrá observar en el "Comand Window" un mensaje como el de la Figura 8 que indica el valor de las HPS.

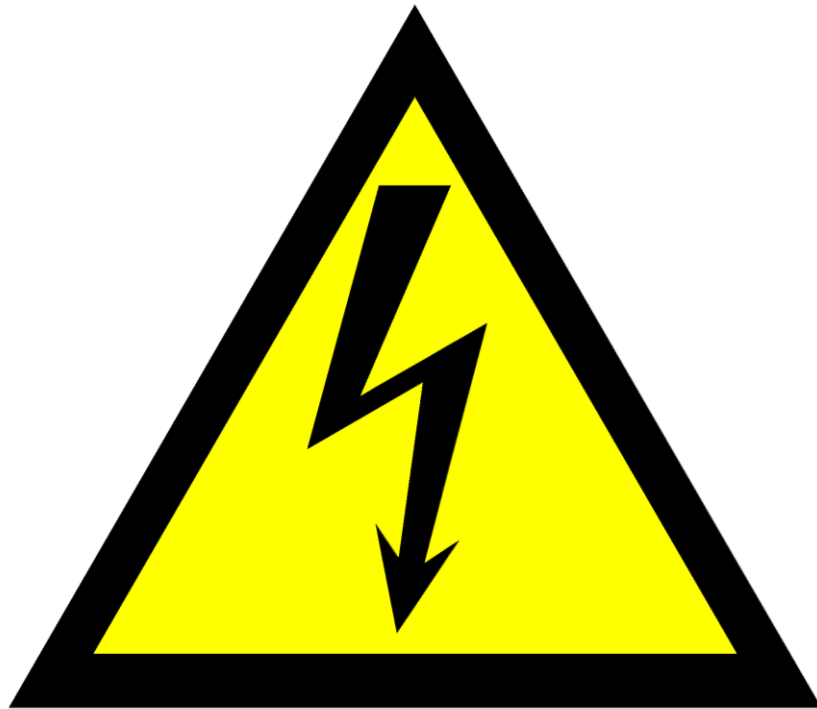
Figura 8: Mensaje al finalizar la ejecución del Script



ANEXO C. SEÑALIZACIÓN ELÉCTRICA

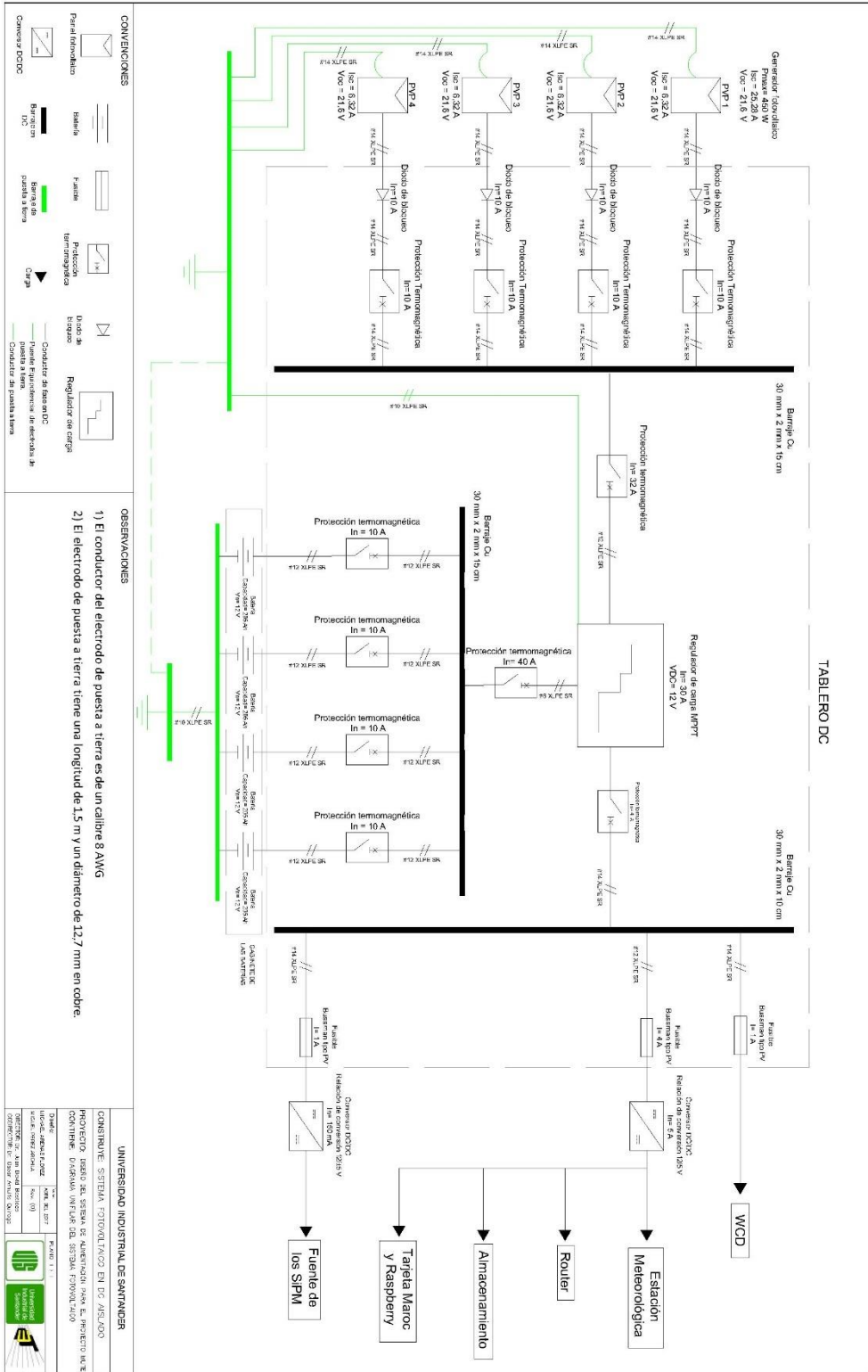
Ver anexo con el nombre "ANEXO C.jpg", archivo listo para imprimir e instalarse en el tablero DC de la instalación fotovoltaica, el cual tiene el aspecto de la Figura 1.

Figura 1: Señalización de riesgo eléctrico



**PRECAUCIÓN:
RIESGO DE DESCARGA
ELÉCTRICA
SOLO PERSONAL
CALIFICADO**

ANEXO D. DIAGRAMA UNIFILAR



ANEXO F. ILUSTRACIONES DE CONEXIONADO DE EQUIPOS

Como complemento de los diagramas de conexionado se muestran las principales ilustraciones tomadas de los manuales de usuario de los equipos sugeridos, regulador de carga, panel solar y diodo de bloqueo.

Figura 1: Terminales de conexión del regulador de carga MUST SOLAR

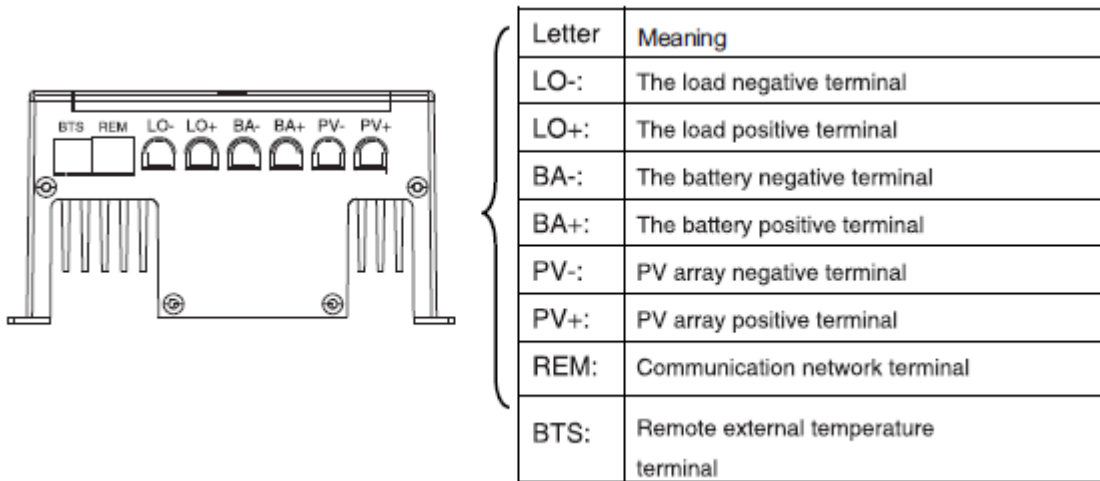


Figura 2: Diagrama general de cableado de controlador de carga MUST SOLAR

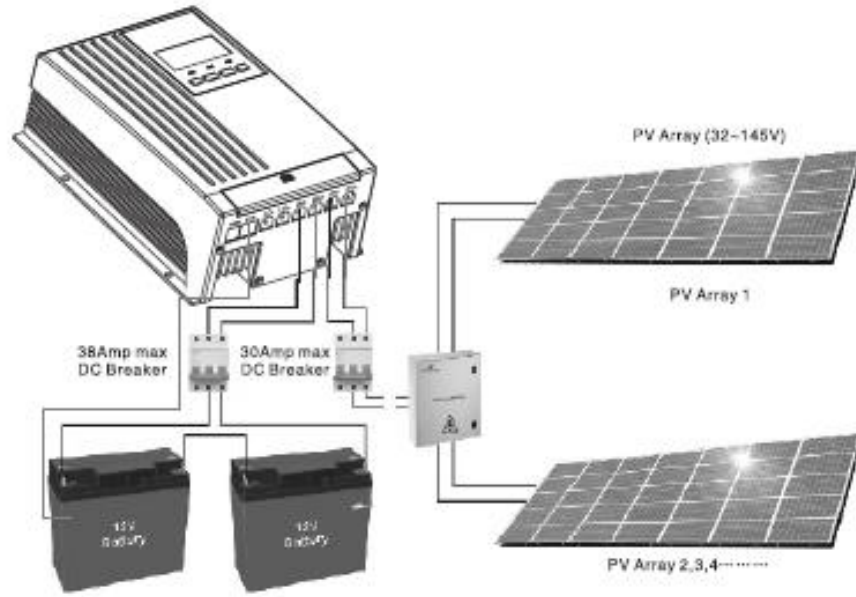


Figura 3: Terminales de salida y orificios de montaje del panel VICTRON ENERGY

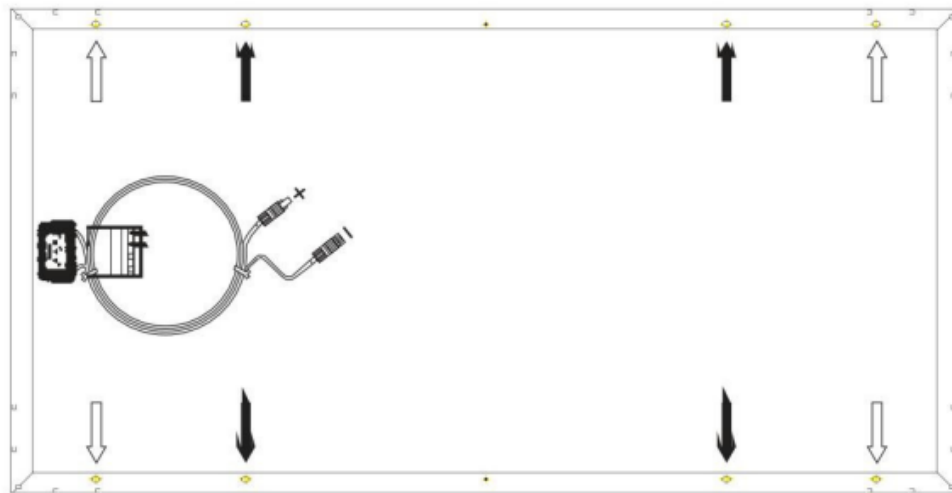
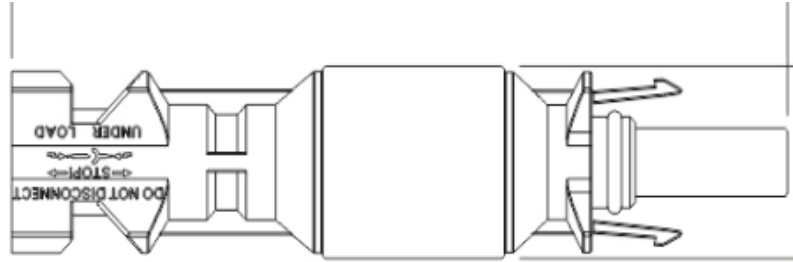


Figura 4: Diodo de bloqueo SUNCON



ANEXO G. HOJA DE DATOS PANEL FOTOVOLTAICO

Article Number	Description	Net weight	Electrical data under STC (1)				
			Nominal Power	Max-Power Voltage	Max-Power Current	Open-Circuit Voltage	Short-Circuit Current
			P _{max}	V _{mp}	I _{mp}	V _{oc}	I _{sc}
		Kg	W	V	A	V	A
SPP030201200	20W-12V Poly 480x350x25 mm series 3a	2.2	20	18	1.11	22.5	1.23
SPP030301200	30W-12V Poly 410x670x25 mm series 3a	3.7	30	18	1.67	22.5	1.85
SPP030401200	40W-12V Poly 450x670x25mm series 3a	4.2	40	18	2.22	22.5	2.46
SPP030501200	50W-12V Poly 540x670x25 mm series 3a	4.3	50	18	2.78	22.2	3.09
SPP030801200	80W-12V Poly 840x670x35 mm series 3a	6.8	80	18	4.44	21.6	5.06
SPP031001200	100W-12V Poly 1000x670x35 mm series 3a	8.9	100	18	5.56	21.6	6.32
SPP031401200	140W-12V Poly 1480x673x35 mm series 3a	12	140	20	7.78	21.6	8.85
SPP032502001	250W-20V Poly 1640x992x40mm series 3b	17	250	30	8.33	36.75	8.94
SPP032602000	260W-20V Poly 1640x992x40mm series 3a	17	260	30	8.67	36.75	9.30
SPP032902400	290W-24V Poly 1956x992x45 mm series 3a	24	290	36	8.06	44,10	8.56

Module	SPP 030201200	SPP 030301200	SPP 030401200	SPP 030501200	SPP 030801200	SPP 031001200	SPP 031401200	SPP 032502400	SPP 032602000	SPP 032902400
Nominal Power (± 3% tolerance)	20W	30W	40W	50W	80W	100W	140W	250W	260W	290W
Cell type	Polycrystalline									
Number of cells in series	36						60	60	72	
Maximum system voltage (V)	1000V									
Temperature coefficient of PMPP (%)	-0.47/°C	-0.48/°C			-0.48/°C		-0.48/°C		-0.47/°C	
Temperature coefficient of Voc (%)	-0.34/°C	-0.34/°C			-0.34/°C		-0.35/°C		-0.34/°C	
Temperature coefficient of Isc (%)	+0.045/°C	+0.037/°C			+0.037/°C		+0.037/°C		+0.045/°C	
Temperature Range	-40°C to +85°C									
Surface Maximum Load Capacity	200 kg/m ²									
Allowable Hail Load	23 m/s, 7.53 g									
Junction Box Type	PV-LH0801				PV-H02	PV-LH0808			PV-J8002	
Length of Cable / connector	No cable	No cable	No cable	No cable	900 mm / MC4					
Output tolerance	+/-3%									
Frame	Aluminium									
Product warranty	5 years									
Warranty on electrical performance	10 years 90% + 25 years 80% of power output									
Smallest packaging unit	1 panel									
Quantity per pallet	150	100			20			19	18	

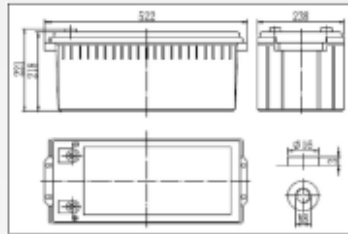
1) STC (Standard Test Conditions): 1000 W/m², 25°C, AM (Air Mass) 1.5

ANEXO H. HOJA DE DATOS BATERÍA



MT122050(12V205Ah)

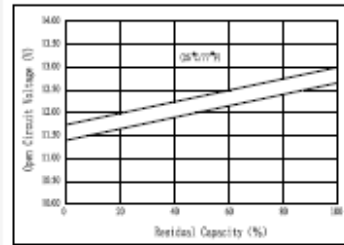
Dimensions



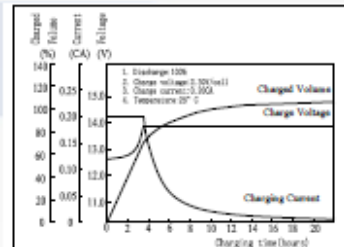
Specifications

Nominal Voltage		12 V
Capacity(10HR, 25°C)		205 Ah
Dimension	Length	522mm (20.55inch)
	Width	238mm (9.37inch)
	Height	218mm (8.58inch)
	Total Height	221mm (8.70inch)
Approx. Weight		65kg (143lbs)
Internal resistance (Fully charged, 25°C)		Approx. 3.5m Ω
Capacity affected by temperature (10HR)	40°C	102%
	25°C	100%
	0°C	85%
	-15°C	65%

The Relationship for Open Circuit Voltage and Residual Capacity (25°C)

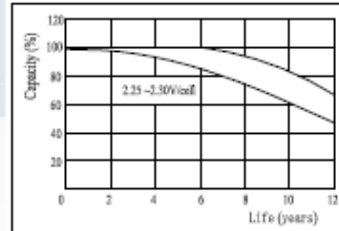


Charging Characteristics(25°C)



12 month	Remaining Capacity: 65%
Nominal operating temperature	25°C ± 5°C (77°F ± 5°F)
Operating temperature range	-15°C ~ 50°C (5°F ~ 122°F)
Float charging voltage(25°C)	13.50 to 13.80V
Cyclic charging voltage(25°C)	14.50 to 14.90V
Maximum charging current	60A
Terminal material	Copper
Maximum discharge current	1500A(5 sec.)

- ◆ AGM and VRLA technology;
- ◆ Recognized by UL & CE;
- ◆ ABS container. Orange, Blue or Black Color.



Note: Floating life at 20°C designed for 10 years

Constant Current Discharge Characteristics (A, 25°C)

F.V/TIME	5min	10min	15min	30min	60min	3h	5h	10h	20h
9.60V	651	430	363	209	135	55.0	38.2	20.3	10.4
10.2V	615	409	350	202	127	53.5	37.0	20.1	10.3
10.8V	575	380	331	190	119	52.4	36.3	20.0	10.2

Constant Power Discharge Characteristics (Watt, 25°C)

F.V/TIME	5min	10min	15min	30min	60min	3h	5h	10h	20h
9.60V	6720	4550	4010	2319	1482	639	444	242	124
10.2V	6480	4400	3852	2227	1423	629	437	240	123
10.8V	6012	4123	3651	2136	1352	617	429	240	122

ANEXO I. HOJA DE DATOS REGULADOR DE CARGA

MPPT SOLAR CONTROLLER SPECIFICATIONS

Model		20A	30A	40A
Default Battery System Voltage		12V/24V DC (Auto Detection)		
CONTROLLER	PV Array MPPT Voltage Range	16VDC~100VDC/32VDC~130VDC		
	PV Open Circuit Voltage	100VDC/145VDC		
INPUT	Max PV Input Power(12V)	300W	450W	600W
	Max PV Input Power(24V)	600W	900W	1200W
BATTERY	Absorption Voltage	12.5VDC/25.0VDC		
	Refloat Voltage	13.7VDC/27.4 VDC		
	Float Voltage	14.3VDC/28.6VDC		
	Low Voltage Protection Point	10.0VDC/20.0VDC		
	Temperature Compensation Coefficient	-3 mv /°C/cell(25°C ref.)		

DC OUTPUT	Output Voltage	10.0VDC~14.5VDC/20.0VDC~29.0VDC		
	Peak Conversion efficiency	98% (MPPT Efficiency 99%)		
	Max Charging Current	20 amps continuous	30 amps continuous	40 amps continuous
	Max Output Current	20 amps continuous	20 amps continuous	20 amps continuous
	Warning for low voltage	10.25VDC/20.5VDC		
	Cutoff for low voltage	10.0VDC/20.0VDC		
	Low voltage recovery	11.0VDC/22.0VDC		
GENERAL SPECIFICATION	Radiating mode	Automatic cooling		
DISPLAY & PROTECTION	LED indication	Systematic operation, LV indication, LV protection, over charge protection, over load protection, short circuit protection		
	LCD display	Charge voltage, charge current, charge power, voltage of storage battery, capacity of storage battery, output current, load current		
	Alarm Protections	PV array short circuit, PV reverser polarity		
		Battery reverse polarity, Over charging protection		
		Output short circuit protection		
Low voltage protection for storage battery				

MECHANICAL SPECIFICATIONS	Mounting	Wall mount		
	W*H* D(mm)	154*236*88mm		
	Net Weight(kg)	2.2kg	2.65kg	
OTHER	Environmental Rating	Indoor		
	Operation Temperature Range	-25~55C		
	Ambient humidity	0~90% relative humidity(non -condensing)		
	Altitude	≤3000m		

ANEXO J. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS EN LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS.

Debido a que las pérdidas en las protecciones eléctricas no son tenidas en cuenta en los métodos generales de dimensionamiento, en este proyecto se trató de proponer unas ecuaciones para el cálculo de la energía de perdidas, las cuales se explican a continuación:

CÁLCULO DE LA POTENCIA DE PÉRDIDAS EN LAS PROTECCIONES TERMOMAGNÉTICAS.

De la hoja de datos suministrada por el fabricante de las protecciones termomagnéticas marca C60H-DC de Schneider, se obtiene la potencia de perdidas, para cada tipo de protección utilizada en este diseño (40 A, 32 A y 10 A).

Figura 14. Hoja de datos de las pérdidas en protecciones termomagnéticas.

Services
Practical advice

Power loss / Impedance / Voltage drop Circuit breakers and switch

What is the power loss per pole?

The table below indicates device power loss in Watts for each rating, per pole, with nominal current:

Circuit breaker																							
Rating	0.5	0.75	1	1.6	2	2.5	3	4	6	6.3	10	12.5	13	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
DPN									2					3.4		3.7	4.7						
XC40									1.4					1.7		2	2.4	2.9	3.3				
C60-C60H DC	2.2	2.96	2.3		2.55		2.24	2.4	2.7		1.7			2.59	2.94	3.05	3.55	4.6	4.75	6.05			
iC60	2.26		2.3		1.85		2.24	2.4	1.3		2		1.95	2.05	2.2	2.7	2.8	3.6	4	4.4			
C120											1.6			2.3	2.8	2.5	3.4	3.5	3.6	4	4.5	6	8
NG125											2			2.5	3	3.2	3.5	4	4.7	5.5	6	7	9
C60LMA				2.4		2.5		2.4		3	2	2.2		2.6		3		4.6					
NG125LMA								3		2	2			2.5	3	3.2	3.5	4	4.7	5.5	6	7	9
Switches																							
NG125NA																				5.5	6	7	9
RCCB-ID type A/AC														1		1.4		3.6		4.4	7.2	18	28
RCCB-ID type B																1.2		2.9		7.2	12	18	28
I-NA																		3.2		3.2			

Impedance calculation

$$Z = P / I^2$$

- Z : impedance in Ohms.
- P : power loss in Watts (table values).
- I : power rating in Amperes.

Voltage drop calculation

$$U = P / I$$

- U : voltage drop in Volts.
- P : power loss in Watts (table values).
- I : power rating in Amperes.

De la imagen anterior y teniendo en cuenta que estamos trabajando en un circuito exclusivamente en corriente continua, podemos encontrar que la resistencia de las protecciones termomagnéticas se puede calcular usando:

$$R = \frac{P_{NP}}{I_{NP}^2} \quad (1)$$

Dónde:

P_{NP} : Potencia de perdidas nominal de las protecciones termomagnéticas [W].

I_{NP} : Corriente nominal de las protecciones termomagnéticas [A].

Ahora si queremos encontrar la potencia disipada por las protecciones eléctricas en estado normal de funcionamiento dentro del sistema diseñado:

$$P_{DP} = R * I_{max}^2 \quad (2)$$

Dónde:

P_{DP} : Potencia Disipada en las protecciones eléctricas [W].

R: Resistencia de las protecciones termomagnéticas [Ω].

I_{max} : Corriente máxima que pasara por la protecciones termomagnéticas [A].

Ahora reemplazando (1) en (2) se obtiene:

$$P_{DP} = P_{NP} * \frac{I_{max}^2}{I_N^2} \quad (3)$$

De (3) Obtenemos la ecuación para calcular la potencia disipada en las protecciones termomagnéticas que aplicaremos para calcular la potencia de pérdidas, en cada una de las protecciones ubicadas en el sistema ajustando los valores de potencia nominal, corriente nominal y corriente máxima que circulara por cada una de las protecciones.

CÁLCULO DE LA POTENCIA DE PÉRDIDAS EN LAS PROTECCIONES TIPO FUSIBLE.

De la hoja de datos del fabricante de las protecciones tipo fusible de la marca **Cooper Bussmann® PV** se extraen los datos de potencia de pérdidas para los diferentes fusibles utilizados en este diseño (4 A y 1 A). Estas pérdidas varían dependiendo si la corriente máxima que circulara por el circuito, es menor al 80% de la corriente nominal o si esta entre el 80% y el 100% de la corriente nominal.

Los datos se presentan en la Figura 2:

Figura 15. Hoja de datos de las pérdidas en protecciones tipo fusible.

Especificaciones técnicas

Número de parte	Capacidad Nominal (Amperes)	Integrales de energía (A ² s/I ²)		Pérdida de energía (watts)	
		Prearqueo	Total a 1,000 V _{CO}	0.8 I _n	I _n
PV-1A10F	1 A	0.15	0.4	0.2	1.5
PV-2A10F	2 A	1.2	3.4	0.2	1.0
PV-3A10F	3 A	4	11	0.3	1.3
PV-4A10F	4 A	9.5	26	0.4	1.3
PV-5A10F	5 A	19	50	0.4	1.6
PV-6A10F	6 A	30	90	0.4	1.8
PV-8A10F	8 A	3	32	1.2	2.1
PV-10A10F	10 A	7	70	1.2	2.3
PV-12A10F	12 A	12	120	1.5	2.7
PV-15A10F	15 A	22	220	1.7	2.9

CÁLCULO DE LA POTENCIA DE PÉRDIDAS EN LOS DIODOS DE BLOQUEO.

Para el cálculo de la potencia disipada en los diodos de bloqueo, se consulta en la hoja de datos del fabricante presentada en la Figura 3.

Figura 16. Hoja de datos de los diodos de bloqueo.

MAXIMUM RATINGS (T _C = 25 °C unless otherwise noted)						
PARAMETER	SYMBOL	MBR10H60		UNIT		
Maximum repetitive peak reverse voltage	V _{RRM}	60		V		
Working peak reverse voltage	V _{RWM}	60				
Maximum DC blocking voltage	V _{DC}	60				
Maximum average forward rectified current (fig. 1)	I _{F(AV)}	10		A		
Non-repetitive avalanche energy at 25 °C, I _{AS} = 4 A, L = 10 mH	E _{AS}	80		mJ		
Peak forward surge current 8.3 ms single half sine-wave superimposed on rated load	I _{FSM}	150				
Peak repetitive reverse current at t _p = 2.0 μs, 1 kHz	I _{RRM}	0.5		A		
Peak non-repetitive reverse energy (8/20 μs waveform)	E _{RSM}	10		mJ		
Electrostatic discharge capacitor voltage Human body model: C = 100 pF, R = 1.5 kΩ	V _C	25		kV		
Voltage rate of change (rated V _R)	dV/dt	10 000		V/μs		
Operating junction and storage temperature range	T _J , T _{STG}	-65 to +175		°C		
Isolation voltage (ITO-220AC only) from terminal to heatsink t = 1 min	V _{AC}	1500		V		
ELECTRICAL CHARACTERISTICS (T _C = 25 °C unless otherwise noted)						
PARAMETER	SYMBOL	TEST CONDITIONS		TYP.		UNIT
				MAX.		
Maximum instantaneous forward voltage	V _F ⁽¹⁾	I _F = 10 A	T _J = 25 °C	-	0.71	V
		I _F = 10 A	T _J = 125 °C	0.57	0.61	
		I _F = 20 A	T _J = 25 °C	-	0.85	
		I _F = 20 A	T _J = 125 °C	0.68	0.71	
Maximum reverse current	I _R ⁽²⁾	Rated V _R	T _J = 25 °C	-	100	μA
			T _J = 125 °C	2.0	12	mA

Una forma de simplificar el consumo de potencia en los diodos es teniendo en cuenta la caída de voltaje que se presenta en ellos cuando se encuentra en estado de conducción. Con este dato y la corriente máxima que circulara por el diodo de puede calcular la potencia disipada en el diodo de la siguiente forma:

$$P_{Dd} = \Delta V_D * I_{maxD} \quad (4)$$

Dónde:

P_{Dd} : Potencia Disipada en las diodos de bloqueo [W].

ΔV_D : caída de tensión en los diodos de bloqueo [V].

I_{maxD} : Corriente máxima que pasara por los diodos de bloqueo [A].

CÁLCULO DE LA ENERGÍA DE PÉRDIDAS EN LAS PROTECCIONES TERMOMAGNÉTICAS DE LOS PANELES.

Para el cálculo de la energía se asumió el modelo de las HPS, por lo que los paneles en un día promedio funcionaran la cantidad de horas equivalentes al número de HPS, de esta manera usando la ecuación (3) para la potencia disipada en la protección, podemos calcular la energía de pérdidas en las protecciones del panel al barraje.

$$E_{PBP} = N_P * P_{NPP} * \left(\frac{I_{maxP}}{I_{NPP}} \right)^2 * HPS \quad (5)$$

De manera similar, calculamos la energía de pérdidas en la protección que se encuentra del barraje de los paneles al regulador de carga.

$$E_{PPR} = P_{NPBP} * \left(\frac{I_{maxBP}}{I_{NPBP}} \right)^2 \quad (6)$$

Sumando las ecuaciones (5) y (6) se obtiene:

$$E_{PP} = \left[N_p * P_{NPP} * \left(\frac{I_{maxP}}{I_{NPP}} \right)^2 + P_{NPBP} * \left(\frac{I_{maxBP}}{I_{NPBP}} \right)^2 \right] * HPS \quad (7)$$

Dónde:

E_{PP} : Pérdidas de energía en protecciones de paneles en [Wh/día].

P_{NPP} : Potencia de pérdidas nominal de la protección de los paneles en [W].

P_{NPBP} : Potencia de pérdidas nominal de la protección del barraje de paneles en [W].

I_{maxP} : Corriente máxima que pasara por la protección de paneles en [A].

I_{maxBP} : Corriente máxima que pasara por la protección del barraje de paneles en [A].

N_p : Numero de paneles en paralelo.

HPS : Horas pico solares del mes crítico o de diseño.

La ecuación siete se trabaja en la sección 4.5. Para el cálculo de las protecciones termomagnéticas en los paneles en los cuales las potencias se tomaran de la hoja de datos del fabricante y el valor de la corriente máxima que circula por los paneles es la corriente en el punto de máxima potencia, ya que en el modelo de las HPS se toma que los paneles durante ese tiempo trabajan en su punto de máxima potencia.

CÁLCULO DE LA ENERGÍA DE PÉRDIDAS EN LAS PROTECCIONES TERMOMAGNÉTICAS DE LOS PANELES.

Como se asume el modelo de las HPS, para este caso consideramos que las protecciones de la batería trabajan todo el día, excepto el número de HPS, ya que en este tiempo los paneles suministrarán la energía.

La energía entonces es la potencia disipada por cada una de las protecciones en el sistema de almacenamiento, multiplicada por las 24 horas de un día menos las HPS.

Se utiliza la ecuación (3) para el cálculo de la potencia disipada en las protecciones de cada una de las baterías:

$$E_{PBB} = N_B * P_{NPB} * \left(\frac{I_{maxB}}{I_{NPB}} \right)^2 * (24 - HPS) \quad (8)$$

Y para el cálculo de la protección termomagnética del barraje de baterías al regulador de carga, también se utiliza la ecuación (3):

$$E_{PBR} = P_{NPBB} * \left(\frac{I_{maxBB}}{I_{NPBB}} \right)^2 * (24 - HPS) \quad (9)$$

Y de manera similar a lo obtenido en (7):

$$E_{PB} = \left[N_B * P_{NPB} * \left(\frac{I_{maxB}}{I_{NPB}} \right)^2 + P_{NPBB} * \left(\frac{I_{maxBB}}{I_{NPBB}} \right)^2 \right] * (24 - HPS) \quad (10)$$

Dónde:

E_{PB} : Pérdidas de energía en protecciones de baterías en [Wh/día].

P_{NPB} : Potencia de pérdidas nominal de la protección de las baterías en [W].

P_{NPBB} : Potencia de pérdidas nominal de la protección del barraje de baterías en [W].

I_{maxBB} : Corriente máxima que pasara por la protección del barraje de las baterías en [A].

I_{maxC} : Corriente máxima que pasara por la protección de las cargas en [A].

I_{NPB} : Corriente nominal de la protección de las baterías en [A].

I_{NPBB} : Corriente nominal de la protección del barraje de baterías en [A].

N_B : Numero de baterías en paralelo.

HPS : Horas pico solares del mes crítico o de diseño.

CÁLCULO DE LA ENERGÍA DE PÉRDIDAS EN LAS PROTECCIONES DE LA CARGA.

Como la carga tiene un tiempo de uso de las 24 horas del día, para el cálculo de la energía de pérdidas en las cargas se multiplica la potencia disipada en las protecciones y se multiplica por 24 horas.

Para el cálculo de la energía disipada en la protección del regulador de carga al barraje de 12 V, se utiliza la ecuación (3) ya que es una protección termomagnética:

$$E_{PR12V} = \left(P_{NPCT} * \left(\frac{I_{maxC}}{I_{nPC}} \right)^2 \right) * 24 \quad (11)$$

Y la potencia disipada por el fusible está dada por la hoja de datos del fabricante y multiplicada por las 24 horas del día, que será su tiempo de uso. No se pudo hacer un ajuste a la potencia nominal de los fusibles, ya que en la hoja del fabricante indica que su resistencia interna no tiene un comportamiento lineal tal como las protecciones termomagnéticas.

$$E_{PC} = P_F * 24 \quad (12)$$

Al sumar (11) y (12) obtenemos la energía de pérdidas en las protecciones de la carga:

$$E_{PC} = \left(P_{NPCT} * \left(\frac{I_{maxC}}{I_{nPC}} \right)^2 + P_F \right) * 24 \quad (13)$$

Dónde:

E_{PC} : Pérdidas de energía en la protección de la carga en [Wh/día].

P_{NPC} : Potencia de pérdidas nominal de la protección de las cargas en [W].

P_F : Potencia de pérdidas nominal de las protección tipo fusible en [W].

I_{maxC} : Corriente máxima que pasara por la protección de las cargas en [A].

I_{nPC} : Corriente nominal de la protección de las cargas en [A].

HPS: Horas pico solares del mes crítico o de diseño.

CÁLCULO DE LA ENERGÍA DE PÉRDIDAS EN LOS DIODOS DE BLOQUEO.

Los diodos de bloqueo tienen el mismo tiempo de uso que los paneles solares, utilizando el método de las HPS, se asume que estos también funcionarán un tiempo equivalente a las HPS, en el día.

Utilizando (4) para el cálculo de su potencia disipada, y multiplicando esta potencia por el número de HPS y el número de diodos se obtiene la ecuación para la energía de pérdidas dada por:

$$E_{PD} = N_P * \Delta V_D * I_{maxP} * HPS \quad (14)$$

Dónde:

N_P : Numero de paneles en paralelo.

HPS: Horas pico solares del mes crítico o de diseño.

ΔV_D : Caída de tensión del diodo en [V].