



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**REHABILITACIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA (EDIFICIO
GUILLERMO MENSÍ) Y SU GESTIONAMIENTO MEDIANTE LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO Y BASE DE
DATOS**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: BYRON ESTEBAN BACULIMA PERÉZ
DAVID FERNANDO RAIBAN VERA

TUTOR: ING. FREDDY FERNANDO CAMPOVERDE ARMIJOS

Cuenca - Ecuador

2022

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Nosotros, Byron Esteban Baculima Pérez con documento de identificación N° 0105507842 y David Fernando Raiban Vera con documento de identificación N° 0105457113; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 18 de octubre del 2022

Atentamente,



Byron Esteban Baculima Pérez
0105507842



David Fernando Raiban Vera
0105457113

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros, Byron Esteban Baculima Pérez con documento de identificación N° 0105507842 y David Fernando Raiban Vera con documento de identificación N° 0105457113, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto Técnico : **“REHABILITACIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA (EDIFICIO GUILLERMO MENSI) Y SU GESTIONAMIENTO MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO Y BASE DE DATOS ”**, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 18 de octubre del 2022

Atentamente,



Byron Esteban Baculima Pérez
0105507842



David Fernando Raiban Vera
0105457113

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Freddy Fernando Campoverde Armijos con documento de identificación N° 0102339470, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: REHABILITACIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA (EDIFICIO GUILLERMO MENSI) Y SU GESTIONAMIENTO MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO Y BASE DE DATOS, realizado por Byron Esteban Baculima Pérez con documento de identificación N° 0105507842 y por David Fernando Raiban Vera con documento de identificación N° 0105457113, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 18 de octubre del 2022

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
**FREDDY FERNANDO
CAMPOVERDE ARMIJOS**

Ing. Freddy Fernando Campoverde Armijos
0102339470

RESUMEN

EL presente proyecto técnico desarrolla tres puntos principales, primeramente, se realiza la restauración de la Instalación de Generación de energía solar fotovoltaica ubicada en la azotea del edificio Guillermo Mensi de la Universidad Politécnica Salesiana, campus el Vecino, misma que se diseñó con fines educativos, pero también gracias a sus tecnologías monocristalinas y policristalinas, abastezcan un conjunto de lámparas de alumbrado al parqueadero universitario. En segundo lugar, se desarrolla un sistema de monitoreo para observar el comportamiento de cada una de las variables del sistema solar fotovoltaico, finalmente se desarrolla una Base de datos para la manipulación, almacenamiento y visualización de los datos obtenidos mediante el monitoreo.

ABSTRACT

The present technical project develops three main points, firstly, the restoration of the photovoltaic solar energy generation installation located on the roof of the Guillermo Mensi building of the Salesian Polytechnic University, El Vecino campus, which was designed for educational purposes, but also thanks to its monocrystalline and polycrystalline technologies, supply a set of lighting lamps to the university parking lot. Secondly, a monitoring system is developed to observe the behavior of each of the variables of the solar photovoltaic system. Finally, a database is developed for the manipulation, storage and visualization of the data obtained through monitoring.

Tabla de contenidos

1	Introducción e Información General	14
1.1	Antecedentes	14
1.2	Objetivos	15
1.2.1	Objetivo General	15
1.2.2	Objetivos Específicos	15
1.3	Alcance	15
2	Estado del Arte y Marco Teórico	16
2.1	Introducción	16
2.2	Estado del Arte	16
2.2.1	Mercado Solar	17
2.2.2	Estructura Módulos Fotovoltaicos	18
2.2.3	Sistema de Monitoreo en Aplicaciones Fotovoltaicas	20
2.2.4	Base de Datos	22
2.3	Generación de Energía Eléctrica Mediante Sistemas Fotovoltaicos	23
2.3.1	Aspecto Físicos de la Energía Fotovoltaica	23
	El Átomo	23
	Elementos Semiconductores	24
	Efecto Fotoeléctrico	24
2.3.2	Características de las Células y Módulos Fotovoltaicos	25
	Parámetros de las Células Fotovoltaicas	25
	Circuito Equivalente	26
2.3.3	Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	27
	Sistemas Autónomos	28
	Sistemas Conectados a la Red Eléctrica	28
	Sistemas Híbridos	29
2.3.4	Componentes del Sistema Fotovoltaico	30
	Almacenamiento de Energía (Baterías)	31
	Controlador de Carga	35
	Inversor	36

	Estructura Mecánica	38
	Cableado Eléctrico	38
2.3.5	Estudio de la Irradiancia en Sistemas Fotovoltaicos	38
	Geometría Solar	38
	Irradiancia en el Módulo Fotovoltaico	40
	Irradiancia Directa y Difusa	41
2.3.6	Análisis Económico para Sistemas Fotovoltaicos	42
	Valor Actual Neto (VAN)	43
	Factor de Recuperación del Capital (CRF)	43
	Periodo de Amortización (N)	43
	Costo Nivelado de la Electricidad (LCoE)	44
2.4	Sistema de Monitoreo	45
2.4.1	Clases del Sistema de Monitoreo	47
2.4.2	Sistema de Adquisición de Datos (DAQ)	48
	Tiempo de Adquisición de Datos e Informes	49
	Medición de Parámetros	51
	Procesamiento de los Datos y Control de Calidad	57
2.4.3	Cálculo de los Parámetros	58
	Irradiancia	58
	Energía Eléctrica	59
	Potencia Nominal de la Matriz	60
	Rendimientos	60
	Perdidas de Rendimiento	61
	Eficiencias	61
2.4.4	Métricas de rendimiento	62
	Relación de Rendimiento	63
	Relación de Rendimiento Anual Equivalente a la Temperatura	63
	Relación de Rendimiento STC	64
	Índices de Rendimiento	64
3	Rehabilitación del Sistema Fotovoltaico	65
3.1	Introducción	65
3.2	Estado del Sistema Fotovoltaico	66
3.2.1	Paneles Solares	66
3.2.2	Inversor	67
3.2.3	Regulador de carga	67
3.2.4	Baterías	68

	Carga y Descarga de la Batería	68
3.3	Puesta en Marcha del SFA	70
3.3.1	Determinación de las Cargas en CC y CA	71
3.3.2	Cálculo de la Corriente Pico del Módulo	72
3.3.3	Dimensionamiento de los Módulos Fotovoltaicos	73
3.3.4	Dimensionamiento del Banco de Baterías	74
3.3.5	Dimensionamiento del Inversor	74
3.3.6	Capacidad de la Unidad de Control	74
3.4	Normativa NEC para SFA	75
3.4.1	Componentes de una Instalación Fotovoltaica Autónoma	75
3.4.2	Requerimientos del Circuito	76
	Voltaje Máximo	76
	Corriente y Dimensionamiento del Circuito	76
	Protección de Sobrecorriente	76
	Medios de Desconexión	77
3.5	Análisis Económico	78
3.5.1	Determinación del Costo Nivelado de Electricidad (LCoE)	78
	Insolación anual media	79
	Capacidad de la Estación	79
	Costo de Mantenimiento y Operación	79
	Rendimiento Anual de la Estación	79
	Costo de Instalación	80
	Costo Anual	80
	Costo Nivelado de Electricidad	80
3.5.2	Determinación del periodo de recuperación (N)	81
4	Desarrollo del Sistema de Monitoreo	82
4.1	Introducción	82
4.2	Clase del Sistema de Monitoreo	83
4.3	Sistema de Adquisición de Datos	83
4.3.1	Determinación del Tiempo de Adquisición de Datos	84
	Tiempo de Muestreo	84
	Tiempo de Registro	84
	Tiempo de Informe	84
4.3.2	Equipos Utilizados para el Sensado de las Variables	85
	Convertor de Señal Analógico a Digital	85
	Reloj de Tiempo Real RTC	86

Módulo MicroSD	87
Módulo MAX31855	88
Sensores de temperatura	89
Sensor de voltaje	90
Sensor de corriente	90
Microcontrolador ESP32	91
4.3.3 Algoritmos utilizados para la obtención de los datos	92
Función RtcTiempo()	93
Función TempDS18B20(sensor1,sensor2,sensor3)	93
Función TempMax31855()	93
Función sensorVoltaje(0,1,2,3)	94
Función sensorCorriente(0,1,2,3)	94
Función logSDCard()	95
Función enviarThingSpeak()	96
4.4 Gestionamiento del sistema	96
4.5 Análisis de los Datos	98
4.5.1 Temperatura de los Módulos Fotovoltaicos y las Baterías	98
4.5.2 Irradiancia	100
4.5.3 Potencia Nominal de CC	100
4.5.4 Energía Eléctrica de CC	101
4.5.5 Rendimiento Energético del Generador Fotovoltaico	102
4.5.6 Rendimiento de Referencia	103
4.5.7 Pérdida de Captura de Matriz	103
4.5.8 Eficiencia de la Matriz de CC	103
5 Conclusiones y Recomendaciones	104
5.1 Conclusiones	104
5.2 Recomendaciones	106
Bibliografía	112
Anexo A Tablas de la IEC 61724	113
Anexo B Códigos Implementados	116
B.1 Configuración del RtcTiempo()	117
B.2 Configuración del Sensor DS18B20	117
B.3 Configuración de la Termocupla tipo <i>k</i>	118
B.4 Configuración de la microSD	119
B.5 Configuración ThingSpeak	120

Anexo C Diagramas UML	121
C.1 Sensor de Temperatura DS18B20	122
C.2 Sensor de Temperatura Max31855	123
C.3 Sensor de Voltaje	124
C.4 Sensor de Corriente	125
C.5 Base de Datos Física	126
C.6 Base de Datos ThingSpeak	127
Anexo D Base de Datos Online	128
D.1 Ingreso a la Plataforma ThingSpeak	129
D.2 Acceso a la base de datos de ThingSpeak mediante Matlab	131
D.3 Reporte Final del Sistema	132
D.3.1 Sistema Solar Fotovoltaico	132
D.3.2 Sistema de Monitoreo	132
D.3.3 Base de Datos	133

Índice de figuras

2.1	Flujo de los electrones a través del material conformado por cobre.	23
2.2	Creación de voltaje y corriente mediante el Efecto Fotoeléctrico.[1]	24
2.3	Principales características de un módulo fotovoltaico, debido a la curva I-V.[1]	25
2.4	Circuito equivalente de la célula solar.[1]	27
2.5	Sistemas fotovoltaicos autónomos.[2]	28
2.6	Sistemas fotovoltaicos conectados a la red.[2]	29
2.7	Sistema fotovoltaico híbrido.[2]	30
2.8	Diferentes tipos de tecnología para el almacenamiento de energía eléctrica.[2] .	31
2.9	Un modelo eléctrico simple del elemento almacenador de energía.[2]	32
2.10	Efectos de la temperatura en los ciclos de vida útil de la batería.[2]	34
2.11	Controladores de carga.[2]	36
2.12	Diagrama eléctrico de un inversor de puente H.[2]	37
2.13	Diagrama eléctrico de un inversor de puente H con un filtro de paso bajo.[2] .	37
2.14	Posición de los cuerpos celestes mediante los ángulos de altitud y azimut.[2] .	39
2.15	Trayectoria solar, para la ciudad de Cuenca Ecuador. [Autores]	39
2.16	Ángulos de azimut y altitud para determinar la posición del módulo.[2]	41
2.17	Los diferentes tipos de radiación solar.[3]	41
2.18	Características que debe tener el SM según [4].	46
2.19	Muestreo, registro e informe.[4].	50
3.1	Sistema fotovoltaico autónomo de la terraza del edificio Guillermo Mensi. . . .	66
3.2	Comportamiento de los controladores de carga, en el modo carga de batería. .	68
3.3	Curva de descarga de la batería, del circuito con tecnología Monocristalina. . .	70
3.4	Procedimiento para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo.[5, 2]	71
3.5	Datos de la irradiancia, tomados de la estación meteorológica de la UPS. . . .	73
3.6	Elementos que conforman un sistema fotovoltaico autónomo según el NEC.[6]	75
3.7	Ubicación de las protecciones eléctricas en corriente continua.[6]	75
4.1	Valores de los tiempos de muestreo, registro e informe.	85
4.2	Módulo conversor analógico a digital ADS1115	86
4.3	Módulo de tiempo real RTC.	87

4.4	Módulo microSD, para la base de datos física.	87
4.5	Módulo MAX31855 para termocupla tipo k	88
4.6	Sensores de temperatura.	89
4.7	Sensor de voltaje.	90
4.8	Sensor de corriente no invasivo o de efecto hall WCS1800.	90
4.9	Microcontrolador ESP32.	91
4.10	Diagrama <i>uml</i> del programa desarrollado.	92
4.11	Comportamiento del voltaje de salida debido a la corriente primaria.[7]	95
4.12	Gestionamiento de la información debido a la base de datos.	97
4.13	Comportamiento de las temperaturas en los módulos fotovoltaicos y las baterías.	99
4.14	Comparación de las temperaturas, en los circuitos monocristalino y policristalino.	100
4.15	Comportamiento de la generación de voltaje y corriente.	101
4.16	Producción de energía del sistema fotovoltaico autónomo.	102
C.1	Diagrama <i>uml</i> para el censado de temperatura con el DS18B20.	122
C.2	Diagrama <i>uml</i> establecido para la función Max31855.	123
C.3	Diagrama <i>uml</i> establecido para la función sensorVoltaje(0,1,2,3).	124
C.4	Diagrama <i>uml</i> establecido para la función sensorCorriente(0,1,2,3).	125
C.5	Diagrama <i>uml</i> establecido para la función microSD.	126
C.6	Diagrama <i>uml</i> establecido para la funciones ThingSpeak.	127
D.1	Plataforma ThingSpeak.	129
D.2	Ingreso a la cuenta de ThingSpeak.	129
D.3	Canales presentes en la base de datos.	130
D.4	Gráficas generadas por los datos de los sensores.	130
D.5	Obtención de los datos mediante el software Matlab.	131
D.6	Gráfica generada por la base de datos de ThingSpeak, mediante Matlab.	131

Índice de tablas

2.1	Clasificaciones del sistema de monitoreo y aplicaciones sugeridas.[4]	47
2.2	Requisitos de intervalo de muestreo y registro.[4]	50
2.3	Relación entre el tamaño del sistema de CA y la cantidad de sensores, para sensores específicos a los que se hace referencia en la Tabla A.1.	51
2.4	Requisitos de medición eléctrica a nivel de inversor.	56
2.5	Requisitos de medición de salida de CA a nivel de planta.	56
2.6	Parámetros a calcular.	59
2.7	Métricas de rendimiento	62
3.1	Valores de las pruebas realizadas a los módulos fotovoltaicos.	67
3.2	Estado de los inversores, en base a su voltaje de salida.	67
3.3	Determinación de la energía de consumo para cargas de CA	71
3.4	Características de los módulos fotovoltaicos.	73
3.5	Variables que intervienen para el cálculo del LCoE.	79
3.6	Valores de la insolación anual media.	79
3.7	Valores de operación y mantenimiento para los tres escenarios.	79
3.8	Valores para el rendimiento anual de la estación.	80
3.9	Valores del costo de instalación.	80
3.10	Valores del factor de recuperación del capital y el costo anual.	80
3.11	Valores del costo de energía eléctrica expresada en (kWh por centavo de dolar).	80
3.12	Valores del tiempo de recuperación en años.	81
4.1	Tipo de clase y variables a monitorer.	83
4.2	Principales características del módulo ADS1115	86
4.3	Principales características del módulo RTC.	87
4.4	Características del módulo microSD para la base de datos física.	88
4.5	Características del módulo MAX31855 para la termocupla tipo k.	88
4.6	Característica principales de los sensores de temperatura.	89
4.7	Características principales del sensor WCS1800.	90
4.8	Características principales del ESP32.	91

A.1	Parámetros a medir y los requisitos que deben cumplir cada clase del SM.[4]	114
A.2	Precisión de alineación del sensor de irradiancia	115
A.3	Requisitos de mantenimiento del sensor de irradiancia	115
A.4	Requisitos de mantenimiento del sensor de temperatura del módulo fotovoltaico.	115
A.5	Requisitos de mantenimiento del sensor de temperatura del aire ambiente. . .	115
D.1	Especificaciones de los Elementos del Sistema Fotovoltaico	132
D.2	Especificaciones de los Elementos del Sistema de Monitoreo	133

Lista de Códigos

1	Descripción de la función RtcTiempo()	117
2	Inicialización y configuración del sensor DS18B20	117
3	Inicialización y configuración del canal HSPI y la velocidad de reloj.	118
4	Configuración del módulo microSD.	119
5	Configuración de ThingSpeak.	120

Dedicatoria

El presente proyecto técnico se lo dedico primeramente a Dios, pilar, sustento y motor principal de mi vida. A mis padres, Papuchito que con su forma de ser me ha enseñado a encontrarle siempre lo bueno a la vida, a respirar y pensar antes de decidir, ha sido apoyo incondicional en cada una de mis metas desde el inicio, y hoy que se cristaliza una de ellas está allí con el mismo entusiasmo y la fe que cuando la empecé. Mamuchita, tu fuerza y valentía me infunden confianza, y has sido quien con sus palabras, consejos y regaños me recuerda el valor de la responsabilidad, de la puntualidad y que ser una buena persona es lo más valioso. A la mujer de mi vida, mi compañera, Cerecita, dulce como la miel, has estado allí en todo este proceso, malas noches, madrugadas, ausencias, siempre poniendo el hombro jéste éxito es tan mío como tuyo!. A mis hijos Hjalmar, Shmuel y Shlomit que con sus sonrisas iluminan la vida, recargan mis energías. Mis hermanos Vivi y Chino gracias por existir, ustedes me impulsan a ser mi mejor versión. Ñañita Mary desinteresadamente siempre has estado allí, sin esperar nada a cambio, tu sabes cuanto te amamos, Ñañita Suquis eres ejemplo e inspiración para tu sobrino, a mis abuelitos, tíos y primos jesto es de ustedes!.

Byron Esteban Baculima Pérez

Dedicatoria

Este proyecto técnico se lo dedico a mis padres, a mi madre Gladys por acompañarme en el transcurso de esta carrera profesional alentándome a seguir aprendiendo, a mi padre Fabian por ser una persona responsable y de la cual he aprendido el valor de la constancia. Sus enseñanzas a lo largo de mi vida han sido de gran ayuda, para afrontar los retos de la mejor forma posible. También a mis hermanos Elvis, Adrian y Rosmmery con los cuales pude compartir los momentos más emotivos en el transcurso de mi carrera, además de podernos ayudar y mejorar mutuamente.

Finalmente este proyecto técnico se lo dedico a toda mi familia tanto materna como paterna, y de manera especial a mi abuelita Lola, la cual es como un ángel guardián y esta pendiente de cada uno de nosotros.

David Fernando Raiban Vera

Agradecimientos

Agradecer a Dios, por darnos la oportunidad de vivir y poder lograr las metas propuestas por cada uno de nosotros, a nuestros padres por el apoyo entregado incondicionalmente durante todo este tiempo de formación profesional, al Ing. Freddy Campoverde, quien con su valiosa experiencia, conocimientos y metodología nos ha sabido guiar en el desarrollo de este trabajo de titulación y a la Universidad Politécnica Salesiana por ser nuestra alma máter.

Byron Esteban Baculima Pérez

David Fernando Raiban Vera

Capítulo 1

Introducción e Información General

*“Los ecuatorianos son seres raros y únicos:
duermen tranquilos en medio de crujientes volcanes,
viven pobres en medio de incomparables riquezas
y se alegran con música triste.”*

Alexander Von Humboldt

1.1. Antecedentes

Actualmente existe una instalación fotovoltaica ubicada en la parte superior (terraza), del edificio Guillermo Mensi en la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca. Dicha instalación fue realizada como proyecto de grado por estudiantes de la misma Universidad, y diseñada para abastecer de manera autónoma a un conjunto de lámparas que proporcionan alumbrado para el parqueadero, ubicado en la parte posterior del edificio en mención.

A la fecha Octubre-2020 la instalación fotovoltaica se encuentra desactivada y en desuso, y el conjunto de lámparas es abastecido por el sistema de energía universitario. El propósito de este trabajo es primeramente *rehabilitar* dicho sistema fotovoltaico para recuperar el suministro de las lamparas mencionadas y por su importancia en el ámbito académico, para ello y con la ayuda proporcionada con la creación de un *Sistema de Monitoreo*, se permitirá realizar el análisis de los distintos datos de las variables abarcadas. Además se implementa una *Base de Datos* localizada en la nube, con el fin de poder preservar los datos para posteriores estudios, trabajos, proyectos, etc.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

- Rehabilitar la instalación fotovoltaica ubicada en el edificio Guillermo Mensi, e implementar un Sistema de Monitoreo y guardado de las variables en una Base de Datos.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Estudiar los sistemas fotovoltaicos, monitoreo y base de datos.
- Determinar las variables físicas a monitorear para el sistema fotovoltaico, por medio de un estudio de las principales normas internacionales.
- Definir los protocolos de comunicación tomando en cuenta las tecnologías utilizadas en el medio industrial local, para la obtención de datos en tiempo real.
- Registrar los valores de las variables físicas en una base de datos para un correcto respaldo de información y posterior análisis.
- Generar distintos gráficos en función de los datos obtenidos, para su estudio y una mejor comprensión de la energía fotovoltaica en el sistema aislado de la Universidad Politécnica Salesiana.
- Calcular el costo del sistema de monitoreo, para implementación.

1.3. Alcance

Se desarrolla el trabajo técnico tomando en consideración la revisión del estado del arte, recopilación de datos de variables físicas a estudiar relacionadas al sistema de monitoreo, así también el estudio sobre la base de datos, estructura, tipos, entre otros. Se plantea el uso de distintos tipos de software y hardware para la realización del sistema de monitoreo, uno de los equipos en la parte de hardware es el microcontrolador ESP32, por su parte en la estructura del software se utilizará el VsCode para la programación del microcontrolador. Finalmente se emplea una plataforma para el almacenamiento y visualización de los datos, su nombre es ThingSpeak.

Capítulo 2

Estado del Arte y Marco Teórico

*“Cuidado con el 50 % de las personas que no tienen que comer,
porque el otro 50 % no podrá dormir”*

Dr. Augusto Tandazo

2.1. Introducción

A la hora de analizar la generación de energía eléctrica mediante el uso de energías renovables es importante tener un panorama acerca de los principales avances y tendencias de la tecnología que se abarca, en este caso la fotovoltaica, para ello se procede con el estudio del estado del arte, de manera que se pueda apreciar los avances tecnológicos en las células fotovoltaicas y el uso cada vez mayor de sistemas de monitoreo embebidos, este último dicho sea de paso, implementa en la actualidad el internet de las cosas IoT, seguidamente se procede con el desarrollo del marco teórico referencial que proporciona la información en torno a la generación de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos y que aborda temas como los aspectos físicos de la energía fotovoltaica, tipos de sistemas y los componentes que intervienen, el estudio de la irradiancia, el análisis económico y el uso del sistema de monitoreo, este último facilita el análisis del sistema fotovoltaico autónomo de forma precisa para garantizar un correcto funcionamiento y futuros mantenimientos.

2.2. Estado del Arte

Los actuales efectos en el planeta relacionados al calentamiento global o al aumento de los gases de efecto invernadero, son el producto de la utilización de combustibles fósiles

como fuente de energía principal a lo largo de la historia y sobre todo desde el inicio de la época industrial. Así también se ha podido evidenciar un aumento en la demanda energética mundial, observándose la necesidad de dotar de energía eléctrica a poblaciones aisladas de la red, las mismas que por cuestiones geográficas o por costos de instalación no han podido ser energizadas.[8] Por todo esto, los esfuerzos actuales se centran en la producción de energía limpia, abundante y sostenible, de allí el auge de los sistemas de energía renovable y además la adopción de medidas por distintos países alrededor del mundo, para mitigar el calentamiento global y el efecto invernadero, entre los cuales se puede como ejemplo nombrar: en París en 2015 “la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático acordó mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C por encima de los niveles preindustriales”, además la Unión Europea “ha establecido el objetivo de una reducción drástica del 80 % de las emisiones de (referidas a 1990) para 2050” [9]

2.2.1. Mercado Solar

Uno de los mercados más prometedores a nivel de energías renovables es la energía solar fotovoltaica, la cual es confiable, de bajo costo de operación y mantenimiento, se trata de energía limpia, altamente disponible, no causa impactos ambientales severos, además es silenciosa, etc., sus desventajas radican en las limitaciones de disponibilidad de sistemas en el mercado, elevado costo inicial, área de instalación grande, dependencia del desarrollo tecnológico y condiciones geográficas, etc.[10]

Durante la última década la energía solar fotovoltaica ha estado creciendo a un ritmo superior al 35 % anual, y ya en el 2019 se tenían 591 *GW* en capacidad fotovoltaica en el mundo, esto se debe en gran medida a las mejoras obtenidas en la eficiencia de las células y módulos solares, la reducción de los costos de fabricación y la realización de costos nivelados, pronosticándole así unos 5 *TW* de energía fotovoltaica instalada para el 2040.[11]

Sus principales aplicaciones pueden nombrarse como las telecomunicaciones, alumbrado público, agricultura, calentamiento y bombeo de agua, satélites y vehículos espaciales, entre otros. Muchos países alrededor del mundo están utilizando por su parte políticas para impulsar el desarrollo del mercado de generación renovable, por nombrar algunos ejemplos, Alemania, Dinamarca, China y Taiwán han utilizado la tarifa *FIT* (mecanismo político para alentar a la microgeneración renovable), de igual manera Estados Unidos, Reino Unido, Japon y Suecia utilizan *RPS* (regulación para que una parte de la energía consumida sea generada por fuentes renovables).[10]

Por su parte en América Latina, Chile ha liderado la incorporación de energía fotovoltaica, lo cual se evidenció a finales del 2016, cuando se presentó 161 *GW* de capacidad agregada, y esto lo hizo sin ningún incentivo económico por parte del gobierno, además este país tiene el objetivo de lograr hasta el 2050 la participación de la energía fotovoltaica en un 70% de su capacidad energética.[12]

2.2.2. Estructura Módulos Fotovoltaicos

En cuanto a la morfología de los paneles fotovoltaicos, es de conocimiento general que, las propiedades de la célula solar ideal son: Bandgap entre 1,1 y 1,7 de material fácilmente disponible, no tóxico, que sea de fabricación sencilla, óptimo para grandes volúmenes de producción, alta eficiencia y estabilidad a largo plazo, en la revisión bibliográfica desarrollada, no se encontró un material que cumpla todos los requisitos, sin embargo el silicio es el material más utilizado en el mercado, con una representación del 90%.[10]

El silicio cristalino dio sus primeros pasos en 1950, cuando se utilizó boro en obleas dopadas de arsénico creando la unión *P-N*, actualmente se ha dado avances en el silicio con campo de superficie trasera de aluminio (*Al-BSF*) pero en el 2013 su eficiencia se estancó en un 20%, entonces se hizo necesario mejorar la topología, recurriendo a una estructura de silicio de emisor pasivado y celda trasera (*PERC*), mejorando la eficiencia a un máximo de 23,4%. Muchas tecnologías que involucran silicio son inaccesibles, puesto que sus costos, ya sea de producción, instalación y/o mantenimiento son muy elevados, por ejemplo la celda solar con contacto trasero interdigitado (*IBC*) las cuales se consideraron como la tecnología con mayor potencial de eficiencia, actualmente alcanzan un 26,1% de eficiencia a base de contactos pasivantes de polisilicio, o las celdas solares de heterounión de silicio (*SHJ*) las cuales deben todavía sortear obstáculos asociados a su producción, para representar una tecnología real para uso comercial. Actualmente “el récord de eficiencia para una celda solar de silicio es del 26,7%, combina una estructura *IBC* con contactos pasivantes de heterounión”. [11]

Las células fotovoltaicas conformadas de telururo de Cadmio, en la última década ha alcanzado una eficiencia del 22,1%. *CIGS* aleaciones semiconductores de calcopirita, han alcanzado una eficiencia máxima del 23,4%, para celdas finas de área pequeña, su desafío está en el volumen de producción y el tamaño del módulo. Módulos bifaciales aparecieron en los 90, pero no trascendieron hasta 2018 cuando lograron costos accesibles, representando actualmente la principal tecnología para aplicaciones en el suelo. Células solares de Perovskita, una tecnología de película delgada basadas en haluro metálico, han llegado a una eficiencia superior al 25%, en laboratorio para una celda de 0,1 cm^2 .

Materiales *III-V* han alcanzado el 29,1 % de eficiencia para tres uniones, y hasta el 35,9 % en múltiples uniones, pero todavía se deben a altos costos por su estructura y fabricación. Células de silicio de unión única (*Tándem*) logran un límite de eficiencia teórico de alrededor del 29,5 %, y asociadas con compuestos *III-V* logran hasta 34,5 % de eficiencia para tres uniones, además en uniones con perovskitas que lleva a una eficiencia del 29,15 %, primordialmente en aplicaciones espaciales y concentradoras.[11]

Los materiales orgánicos tienen un gran potencial para la reducción de costos, desde que en 1986 se desarrolló la primera célula solar orgánica con una eficiencia del 1 %, se ha recorrido un largo camino hasta que actualmente dicho parámetro se encuentran en un 17 %. Hoy en día se realizan estudios cuyo objetivo es analizar fenómenos de la naturaleza, con el fin de replicarlos en las celdas y módulos solares, lo cual se ha denominado bio-inspiración. Ejemplo de ello es la célula *Gratzel* cuyo mecanismo imita a la fotosíntesis natural (1991), de la misma manera se realizan investigaciones para implementar estructuras antireflectantes presentes en organismos naturales, formas cónicas o cilíndricas en los ojos de especies de insectos o nanoestructuras en las alas de ciertas mariposas sugieren absorbentes solares, células epidérmicas en las hojas de plantas han evolucionado para absorber al máximo energía solar en condiciones de sombra, optimización de temperatura y auto-limpieza, son temas de investigación futura.[13]

Uno de los materiales prometedores y con un gran potencial que se ha desarrollado ha sido el *Grafeno*, el cual es un material modificado artificialmente, que posee muy buenas propiedades eléctricas, mecánicas, ópticas, etc., que normalmente no se encuentran en la naturaleza, y que fue considerado como “la mayor revolución en la investigación en meta-materiales”, hasta el 2017. Finalmente científicos e ingenieros que están inmersos en el ambiente fotovoltaico, han llegado a la conclusión que los materiales fotovoltaicos de película delgada, y los compuestos que incluyen tecnologías orgánicas son los que poseen mayor potencial para una reducción de costos futura.[10] Con el propósito de mejorar la eficiencia en los paneles solares, se han desarrollado distintos métodos, entre ellos el de seguimiento solar, los cuales logran aumentar la eficiencia de los paneles fotovoltaicos hasta en un 40 – 55 %.[14]

Además de técnicas para mejorar la producción de energía, mediante el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT *por sus siglas en ingles*) se busca llegar al máximo punto de potencia (el cual en condiciones estándar, ocurre entre el 72 % y 78 % de la tensión de circuito abierto) lo más rápido posible y maximizar la potencia generada por el aparato fotovoltaico, este proceso se desarrolla debido a la irradiación no constante y al sombreado parcial.[15, 16]

Uno de los retos para el cambio de la matriz energética son los acumuladores de energía o baterías, cuya finalidad es asegurar el suministro y aumentar la confiabilidad del sistema, por esto es sumamente importante su optimización para reducir costos y aumentar la eficiencia del sistema.[16] Así también se ha implementado sistemas híbridos entre energías renovables, con el objetivo de aumentar la eficiencia y disponibilidad del suministro en diferentes regiones, esto se debe a que las diferencias de condiciones climáticas a lo largo de un día, o de cambios estacionales representan un cambio considerable en la eficiencia de los convertidores de energía renovable. El desafío está en desarrollar novedosas tecnologías en las baterías, es decir, ánodos, cátodos, sistemas de control dirigidos hacia aplicaciones específicas, en este caso fotovoltaicas.[11] Actualmente los sistemas híbridos son implementados alrededor del mundo y según su actual utilización del total de sistemas híbridos, representan: eólico&solar-fotovoltaico con un 28 %, eólico&solar-fotovoltaico&diésel con el 22 % y solar-fotovoltaico&diésel 21 % con y sin respaldo de batería, y con un costo de 0,458, 0,355 y 0,349 dólares estadounidenses por cada kWh . [17]

Otro punto que ha alcanzado mucha repercusión actualmente en los sistemas fotovoltaicos es el estudio de los efectos del polvo y la suciedad, los cuales disminuyen el rendimiento de los paneles fotovoltaicos, así también se han reportado estudios de degradación y fallas por temperatura, humedad, radiación, etc, finalmente también han atraído interés en los investigadores el análisis del rendimiento, por ello se dice que “seleccionar el lugar en el que se implementará una planta de energía fotovoltaica, se vuelve tan relevante como la selección de la tecnología fotovoltaica”, por ejemplo las condiciones desérticas llevan consigo un impacto negativo en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, debido a la exposición de rayos UV y el estrés mecánico por las altas variaciones de temperatura.[10, 12]

Finalmente cabe recalcar que aunque los sistemas fotovoltaicos están en auge, para que se logre el cambio que se busca implementar, se debe profundizar en aspectos relacionados a optimización de inversores, conexión a la red, barreras e incentivos para los inversores de esta tecnología, debido a que aunque poseen innumerables ventajas respecto a sus similares, revistas europeas indican que los impactos son reflejados en costos de producción de celdas, paneles y sistemas.[10]

2.2.3. Sistema de Monitoreo en Aplicaciones Fotovoltaicas

En la actualidad la implementación de nuevas tecnologías tal como el internet de las cosas (IoT *por sus siglas en ingles*), facilitan la adquisición y almacenamiento de datos,

con esto se logra obtener un sistema de monitoreo fiable y económico. La normativa aplicada para desarrollar un sistema de monitoreo enfocado a sistemas fotovoltaicos es la IEC 61724-1 que establece la clase del sistema de monitoreo, así como ciertos lineamientos que se deben seguir para la correcta adquisición, almacenamiento y procesamiento de los datos.[18, 19]

Un estudio sobre generación de energía eléctrica de un sistema fotovoltaico autónomo ubicado en la azotea de una vivienda, es realizado por Roham Torabi [20], a partir de un sistema de monitoreo que ocupa el hardware SmartSolar-Box, para medir y almacenar los valores de consumo y producción que se analizan para detectar anomalías en los datos, esto se logra gracias al desarrollo de una red neuronal artificial (ANN) utilizada para estimar la generación fotovoltaica, finalmente, se aplica un algoritmo para detectar el mal funcionamiento del sistema fotovoltaico mediante una simple comparación del valor de producción diario con el estimado.

Un estudio del estado de funcionamiento del inversor es presentado por Kun Xia en [21], donde se implementa la tecnología IoT para la obtención de los datos generados por el inversor en tiempo real, esto se logra gracias a un sistema de monitoreo basado en ZigBee y 4G, además se desarrolla una Red Neuronal Probabilística (PNN), la cual mediante aprendizaje se la prepara para detectar un mal funcionamiento en los inversores. Otra posibilidad de la utilización del IoT según Calin Rusu en [22], es de poder presentar los resultados de la variación de la temperatura, debido a la contaminación o suciedad presentes en los módulos. Teniendo como resultado que cuando aumenta la temperatura, se reduce la potencia máxima generada, siendo la caída de energía en promedio de 1 W y 0,4 V por cada 5 °C de aumento por encima de 25 °C.

El sistema de monitorización se lo emplea para recopilar y mostrar continuamente los parámetros de salida eléctrica del sistema fotovoltaico, el cual depende de gran medida de una buena adquisición de los datos, como lo presenta Hegazy Rezk en [23], en donde se hace uso de el Software LabView y el hardware NI USB-6009, dando como resultado un Sistema de Adquisición de Datos (DAQS) rentable. Por otro parte Renata I.S en [24] presenta un Sistema de Monitoreo de Energía Renovable (REMS), el cual se presenta como un sistema de transmisión y adquisición de datos de código abierto y de bajo costo el cual utiliza Raspberry Pi y Linux.

Una de las ventajas que posee la generación de energía eléctrica a través de los sistemas fotovoltaicos es el de poder ser desarrolladas en sitio, este es el caso del nuevo sistema fotovoltaico para el observatorio de muones (AMIGA) ubicado en Malargüe, Mendoza en el Detector de Superficie “Los PIOJOS”, en donde se desarrolla un sistema de monitoreo

para el análisis del ciclo carga-descarga de un Banco de Baterías (BB) y de esta manera poder estudiar el comportamiento bajo diferentes condiciones climáticas, teniendo como resultado que el sistema fotovoltaico en condiciones meteorológicas desfavorables no generaba la suficiente energía eléctrica para cargar el banco de baterías de capacidad preestablecida de $165 Ah$, se realizó un cálculo de los días de autonomía teórico, que puede entregar el BB dando como resultado 2,17 días, sin embargo este cálculo resultó ser poco preciso ya que con un estudio de los datos proporcionados por el sistema de monitoreo se estableció como resultado un total de 1,6 días de autonomía.[25]

Un novedoso sistema fotovoltaico es presentado por Kwangbok Jeong [26], el cual es desarrollado para formar parte de las persianas de un edificio, y de esta manera ir captando la irradiancia conforme el avanzar del día, así mismo se implementa un sistema de monitoreo enfocado en las persianas (SPSB), el cual logra determinar el comportamiento de la generación de energía eléctrica y las condiciones medio ambientales, teniendo como resultado los datos de irradiancia, temperatura y energía eléctrica en función del sistema de seguimiento de las persianas con respecto a la posición del sol. Otra aplicación de un sistema de monitoreo es presentado por Wenchao Miao [27], el cual realiza el monitoreo del condensador electrolítico de aluminio (AEC), que se usa ampliamente en aplicaciones de filtrado para convertidores electrónicos de potencia en sistemas fotovoltaicos con el fin de determinar la resistencia en serie equivalente (ESR) y la capacitancia (C) como indicadores de salud para los convertidores electrónicos de potencia en sistemas fotovoltaicos, el estudio realizado demuestra que se podría realizar el monitoreo AEC en sistemas fotovoltaicos a pesar de la variación de los niveles de irradiancia y temperatura y las condiciones de carga.

2.2.4. Base de Datos

A la hora de la creación de los sistemas de monitoreo se debe de garantizar el almacenamiento de los datos, por tal motivo el contar con una base de datos física o en la nube es de suma importancia, además se puede apreciar que el uso del IoT en aplicaciones de monitoreo cada vez va tomando mas relevancia, tendiendo cada vez más al desarrollo de bases de datos enfocado a la nube tal como lo presenta [18, 19, 28], las mismas que tienen en común el uso de la base de datos de ThingSpeak.

Por otro lado en sistemas fotovoltaicos autónomos, debido a su ubicación, es poco probable contar con una red de comunicación WiFi ethernet o alguna forma de acceso a internet, entonces para solucionar este inconveniente se implementa una base de datos física. Sin embargo en la actualidad, la tendencia apunta a tener una base de datos en

la nube y como respaldo de esta una base de datos física, logrando así redundancia en el resguardo de datos.

2.3. Generación de Energía Eléctrica Mediante Sistemas Fotovoltaicos

2.3.1. Aspecto Físicos de la Energía Fotovoltaica

El Átomo

El átomo está constituido por cargas positivas llamadas protones ubicada en el núcleo y una cantidad igual de electrones, con carga negativa, girando en diferentes orbitas en el espacio. Los electrones giran alrededor del núcleo en orbitas casi elípticas, en este punto es de interés el estudio del desplazamiento de dichos electrones, el número máximo de electrones que se pueden alojar en cada orbita es de $2n^2$, siendo n el número de órbita.

Para tener una mejor idea del desplazamiento de los electrones se presenta en la Figura 2.1, el flujo de electrones a través del material de cobre, el cual es debido al aplicar una diferencia de potencial generado por la batería, el terminal positivo atrae fácilmente electrones de los átomos de cobre cercanos, los electrones atraídos por el terminal positivo se encuentran en la última orbita del átomo de cobre y son conocidos como electrones de valencia, dichos electrones son los que producen un flujo de corriente eléctrica puede ser constante o variable, dependiendo de la fuente. La libertad que ofrece el cobre para el desplazamiento de los electrones se la denomina conductividad, esta es una característica de los elementos conductores los cuales permiten el paso de la electricidad con muy poca resistencia. También hay cuerpos o elementos aislantes son los que no permiten el paso e intercambio de electrones, siendo sus átomos normalmente estables.

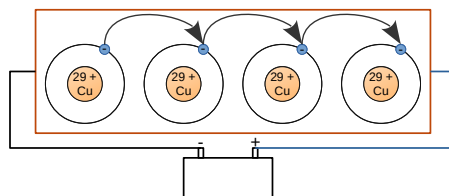


Figura 2.1: Flujo de los electrones a través del material conformado por cobre.

Elementos Semiconductores

Hay elementos que poseen la facilidad de permitir o bloquear el flujo de electricidad, esto se debe a que presentan una resistencia intermedia entre elementos conductores y aislantes. Uno de los elementos semiconductores predominante hoy en día es el *silicio*, la característica principal de los semiconductores es el de poseer 4 electrones en su órbita de valencia. El átomo semiconductor es inestable, para lograr ser estable se le presenta una disyuntiva, le cuesta lo mismo desde un planteamiento en términos de energía, desprenderse de los 4 electrones periféricos de su órbita de valencia, que absorber otros 4 electrones para hacerse estable, esta es la característica fundamental de los elementos semiconductores.[1]

Efecto Fotoeléctrico

El *Efecto Fotoeléctrico* es la creación de voltaje o corriente eléctrica en un material al exponerse a la irradiancia. En la Figura 2.2, se puede observar los rayos de luz incidiendo en un material semiconductor donde los fotones transfieren energía a los electrones, algunos de estos electrones del material semiconductor atraviesan la barrera de potencial, siendo expulsados fuera del semiconductor a través de un circuito exterior, de esta manera se produce una corriente eléctrica. Una vez los electrones circulan el circuito externo, estos vuelven a entrar en el semiconductor por la cara opuesta.

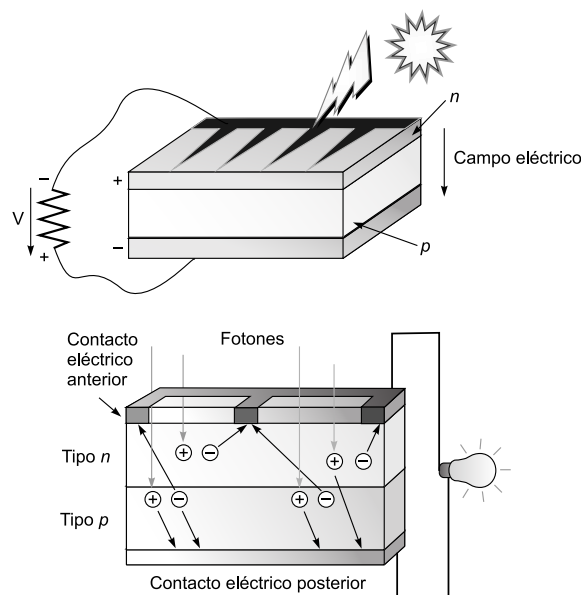


Figura 2.2: Creación de voltaje y corriente mediante el Efecto Fotoeléctrico.[1]

2.3.2. Características de las Células y Módulos Fotovoltaicos

Parámetros de las Células Fotovoltaicas

Para determinar el rendimiento del sistema fotovoltaico que ha sido medido en condiciones estándar de prueba o ensayo (*STC por sus siglas en ingles*), se parte por estudiar las principales características que tienen los módulos, conformados por la unión de células fotovoltaicas y estructurados en serie y paralelo, estas características son: *Potencia máxima o pico* (P_{max}), la *corriente de cortocircuito* (I_{sc}), el *voltaje de circuito abierto* (V_{oc}), y el *Factor de Forma* (F_F). Los parámetros son calculados de acuerdo al comportamiento de la curva de $I - V$, la cual se presenta en la Figura 2.3.[2, 3]

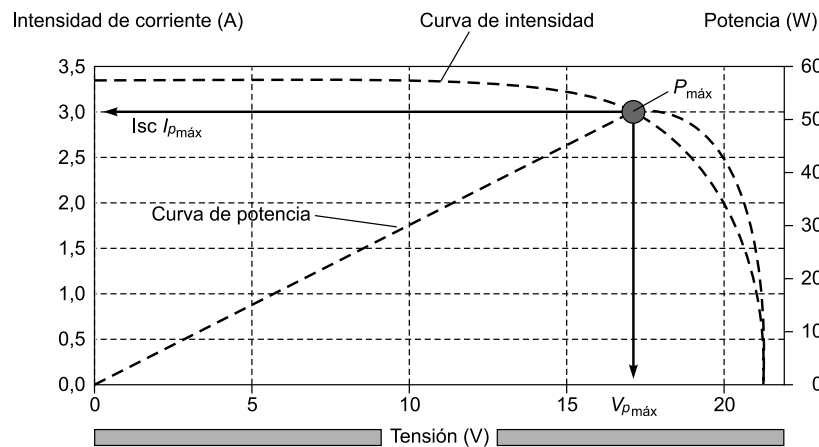


Figura 2.3: Principales características de un módulo fotovoltaico, debido a la curva I-V.[1]

Condiciones de prueba estándar (STC): Todas las pruebas se deben realizar en condiciones estándar, logrando de esta manera el cumplimiento con las normas internacionales, dichas condiciones de prueba estándar son:

- La *irradiancia* total en la celda solar que debe medirse es igual a 1000 W/m^2 .
- La *masa de aire* (AM) presente debe de ser semejante a $AM = 1,5$.
- La *temperatura* de la celda solar debe mantenerse constante a $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Corriente de cortocircuito: La corriente de cortocircuito I_{sc} , es la que se presenta cuando la tensión en los bornes de la célula solar es de cero voltios, la I_{sc} esta en función de la incidencia de los fotones que son absorbido por la célula solar y del área de la misma.

Voltaje de circuito abierto: El voltaje de circuito abierto V_{oc} , se presenta cuando no fluye corriente a través de la carga. Es el voltaje máximo que puede entregar la célula solar. Las células solares de silicio cristalino de laboratorio tienen un V_{oc} de hasta 720 mV en las condiciones estándar, mientras que las células solares comerciales suelen tener un V_{oc} superior a 600 mV .

Factor de forma: El Factor de Forma F_F es la relación entre la P_{max} generada por una célula solar y el producto de $V_{oc} \cdot I_{sc}$.

$$F_F = \frac{P_{max}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$$

P_{max} se da cuando la célula solar trabaja en el punto de máxima potencia (M_{PP}). Para optimizar el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, es muy importante operar las células solares (o módulos fotovoltaicos) en el M_{PP} .

Eficiencia de conversión: La eficiencia de conversión se calcula como la relación entre la potencia máxima generada y la potencia incidente. Como se mencionó anteriormente, las células solares deben de trabajar en STC, donde la luz incidente está descrita por el espectro $AM = 1,5$ y tiene una irradiancia de $I_m = 1000\text{ W/m}^2$.

$$\eta = \frac{P_{max}}{I_m} = \frac{I_{max} \cdot V_{max}}{I_m} = \frac{I_{sc} \cdot V_{oc} \cdot F_F}{I_m}$$

Los valores típicos para una célula solar de silicio cristalino son:

- $I_{sc} = 35\text{ mA/cm}^2$
- $V_{oc} = 0,65\text{ V}$
- $F_F = 0,75 - 0,80$

La eficiencia de conversión se encuentra en el rango del 17% al 20%.

Circuito Equivalente

Para definir el modelo eléctrico de la célula fotovoltaica, se conoce que se basa en una fuente de corriente en paralelo con un diodo (D), una resistencia R_p en serie con R_s (resistencia en serie interna agrupada), para producir un voltaje (V) y una corriente (I) a través de la resistencia de carga. La Figura 2.4, representa el modelo eléctrico de la célula solar.

La resistencia serie, R_s : Es la resistencia interna que se presenta debido a la malla de metalización, a la resistencia de los contactos y a la resistencia del propio semiconductor con el que se ha fabricado.

La resistencia paralelo, R_p : Tiene su origen en imperfecciones en la calidad de la unión *pn* que constituye la célula y es responsable de permitir la existencia de fugas de corriente.

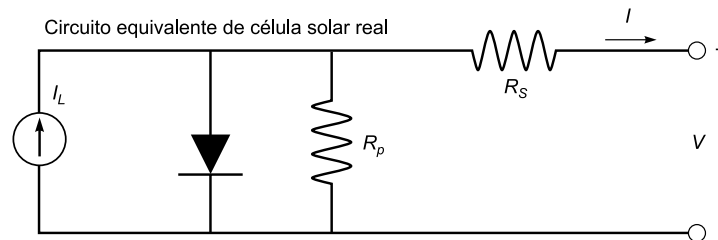


Figura 2.4: Circuito equivalente de la célula solar.[1]

2.3.3. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos pueden ser de pequeña o gran potencia, por esto constan de varios elementos adicionales a los módulos fotovoltaico, por ejemplo, un sistema fotovoltaico pequeño que consta únicamente de módulos para alimentar una carga como una bomba de agua, solo entrara en funcionamiento cuando brilla el sol. Por otro lado se puede tener grandes sistemas fotovoltaicos destinados a generar varios *MW*, obviamente estos sistemas deberán tener mas equipos para el manejo de la energía, incluso pudiendo estar conectados a la red eléctrica. También se puede presentar escenarios donde el sistema fotovoltaico debe alimentar cargas de *CA* y *CC*, por lo que se debe garantizar la correcta alimentación de las cargas tanto en el día como en la noche, esto se logra con un banco de baterías, permitiendo tener energía de reserva e incluso puede incluir un generador de respaldo. Dependiendo de la configuración del sistema, se puede distinguir tres tipos principales de sistemas fotovoltaicos:

- Sistemas Autónomos
- Sistemas Conectados a la Red Eléctrica
- Sistemas Híbridos

Sistemas Autónomos

Un *sistema fotovoltaico autónomo*, se define como aquel que necesita alimentar una pequeña o mediana carga, además este sistema no esta conectada a la red eléctrica publica, otra característica principal de este tipo de sistema es el uso de baterías o banco de baterías, los cuales son necesarios cuando se requiera almacenar la energía eléctrica para que el sistema pueda alimentar las cargas por la noche, para la seguridad de las mismas se debe utilizar otro equipo que es el regulador de carga, el cual como su nombre lo indica es el equipo encargado para la carga de la batería de forma segura una ves cargadas el regulador de carga las desconecta del sistema, y de esta manera poder prolongar la vida útil del sistema fotovoltaico, los equipos ocupados son presentados en posteriores secciones. Finalmente en la Figura 2.5a se presenta un sistema fotovoltaico autónomo lo mas simple posible y en la Figura 2.5b se presenta un sistema autónomo mas complejo debido a una mayor cantidad de equipos que lo conforma.[2, 3, 29]

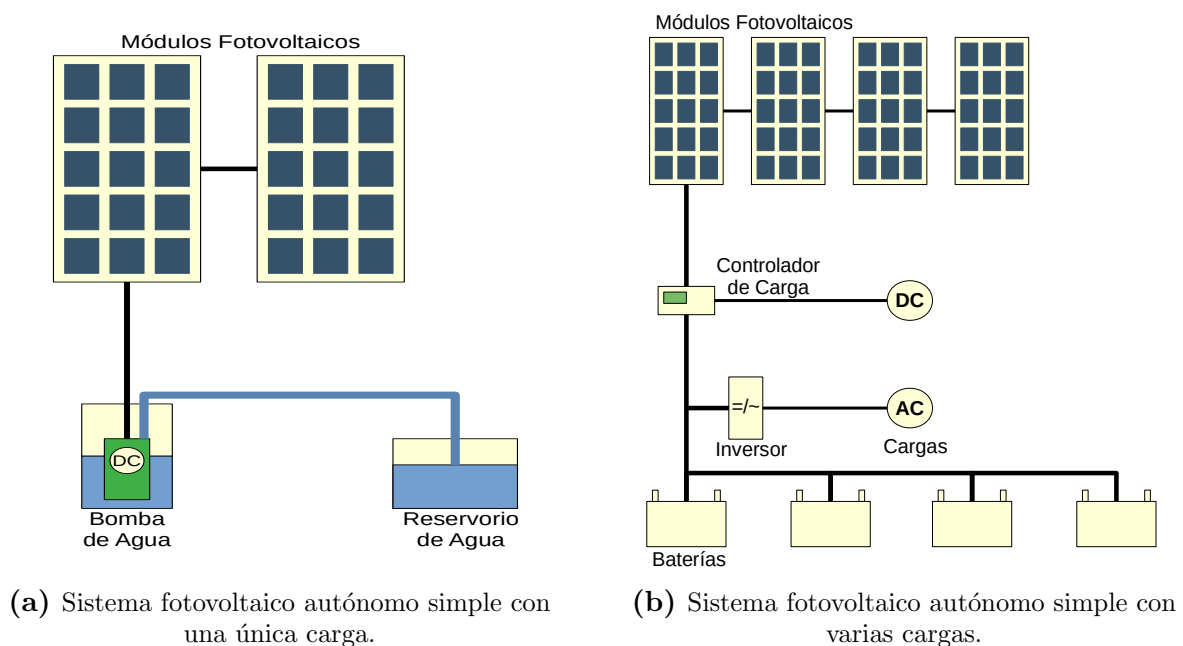
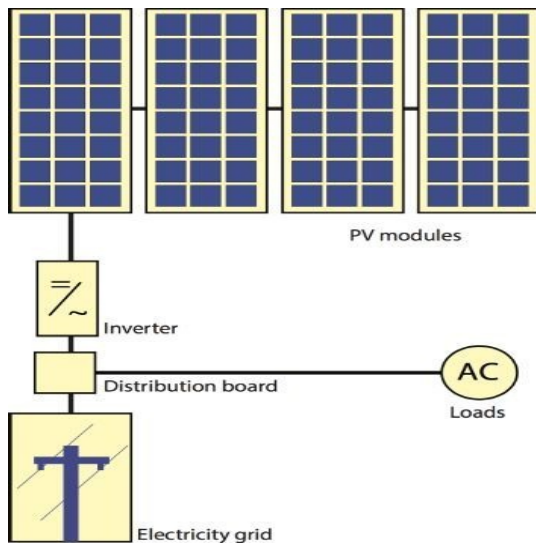


Figura 2.5: Sistemas fotovoltaicos autónomos.[2]

Sistemas Conectados a la Red Eléctrica

Un *sistema fotovoltaico conectado a la red*, esta pensado para alimentar cargas medias en adelante, debido a que se pueden presentar en hogares o en instalaciones de generación de algunos *MW*, una de las principales diferencias con los *sistemas fotovoltaicos autónomos* es el de no utilizar baterías o banco de baterías, debido a que cuando la energía producida por el sistema fotovoltaico es insuficiente, este toma la energía eléctrica de la red eléctrica mediante el inversor y de esta manera se puede alimentar a la carga sin

inconveniente. Hay casos en donde el sistema conectado a la red tiene un exceso de generación de energía, dicho exceso se lo puede transferir a la red eléctrica de esta manera se logra un equilibrio. Finalmente en la Figura 2.6a se presenta un sistema fotovoltaico conectado a la red de uso domiciliario, en la Figura 2.6b se puede apreciar una planta de generación fotovoltaica conectada a la red de algunos MW . [2, 29]



(a) Sistema fotovoltaico conectado a la red de uso domiciliario.



(b) Planta fotovoltaica conectada a la red con una generación de $25,7 MWp$.

Figura 2.6: Sistemas fotovoltaicos conectados a la red. [2]

Sistemas Híbridos

Los *sistemas híbridos* se deben entender como la combinación de dos formas de generación de energía eléctrica, en la Figura 2.7 se presenta un sistema híbrido, por lo general son: fotovoltaica y un grupo electrógeno (gasoil, diésel) o combinarla con una fuente de generación eólica, dependiendo del tipo de carga y las condiciones medioambientales se opta por una de las combinaciones presentadas anteriormente, otro motivo por el cual se opta por la combinación de dos sistemas de generación eléctrica es el de poder suministrar de energía a la carga cuando el banco de baterías este en los límites mínimos de entrega de energía eléctrica, de este modo se haría uso del grupo electrógeno o de otra fuente de energía verde para poder alimentar la carga. [2]

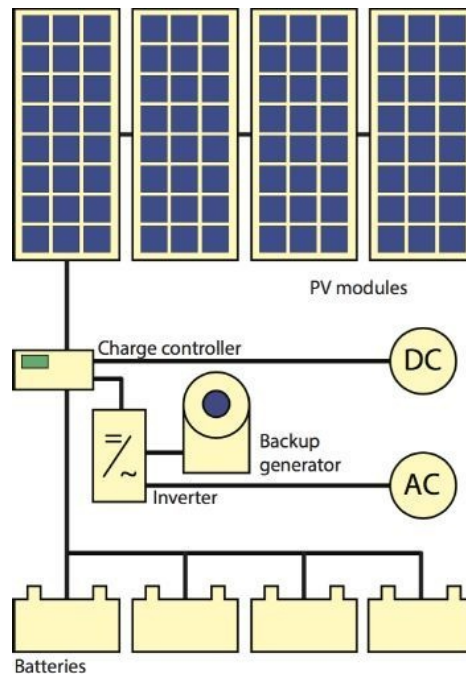


Figura 2.7: Sistema fotovoltaico híbrido.[2]

2.3.4. Componentes del Sistema Fotovoltaico

Hasta ahora se han abordado temas de flujo de corriente, efecto foto eléctrico, características físicas de la célula fotovoltaica y tipos de sistema fotovoltaico en donde se observa de forma sencilla los elementos o equipos que conforman el sistema fotovoltaico, en este punto cabe preguntarse ¿Que elementos conforman un sistema fotovoltaico? y ¿Cual es el rol de cada uno de ellos? La respuesta para cada una de estas preguntas viene dado en general por el tipo de aplicación del SFV, por ejemplo, para un usuario que necesita alimentar una carga pequeña el sistema fotovoltaico sera conformado por unos cuantos elementos como los módulos, talvez baterías, entre otros, por otro lado, para el caso de que el usuario sea una pequeña industria la situación se complica, debido a que se debe de controlar correctamente el flujo de corriente hacia la carga por ejemplo, en este tipo de sistemas fotovoltaicos se puede decir que ocuparía la mayor cantidad de elementos, aparte de los módulos fotovoltaicos y elementos acumuladores de energía, también se debe implementar un controlador de carga e inversores para la conversión de energía eléctrica *CC* a *CA*. Al grupo de elementos que conforman es su totalidad al sistema fotovoltaico se lo llama *Balance of System* o Balance del Sistema (*BoS por sus siglas en ingles*), el cual esta conformado normalmente por: baterías, la unidad de control, inversor, estructura de soporte mecánico, el cableado eléctrico y los dispositivos de protección como: fusibles, puesta a tierra e interruptores de desconexión. A continuación se presentan dichos elementos.

Almacenamiento de Energía (Baterías)

Al momento de hacer uso de la energía eléctrica producida por el sistema fotovoltaico, esta depende obligatoriamente de parámetros climáticos como: la presencia de nubes, lluvia y temperatura ambiente, estos parámetros influyen sobre la irradiancia recibida por los módulos fotovoltaicos, de manera que es necesario el almacenamiento de la energía mediante el uso de baterías. En este apartado se estudiara los distintos tipos de tecnologías presentes en el desarrollo de baterías, circuito equivalente y parámetros de la batería.

Tipos de baterías: Para las aplicaciones de energía solar se requiere una alta densidad de energía y también una alta densidad de potencia. Teniendo en consideración lo anterior se presenta en la Figura 2.8 varios tipos de tecnología de almacenamiento de energía.

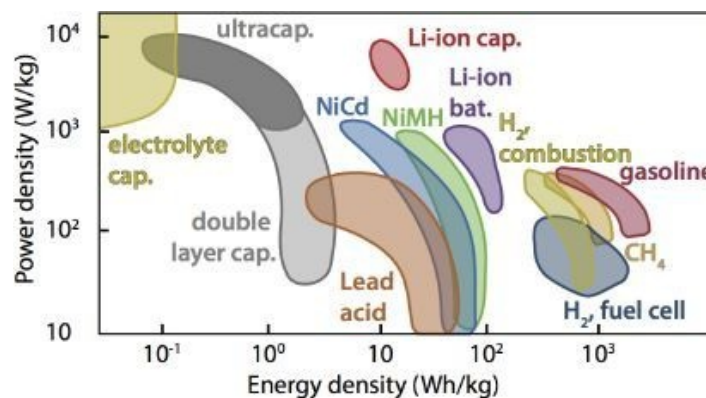


Figura 2.8: Diferentes tipos de tecnología para el almacenamiento de energía eléctrica.[2]

A continuación se presentan los distintos tipos de tecnología presentes en el almacenamiento de energía eléctrica.

- *Baterías de níquel-hidruro metálico (NiMH)*: Tienen una alta densidad de energía, pero sufren de una alta tasa de autodescarga, siendo de esta manera poco factible para la utilización en sistemas fotovoltaicos.[2]
- *Baterías de níquel cadmio (NiCd)*: Poseen una densidad de energía mucho menor que las baterías de iones de litio, además por la alta toxicidad del cadmio, las baterías de NiCd están ampliamente prohibidas para el uso de los consumidores, por lo que también no son recomendadas para sistemas fotovoltaicos.[2]
- *Baterías de iones de litio (LIB)*: se han investigado intensamente en los últimos años. Su alta densidad de energía ya las ha convertido en la tecnología favorita para aplicaciones de almacenamiento de peso ligero, por ejemplo en teléfonos móviles. Sin embargo, estas tecnologías aún adolecen de altos costos.[2]

- *Baterías de plomo ácido (lead acid)*: son la tecnología más antigua y madura disponible, de todas las tecnologías de baterías esta es la que domina el mercado debido a su bajo costo, además con un adecuado mantenimiento se podría alargar la vida útil de la batería.[2]

Circuito Equivalente: Para comprender el funcionamiento una batería, es importante estudiar el circuito equivalente, presentado en la Figura 2.9a, el mismo que consta de una fuente de voltaje constante V_{OC-BB} y una resistencia interna R_i , el subíndice BB significa Banco de Baterías. En realidad, V_{OC-BB} no será constante, sino que es una función del estado de carga (SoC, de la cual se discutirá en las siguientes secciones), la temperatura ambiente y otros parámetros.

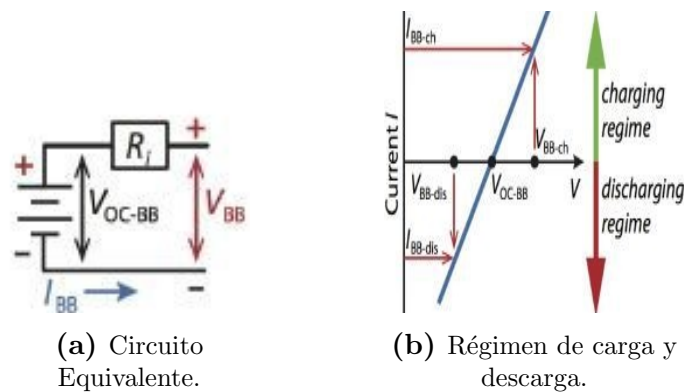


Figura 2.9: Un modelo eléctrico simple del elemento almacenador de energía.[2]

Debido a la caída de tensión en R_i , el voltaje V_{BB} será diferente de V_{OC-BB} , el V_{BB} es también dependiente del flujo de corriente I_{BB} , la cual a su vez es:

$$I_{BB} = \frac{1}{R_i}(V_{BB} - V_{OC-BB})$$

La corriente I_{BB} determina la pérdida de potencia en la batería,

$$P_{BB}(loss) = I_{BB}^2 R_i$$

Esta potencia siempre se pierde, independientemente del signo de I_{BB} y, por lo tanto, independientemente de si la batería está cargada o descargada.[2]

Parámetros de la Batería:

- *Voltaje*: Para el diseño del sistema fotovoltaico, se debe tener en cuenta el voltaje nominal de las baterías, estas pueden tener un valor de 12V, 24V o 48V. La tensión real de los sistemas fotovoltaicos puede diferir de la tensión nominal, esto depende del estado de carga (SoC) y la temperatura de la batería.

- *Capacidad:* Es la cantidad de carga que la batería puede entregar al voltaje nominal. La capacidad C_{bat} se mide en amperios-hora (Ah). Para obtener la capacidad de energía de una batería se debe multiplicar el voltaje nominal de la batería, por la capacidad de la batería en amperios-hora, con lo cual se obtiene como resultado la capacidad de energía de la batería en vatios-hora.

$$E_{bat} = C_{bat}V$$

- *C-rate:* Es una medida de la tasa de descarga de la batería en relación con su capacidad, por ejemplo una batería nueva con una capacidad de 10 Ah puede suministrar una corriente de 1A durante 10 horas a la temperatura ambiente, esto sería en condiciones ideales. Una tasa C de 2 para la misma batería correspondería a una corriente de descarga de 20 A durante media hora. Si se escoge una tasa C menor a la unidad por ejemplo a 0,5 esto implica una corriente de descarga de 5 A durante 2 horas. Se puede decir que una tasa C de n corresponde a que la batería se descarga completamente en $1/n$ horas, independientemente de la capacidad de la batería.[2, 3]

$$C \text{ de } 1 \longrightarrow 1/n \longrightarrow 1/1 \longrightarrow 1 \text{ hora}$$

$$10 \text{ Ah}/1 \text{ h} \longrightarrow 10 \text{ A}$$

- *Eficiencia de la Batería:* Para el diseño de sistemas fotovoltaicos es importante conocer la eficiencia del sistema de almacenamiento, que es la relación entre la salida total del almacenamiento y la entrada total del almacenamiento de energía.

$$\eta_{bat} = \frac{E_{out}}{E_{in}}$$

- *Estado de carga y profundidad de descarga:* El parámetro de estado de carga (SoC) se define como el porcentaje de la capacidad de la batería disponible para descargar.

$$SoC = \frac{E_{bat}}{C_{bat}V}$$

Por ejemplo una batería con capacidad nominal de 10 Ah, la cual ha sido drenada o se agotado en 2 Ah tiene un SoC del 80 %.

$$E_{bat} = \overbrace{C_{bat}V}^{\text{Energía nominal}} - \overbrace{C_{bat}V}^{\text{Energía drenada}} = (10 \text{ Ah} \cdot 12 \text{ V}) - (2 \text{ Ah} \cdot 12 \text{ V}) = 96 \text{ Wh}$$

$$SoC = \frac{E_{bat}}{\overbrace{C_{bat}V}^{\text{Valores nominales}}} = \frac{96 \text{ Wh}}{120 \text{ Wh}} = 0,8 = 80 \%$$

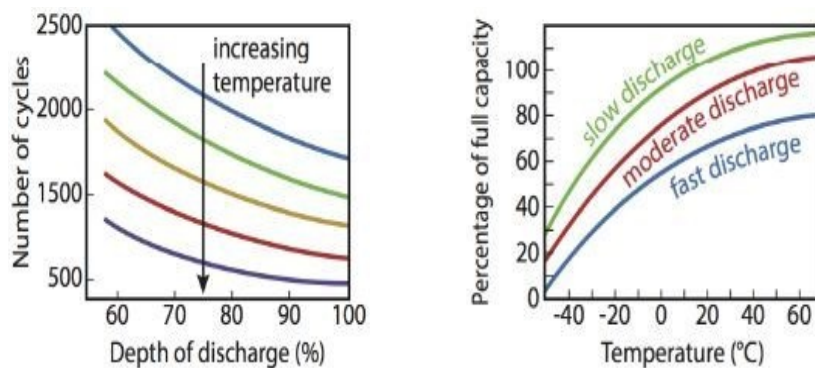
El parámetro de la profundidad de descarga se define como el porcentaje de la capacidad de la batería que se ha descargado.

$$DoD = \frac{C_{bat}V - E_{bat}}{C_{bat}V}$$

Para el caso del ejemplo anterior el DoD es:

$$DoD = \frac{120 Wh - 96 Wh}{120 Wh} = 0,2 = 20 \%$$

- *Ciclo de vida:* El ciclo de vida útil se define como el número de ciclos de carga y descarga después de los cuales la capacidad de la batería cae por debajo del 80% del valor nominal. En la Figura 2.10a se presenta el número de ciclos de vida útil en función de la profundidad de descarga (DoD), además el sobrecalentamiento debe controlarse para de esta manera lograr un comportamiento de mantener el porcentaje de capacidad total como se muestra en la Figura 2.10b.[2, 3]



(a) Numero de ciclo de vida.

(b) Porcentaje de capacidad.

Figura 2.10: Efectos de la temperatura en los ciclos de vida útil de la batería.[2]

- *Efectos de la temperatura:* Este parámetro es muy importante debido, a que afecta la vida útil de las baterías, como se puede observar en la Figura 2.10b, a una menor temperatura la capacidad se reduce considerablemente, un efecto contrario ocurre cuando la batería trabaja en altas temperaturas, en este estado incluso es capaz de alcanzar una capacidad de batería superior a la nominal, pero al mismo tiempo afecta al número de ciclos, esto se puede apreciar en la Figura 2.10a.[2]
- *Envejecimiento:* La principal causa del envejecimiento de la batería es la sulfatación. Si la batería no se recarga lo suficiente después de descargarla, los cristales de sulfato comienzan a crecer, debido a que no pueden transformarse completamente de nuevo en plomo u óxido de plomo.[2]

Controlador de Carga

Para proteger el elemento acumulador de energía (batería), se requiere de un controlador de carga, este elemento se encarga de regular el flujo de energía entre la matriz solar fotovoltaica y el banco de baterías. Estos dispositivos electrónicos evitan daños a las baterías protegiéndolos tanto de sobrecarga del campo fotovoltaico como contra la descarga profunda debido a la carga conectada.[2]

Algunas de las características que debe de tener el regulador de carga se presentan a continuación:

- Bajo consumo interno ($< 5 \text{ mA}$)
- Valor de alta eficiencia (96 a 98 %).
- Desconexión de la carga si ocurre una descarga profunda (dependiendo de la corriente, voltaje de corte de descarga).
- Regulador de carga a un voltaje mas alto para promover la formación de gasificación.
- Tensión de ruptura de los componentes semiconductores al menos dos veces la tensión de circuito abierto del generador solar.
- Protección de sobre-tensión integrada.
- Temperatura ambiente de funcionamiento (modelo estándar de 0 a 50 °C).
- Detectar cambio de polarización.

A continuación se presentan los controladores de carga en serie, paralelo o derivación en la Figura 2.11. Para el caso de un controlador de carga en serie, la sobrecarga se evita desconectando la matriz fotovoltaica, hasta que se detecte una caída de voltaje en particular, por lo general está en función del voltaje nominal del banco de baterías, acto seguido se procede nuevamente a conectar el banco de baterías. Por otro lado para el caso del controlador de carga en paralelo o derivación, la sobrecarga se despeja mediante un cortocircuito del campo fotovoltaico. Adicionalmente estas topologías también garantizan la protección contra sobre-descarga, mediante el uso de interruptores de potencia.

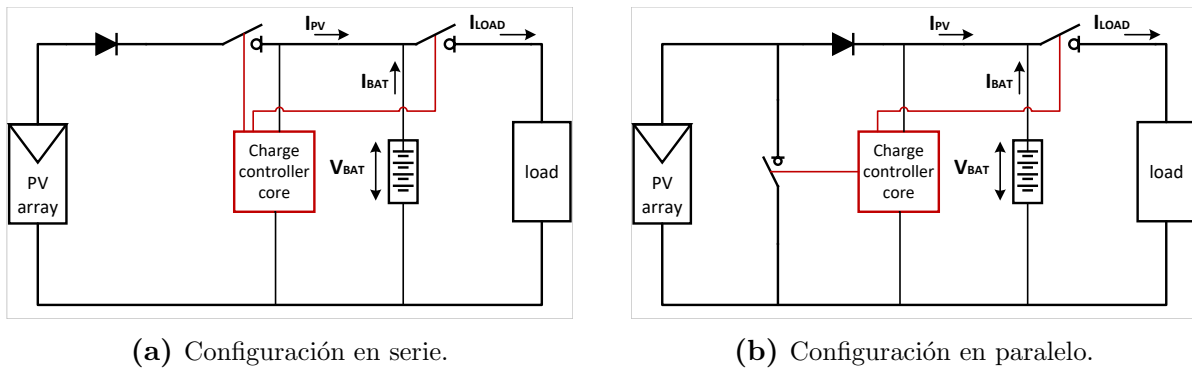


Figura 2.11: Controladores de carga.[2]

Inversor

Para el caso en el que el sistema fotovoltaico cuente con cargas de corriente alterna CA , se hace uso de un inversor de corriente continua a corriente alterna ($CC-CA$). La clasificación de los inversores consta de dos categorías: inversor autónomo e inversor conectado a la red. Los inversores de calidad proporcionan una salida eléctrica de onda sinusoidal que se ajusta a los estándares de calidad de energía de la empresa de servicios públicos en términos de contenido armónico y estabilidad de voltaje y frecuencia establecidos para la red eléctrica.[30]

A continuación se presenta el inversor de puente H, que se muestra en la Figura 2.12, en la parte izquierda del esquema se encuentra la entrada de CC , la salida de CA se encuentra entre cuatro interruptores. Durante el funcionamiento se puede distinguir tres situaciones:

- A \rightarrow Los cuatro interruptores abiertos: No fluye corriente a través de la carga.
- B \rightarrow $S1$ y $S4$ cerrados, $S2$ y $S3$ abiertos: En este caso fluye una corriente a través de la carga, donde $+$ esta conectado a la izquierda y $-$ esta conectado al lado derecho de la carga.
- C \rightarrow $S1$ y $S4$ abiertos, $S2$ y $S3$ cerrados: En este caso ahora fluye una corriente a través de la carga, en donde $-$ esta conectado a la izquierda y $+$ esta conectado al derecho de la carga.

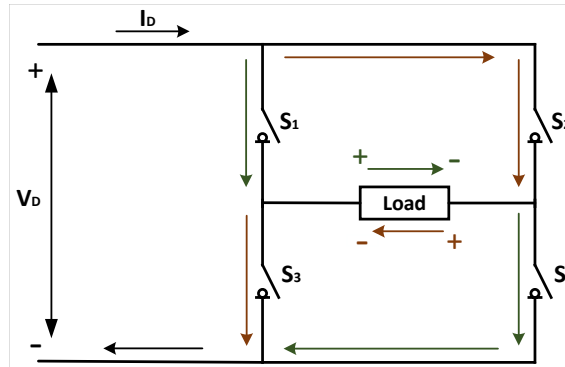


Figura 2.12: Diagrama eléctrico de un inversor de puente H.[2]

De esta manera el inversor de puente H permite colocar la carga en tres niveles o estados diferentes que son $+V_d$, 0 y $-V_d$. En el modo de operación más fácil, el puente H cambia continuamente entre las situaciones B y C , lo que proporcionará una onda cuadrada. Si bien una onda cuadrada de este tipo puede ser útil para algunas aplicaciones, no es adecuada en absoluto para instalaciones conectadas a la red, debido a la distorsión armónica, para una mejor comprensión se presenta la transformada de Fourier de una onda cuadrada la cual es:

$$V_{square}(t) = \frac{4}{\pi} \left[\sin(2\pi vt) + \frac{1}{3} \sin(6\pi vt) + \frac{1}{5} \sin(10\pi vt) + \dots \right]$$

Por lo tanto, dicha onda cuadrada contiene no solo la función sinusoidal principal con frecuencia v , sino también todos los armónicos superiores con frecuencias $3v$, $5v$, etc. Los armónicos de orden $3v$ en adelante pueden provocar distorsiones de la red eléctrica y en lo posible se deberá reducirlos. Un método para lograr reducir la distorsión armónica es la modulación por ancho de pulso (PWM), en esta técnica, la forma de onda sinusoidal se genera al cambiar las etapas del inversor de onda cuadrada a una tasa superior a la frecuencia fundamental. Si se utiliza un filtro de paso bajo que consta de condensadores e inductores, como en la Figura 2.13, los componentes de alta frecuencia se filtran y, por lo tanto, se puede obtener una curva sinusoidal muy suave que cumple con las regulaciones para sistemas conectados a la red.

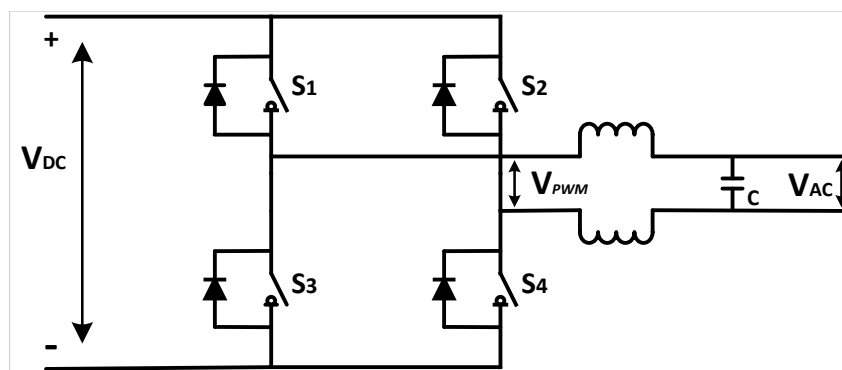


Figura 2.13: Diagrama eléctrico de un inversor de puente H con un filtro de paso bajo.[2]

Estructura Mecánica

El balance del sistema BoS establece que las estructuras mecánicas están conformadas por la estructura de paneles fotovoltaicos, bastidores de baterías, postes y soportes para transportar cables y alambres eléctricos, etc. con el objetivo de resistir la alta velocidad del viento y las tormentas de granizo logrando de esta manera una mayor estabilidad.[30]

Cableado Eléctrico

Para el cableado eléctrico se procede primero por definir la convección de color. En un sistema fotovoltaico suelen estar conformados por flujos de corriente continua así como de corriente alterna. En el caso de la corriente continua el color de los cables son:

- El Rojo se utiliza para los contactos + de los diferentes componentes del sistema.
- El Negro se utiliza para los contactos – y para interconectar los módulos entre si.

Para el cableado de corriente alterna, se utiliza:

- El color Plata para neutro.
- Verde-Amarillo, para la tierra se utiliza el color verde o se usa un conductor desnudo.
- El color negro (u otro color), se utiliza para la fase.

Los cables deben elegirse de manera que las pérdidas resistivas sean mínimas.[2]

2.3.5. Estudio de la Irradiancia en Sistemas Fotovoltaicos

Geometría Solar

Para el diseño de los sistemas fotovoltaicos, es muy importante contar con los datos de irradiancia, de manera que se pueda estimar la producción de energía eléctrica de la matriz fotovoltaica, para lograr este cometido se debe tener presente la posición del sol en el cielo respecto a la ubicación del sistema solar en estudio en un momento dado. Debido que los objetos celeste como el sol, la luna y las estrellas están muy lejos de la tierra, es adecuado describir su movimiento proyectado sobre una esfera celeste. De esta manera se logra disponer de la posición del cuerpo celeste mediante dos ángulos (altitud y azimut), como lo presenta la Figura 2.14.

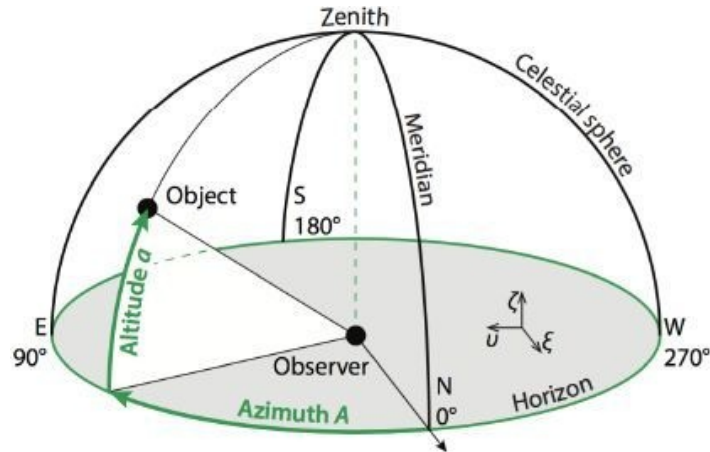


Figura 2.14: Posición de los cuerpos celestes mediante los ángulos de altitud y azimut.[2]

altitud (a): Es la elevación angular del centro del disco solar por encima del plano horizontal. Su rango angular $a \in [-90^\circ, 90^\circ]$, donde los ángulos negativos corresponden a que el objeto está debajo del horizonte y por lo tanto no es visible.

azimut (A): Es el ángulo entre la línea de visión proyectada en el plano horizontal y el norte. Se cuenta hacia el este, de modo que $A = 0^\circ, 90^\circ, 180^\circ, 270^\circ$ corresponden al norte, este, sur y oeste, respectivamente. Su rango angular es $A \in [0, 360^\circ]$.

A continuación se presenta en la Figura 2.15 la trayectoria del sol a lo largo del año para la ciudad de Cuenca Ecuador.

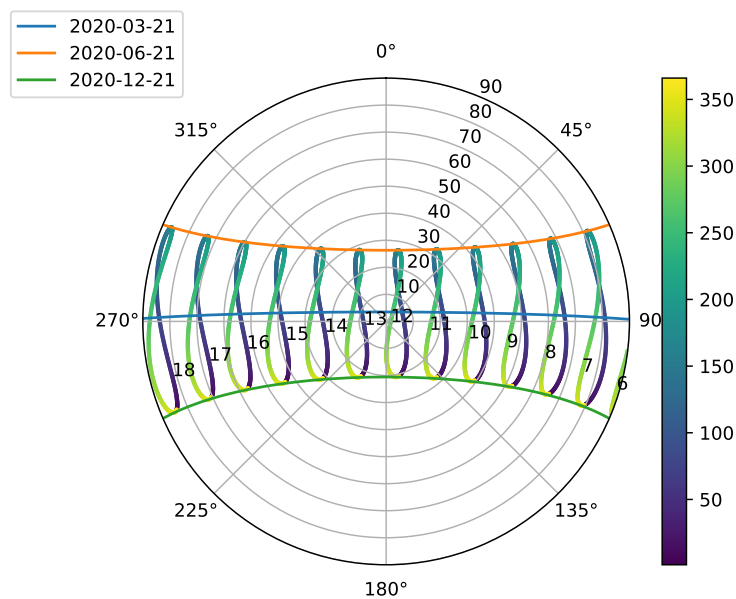


Figura 2.15: Trayectoria solar, para la ciudad de Cuenca Ecuador. [Autores]

Irradiancia en el Módulo Fotovoltaico

Una de las variables a determinar es la irradiancia directa sobre el módulo, la cual esta en función del ángulo de incidencia. Para el análisis se inicia del echo de que el módulo fotovoltaico esta montado en un plano horizontal y que esta inclinado en un ángulo θ_M , como se visualiza en la Figura 2.16, en este caso el ángulo azimutal A_M esta definido por la proyección de la normal del módulo sobre el plano horizontal y partiendo del norte, el ángulo de altitud esta definido por $a_M = 90^\circ - \theta_M$, de tal manera que se describe la posición del módulo, estos ángulos el azimutal (A_M) y de altitud (a_M) representan la unión de las dos flechas negras y la azul, pero no la posición del sol, la cual esta definido por cualquier punto en la esfera celeste como (A_S, a_S) . [2, 3, 30, 31] De esta manera la irradiancia directa G_M^{dir} sobre el módulo viene dada por la ecuación:

$$G_M^{dir} = I_e^{dir} \cos(\gamma)$$

donde:

- I_e^{dir} \rightarrow es la irradiancia normal directa (DHI).
- γ \rightarrow es el ángulo entre la normal del módulo y la dirección de incidencia de la luz solar con respecto a (A_S, a_S) , también es conocido como el ángulo de incidencia.

El $\cos(\gamma)$ viene dado por:

$$\cos(\gamma) = \cos(a_M)\cos(a_S)\cos(A_M - A_S) + \sin(a_M)\sin(a_S)$$

Obteniendo para la irradiancia

$$G_M^{dir} = I_e^{dir} [\cos(a_M)\cos(a_S)\cos(A_M - A_S) + \sin(a_M)\sin(a_S)]$$

Si el azimut de la posición solar es el mismo que el azimut del módulo normal $A_M = A_S$, se tiene:

$$G_M^{dir} = I_e^{dir} [\cos(a_M)\cos(a_S) + \sin(a_M)\sin(a_S)]$$

$$G_M^{dir} = I_e^{dir} [\cos(a_M - a_S)]$$

Cuando se usa el ángulo de inclinación $\theta = 90^\circ - a_M$ se obtiene:

$$G_M^{dir} = I_e^{dir} [\cos(\theta + a_S)]$$

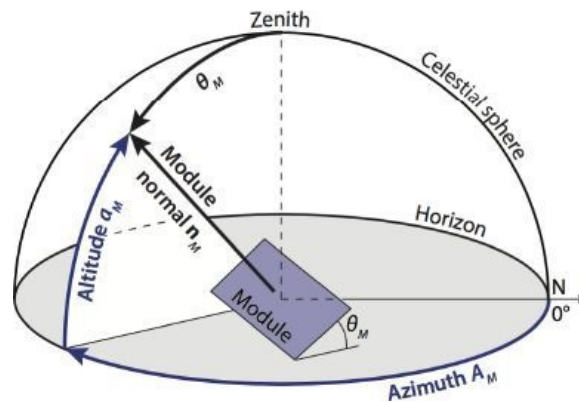


Figura 2.16: Ángulos de azimut y altitud para determinar la posición del módulo.[2]

Irradiancia Directa y Difusa

Los haces de luz que han sido emanados por el sol viajan por el espacio hasta llegar a la atmósfera, en donde se dispersa parcialmente, lo cual a su vez atenúa la componente del haz de luz directo. Además la luz dispersa también llegará parcialmente a la superficie de la Tierra como luz difusa. Para sistemas fotovoltaicos es de importancia poder estimar la intensidad de las componentes de irradiancia directa y difusa. En la Figura 2.17 se presenta los distintos tipos de radiación presentes en la superficie de la tierra.[3]

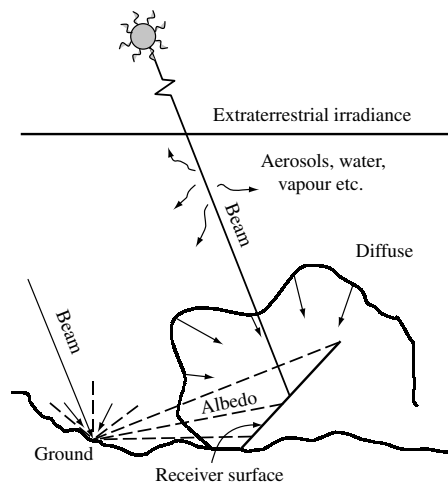


Figura 2.17: Los diferentes tipos de radiación solar.[3]

- La *radiación directa* es aquella que está formada por haces de luz que no se reflejan ni se dispersan, llega a la superficie en línea recta desde el sol.
- La *radiación difusa*, procedente de todo el cielo excepto del disco solar, es la radiación que se dispersa hacia el receptor.
- La *radiación de albedo* es la radiación reflejada desde el suelo.

La irradiancia directa, G_M^{dir} : Es aquella irradiancia que esta conformada por la *irradiancia difusa del cielo*, la cual a su vez es proporcional al *factor de visión del cielo* (SVF), en otras palabras la porción del cielo desde el cual el módulo puede recibir radiación difusa.

$$SVF = \frac{1 + \cos(\theta_M)}{2}$$

Si se aplica el modelo de *cielo difuso isotrópico* el cual es el mas simple de los modelos, se puede determinar la *irradiancia difusa del cielo* con la siguiente expresión:

$$G_M^{dif} = DHI \times SVF = DHI \times \frac{1 + \cos(\theta_M)}{2}$$

donde:

- DHI \rightarrow Es la Irradiancia Horizontal Difusa.
- θ_M \rightarrow Es el ángulo de inclinación del módulo.

Aparte de la *irradiancia difusa del cielo*, se debe determinar la *irradiancia reflejada por la tierra* o *albedo* recibida por el módulo, la cual se puede expresar como:

$$G_M^{ground} = GHI \times \alpha \times (1 - SVF)$$

donde:

- α \rightarrow Es el *albedo* del suelo en otras palabras es el coeficiente de reflexión del suelo.
- GHI \rightarrow Es la Irradiancia Horizontal Difusa.

$$GHI = DNI \times \cos(a_S) + DHI$$

Cuanto mas bajo es el *albedo* mayor sera la absorción de luz por el suelo. El albedo para zonas urbanas esta entre 0,05 y 0,20.[2] Una vez presentado la irradiancia directa, difusa del cielo y la de albedo se establece que la irradiancia en el módulo fotovoltaico o *irradiancia de plano* (POA por sus siglas en ingles) esta dada por:

$$G_M = G_M^{dir} + G_M^{dif} + G_M^{ground}$$

2.3.6. Análisis Económico para Sistemas Fotovoltaicos

Para el análisis económico del sistema fotovoltaico se parte del echo que el dinero va perdiendo su valor con respecto al tiempo, con el objeto de establecer si el proyecto fotovoltaico sera rentable o no. Se inicia con el estudio del *valor actual neto*, el *factor de recuperación del capital* y el análisis del *costo nivelado de la electricidad*.

Valor Actual Neto (VAN)

El VAN es un factor válido para referir todos los costos y beneficios respecto a un punto seleccionado en el tiempo, generalmente el tiempo presente, esto se basa en sumar los valores de los flujos dados y comparar las sumas.[3, 30]

$$P = F(1 + r)^{-N} \quad (2.1)$$

Factor de Recuperación del Capital (CRF)

El factor de recuperación del capital, también conocido como la amortización del costo del capital es aquel valor de dinero que se debe generar anualmente para cubrir el gasto total de la inversión, es igual a: [3]

$$CRF = \frac{r(1 + r)^N}{[(1 + r)^N - 1]} \quad (2.2)$$

Periodo de Amortización (N)

El periodo de amortización se refiere al tiempo (generalmente en años) en el cual la inversión realizada se llega a pagar, cuya formulación matemática está en función de: [3]

- El valor futuro de la inversión = $P(1 + r)^N$
- La energía ahorrada = S
- Costo presente de la energía = C_0
- Costo en cualquier periodo = $C_i = C_0(1 + e)^i$, donde e es la tasa de aumento del costo de la energía.

Los beneficios acumulados (B) al final del período de amortización, N está dado por:

$$B = \sum_{i=1}^N SC_i(1 + r)^{N-1}$$

Para que N sea el período de amortización del sistema, se debe proceder de la siguiente manera:

$$P(1 + r)^N = C_0S(1 + r)^N \sum_{i=1}^N \left(\frac{1 + e}{1 + r} \right)^i$$

de esta manera se tiene

$$\frac{P}{C_0S} = \sum_{i=1}^N \left(\frac{1 + e}{1 + r} \right)^i$$

o

$$\frac{P}{C_0S} = \frac{\left(\frac{1+e}{1+r}\right) \left[\left(\frac{1+e}{1+r}\right)^N - 1\right]}{\frac{1+e}{1+r} - 1}$$

Si se establece que

$$\frac{r - e}{1 + e} = W \longrightarrow 1 + W = \frac{r + 1}{1 + e}$$

teniendo de esta forma

$$\frac{P}{C_0S} = \frac{\frac{1}{1+W} \left[\left(\frac{1}{1+W}\right)^N - 1\right]}{\frac{1}{1+W} - 1}$$

$$\frac{P}{C_0S} = \frac{1}{W} \left[1 - \left(\frac{1}{1+W}\right)^N\right]$$

$$1 - \frac{WP}{C_0S} = \left(\frac{1}{1+W}\right)^N$$

Aplicando logaritmos

$$-N \log(1 + W) = \log\left(1 - \frac{WP}{C_0S}\right)$$

$$\therefore N = \frac{-\log\left(1 - \frac{W}{ROP}\right)}{\log(1 + W)} \quad (2.3)$$

donde

$$ROP = \frac{C_0S}{P}$$

Costo Nivelado de la Electricidad (LCoE)

Finalmente se presenta el costo nivelado de la electricidad (LCoE *por sus siglas en ingles*), el mismo que proporciona el costo del kWh de electricidad, producido por el sistema fotovoltaico. Para poder estimar el precio efectivo por kWh , el concepto de LCoE asigna los costos de una planta de energía a lo largo de su ciclo de vida completo. [3] Una representación reducida del costo nivelado de la electricidad se presenta a continuación:

$$LCoE = \frac{C_{anual} + OM}{\Upsilon_{anual}} \quad (2.4)$$

donde

- C_{anual} \longrightarrow Costo anual.
- OM \longrightarrow Costo de operación y mantenimiento, generalmente es un 3% del costo de instalación por año.
- Υ_{anual} \longrightarrow Rendimiento anual de la estación fotovoltaica.

A continuación se presenta los distintas variables que conforman: el costo anual, el costo de operación & mantenimiento y el rendimiento anual de la estación fotovoltaica.

$$C_{anual} = C_{insta} \times CRF$$

$$C_{insta} = C_{capital} \times SC$$

$$\Upsilon_{anual} = HSP_{anual} \times \eta_{mod} \times SC$$

donde

- HSP_{anual} → Insolación anual media.
- η_{mod} → Eficiencia del módulo.
- SC → Capacidad de la estación.
- C_{insta} → Costo de instalación.
- $C_{capital}$ → Costo de capital.

2.4. Sistema de Monitoreo

Uno de los aspectos claves en el estudio de las energías verdes o renovables radica en el análisis del comportamiento de la generación de la energía eléctrica, en este caso la energía es generada por un *Sistema Fotovoltáico Autónomo* (SFA) dependiente de la irradiación solar, se debe entonces analizar el proceder de las variables que conforman el SFA como son: voltaje, corriente, potencia y temperatura, de esta manera nace el planteamiento de la creación de un *Sistema de Monitoreo* (SM), el cual pretende garantizar en correcto funcionamiento y rendimiento del SFA, a lo largo de su vida útil. El desarrollo del SM, se logra mediante el cumplimiento de la norma IEC 61724-1, la cual establece los lineamientos a seguir para la obtención de los datos de las variables, dichos lineamientos se presentan en la siguiente Figura 2.18.

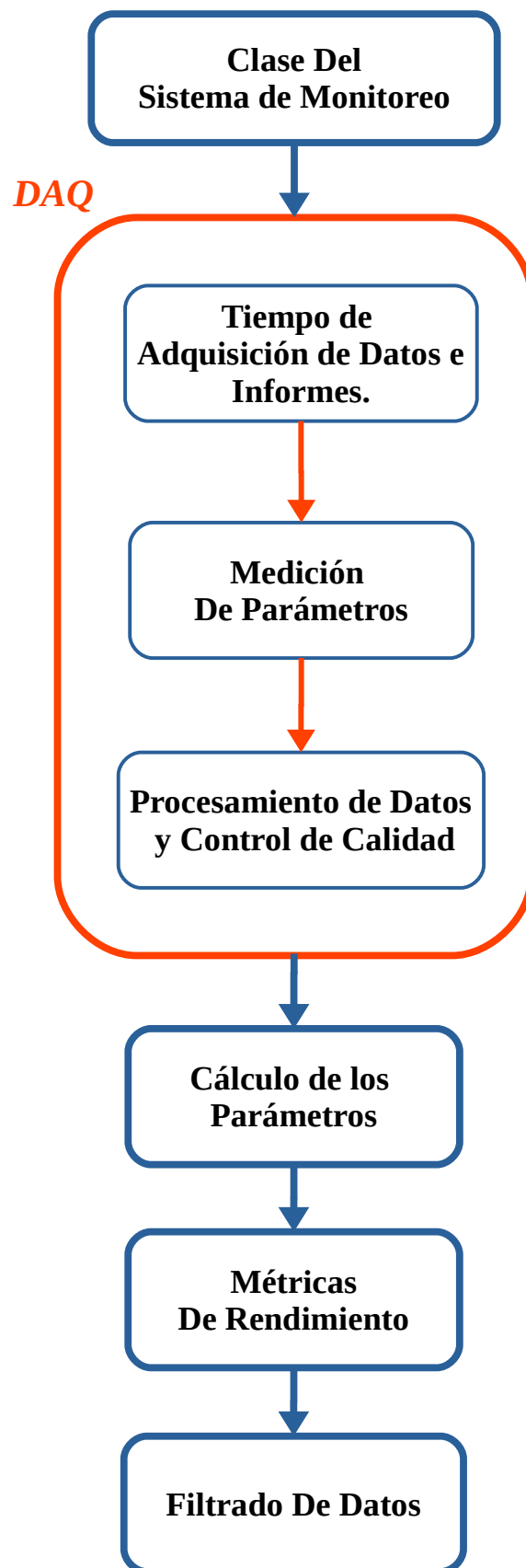


Figura 2.18: Características que debe tener el SM según [4].

2.4.1. Clases del Sistema de Monitoreo

Los SM se pueden clasificar de acuerdo al tamaño del sistema fotovoltaico, y de los objetivos a cumplir del usuario, de esta manera un sistema fotovoltaico de tamaño grande necesitara una precisión mucho mayor que uno de tamaño mediado o pequeño, a su vez la complejidad aumentaría para un sistema fotovoltaico grande en referencia a uno pequeño. La norma IEC 61724-1 establece tres tipos de clases las cuales son: Clase A, Clase B y Clase C, en este caso las clases A y B se recomiendan para sistemas fotovoltaicos grandes (como por ejemplo instalaciones de servicio publico y industriales de una considerable potencia), mientras que la clase B y C se recomienda para sistemas fotovoltaicos pequeños (como por ejemplo instalaciones comerciales y residenciales). El usuario de la norma o estándar, pueden especificar cualquier clasificación apropiada para su aplicación, independientemente del tamaño del sistema fotovoltaico.

Tabla 2.1: Clasificaciones del sistema de monitoreo y aplicaciones sugeridas.[4]

Aplicaciones Típicas	Clase A Precisión Alta	Clase B Precisión Media	Clase C Precisión Básica
Evaluación básica del desempeño del sistema	X	X	X
Documentación de una garantía de rendimiento	X	X	
Análisis de pérdidas del sistema	X	X	
Evaluación de la interacción de la red eléctrica	X		
Localización de averías	X		
Evaluación de tecnología fotovoltaica	X		
Medición precisa de la degradación del SF	X		

A continuación, se presentan los criterios que deben cumplir las *clases* de los sistemas de monitoreo, de manera que se garantice el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico. Cabe recalcar que estos criterios toman mayor relevancia dependiendo del tipo de clase de sistema de monitoreo en cuestión.

Incertidumbre de la medición: Para cada cantidad medida se establece un rango de incertidumbre, mismo que dependiendo del tipo de variable a monitorear toma un valor específico, esta viene establecido según se indican las distintas tablas de la IEC 61724-1, así como el rango de temperatura típico en el que operara el sistema.

Elementos repetidos: Dependiendo del tamaño del sistema y los requisitos del usuario, el sistema de monitoreo puede incluir redundancia de sensores.

Calibración: La calibración y acondicionamiento de las señales generadas por los sensores, se fijan según los requerimientos del fabricante o se procede con la realización de calibración en intervalos mas frecuentes cuando especifique la normativa. Adicionalmente se puede realizar comprobaciones cruzadas periódicas de cada sensor con sensores hermanos o dispositivos de referencia, para que de esta manera poder identificar sensores fuera de calibración.

Consumo de energía: La energía ocupada para el sistema de monitoreo y otros sistemas auxiliares requeridos para la operación del sistema fotovoltaico se considerará una perdida de energía de la planta, y no como una carga a la cual se le suministra energía.

Documentación: Este apartado es el encargado de la documentación de todos los componentes del sistema de monitoreo. Además, es en este punto donde se proporcionará guías de usuario para el software del sistema de monitoreo, la documentación para el mantenimiento en donde se incluye la limpieza de los sensores, módulos fotovoltaicos u otras superficies sucias.

Inspección: Para la clase A y la clase B, el sistema de monitoreo se debe inspeccionar al menos una vez al año y preferiblemente a intervalos más frecuentes, mientras que para la clase C, la inspección debe realizarse según los requisitos específicos del sitio. La inspección debe buscar daños o desplazamiento de los sensores exteriores, evidencia de humedad o alimañas en los gabinetes, conexiones de cableado sueltas en los sensores o dentro de los gabinetes, desprendimiento de los sensores de temperatura, fragilidad de los accesorios y otros problemas potenciales.

2.4.2. Sistema de Adquisición de Datos (DAQ)

Un sistema de adquisición de datos es el encargado de tomar las muestras físicas del mundo real, tales como: *voltaje, corriente, temperatura*, etc, y convertirlas en señales digitales, que puedan ser manipuladas mediante la ayuda de un ordenador u otro dispositivo, el elemento encargado de realizar esta función se lo conoce como tarjeta de adquisición de datos. En la Figura 2.18, se puede apreciar que la estructura del DAQ, consta de los siguientes temas: *Tiempo de adquisición de datos e informes, Medición de parámetros y el Procesamiento de datos y control de calidad*. A continuación, se procede al estudio de cada uno de los temas que conforman el DAQ.

Tiempo de Adquisición de Datos e Informes

Para lograr un correcto funcionamiento del sistema de monitoreo, se debe de cumplir con los tiempos de adquisición de datos e informes, por lo que es fundamental saber a que se refiere por muestreo, registro e informe, los cuales se presentan a continuación:

Muestreo: Se entiende por muestreo a la adquisición de mediciones de los datos en un sensor o dispositivo, el tiempo entre muestras es el intervalo de muestreo. Tener presente que la norma establece que no es necesario almacenar las muestras de forma permanente.

Registro: Una vez obtenidas las muestras, se procede a guárdalas en un registro de datos para poder estudiarlas, al intervalo empleado para guardar el registro se le representa por τ , que es el tiempo entre registros. El intervalo de registros debe ser un múltiplo entero del intervalo de muestreo, y un numero entero de intervalos de registro debe ajustarse a 1 hora. La normativa establece que el valor a guardar en el registro puede ser el promedio, máximo, mínimo, suma u otra función de las muestras adquiridas durante el intervalo de registro, según sea apropiado para la cantidad medida.

Informe: Es un valor agregado que cubre múltiples intervalos de registro y su periodo de informe es el tiempo entre informes. Normalmente, el periodo del informe se elegirá en días, semanas, meses o años.

En la Figura 2.19, se puede apreciar los intervalos de tiempo tanto para el muestreo, registro e informe, por lo general estos dependen de la clase del sistema de monitoreo.

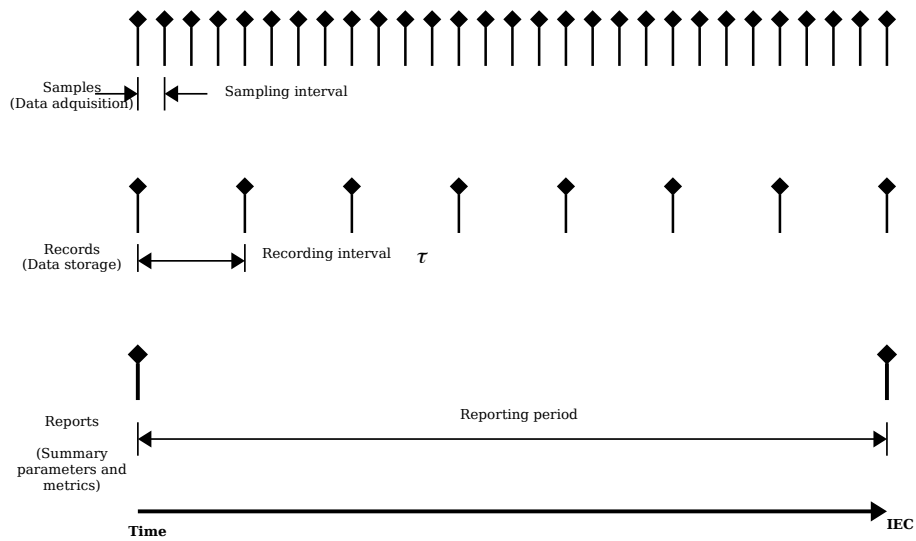


Figura 2.19: Muestreo, registro e informe.[4].

Los intervalos de tiempo en los que se realiza el muestreo y registro, se presentan en la Tabla 2.2, se puede observar que los intervalos de tiempo están en función de la clase del sistema de monitoreo.

Tabla 2.2: Requisitos de intervalo de muestreo y registro.[4]

	Clase A Precisión Alta	Clase B Precisión Media	Clase C Precisión Básica
Intervalo de muestreo máximo			
Para irradiancia, temperatura viento y salida eléctrica	3 s	1 min"	1 min"
Para suciedad, lluvia, nieve y humedad	1 min"	1 min"	1 min"
Intervalo máximo de registro	1 min"	15 min"	60 min"
*Ver declaración en 7.3.3 sobre la inclusión de lecturas máximas y mínimas en los registros de datos de viento. "Los requisitos de intervalo de muestreo indicados para la clase B y la clase C se aplican a las mediciones en tierra, pero no se aplican cuando se utiliza la estimación de irradiancia o parámetros meteorológicos basados en satélites. (Un instrumento terrestre requerirá muestras frecuentes para construir el promedio adecuado durante un intervalo de registro, por ejemplo, en el caso de condiciones parcialmente nubladas, mientras que la estimación basada en satélites puede derivar el mismo promedio a partir de una sola imagen durante el período del informe.			

Adicionalmente la norma establece que se debe hacer una marca de tiempo, es decir, añadir la fecha y hora de la adquisición de los datos tanto en el registro como en el informe. La hora debe referirse a la hora estándar local (no al horario de verano) o al horario universal, de manera que se evite cambios de horario de invierno/verano, y se especifique la hora elegida. La medianoche se considerará el comienzo de un nuevo día y se expresará como 00:00.

Medición de Parámetros

Una vez definido los tiempos de muestreo y de registro, lo que procede es definir los parámetros o variables a monitorear, las cuales se basan en la Tabla A.1, hay que tener en cuenta ciertas consideraciones a la hora de utilizar dicha tabla, como por ejemplo una marca de verificación \checkmark indica un parámetro requerido para ser medido en sitio, adicionalmente también otro parámetro que se presenta es la cantidad mínima de sensores en el sitio, en muchos casos por referencia a la Tabla 2.3. Cuando en la columna *Numero de Sensores* no se proporciona ningún número, solo se requiere un sensor, aunque generalmente la norma recomienda sensores redundantes.

Tabla 2.3: Relación entre el tamaño del sistema de CA y la cantidad de sensores, para sensores específicos a los que se hace referencia en la Tabla A.1.

Tamaño del sistema (CA)	Numero de sensores	
	Columna 1	Columna 2
$< 5 MW$	1	6
[5 MW a 40 MW)	2	12
[40 MW a 100 MW)	3	18
[100 MW a 200 MW)	4	24
[200 MW a 300 MW)	5	30
[300 MW a 500 MW)	6	36
[500 MW a 750 MW)	7	42
$\geq 750MW$	8	48

Para casos en donde el sistema fotovoltaico está conformado por distintos tipos de tecnología fotovoltaica, se coloca al menos un sensor en cada sección de los distintos tipos de tecnología. El símbolo “E” en la Tabla A.1, indica un parámetro que puede estimarse basándose en datos meteorológicos locales, regionales o satelitales, en lugar de medirse en el sitio, además cuando las celdas se encuentran vacías esto refleja que son parámetros opcionales, que pueden elegirse para requisitos del sistema o para cumplir con las especificaciones del proyecto.

A continuación se procede a estudiar los parámetros que son parte de la Tabla A.1, con la cual se podrá diseñar el sistema de monitoreo debido a su clase, tamaño y características del sistema fotovoltaico en cuestión.

Irradiancia: La irradiancia se considera uno de los parámetros mas importantes a la hora de establecer las variables a monitorear, por este motivo la norma establece algunos criterios para medir la irradiancia tanto en el sitio, como la posibilidad de estimarla mediante la ayuda de teledetección de irradiancia por satélite. A continuación se analiza cada una de estas formas de obtener la irradiancia.

1. Medición de la irradiancia en el sitio.

Para llevar a cabo la medición de la irradiancia en el sitio, se parte por determinar la *irradiancia en el plano de la matriz* (POA) y la *irradiancia horizontal global* (GHI). Además, se debe realizar el estudio de los distintos tipos de sensores, así como su ubicación, alineación y mantenimiento.

a) Irradiancia en el plano de la matriz

Para determinar la irradiancia en el plano se debe utilizar un sensor de irradiancia con una apertura orientada paralela al plano de la matriz (POA), además debe de poseer un campo de visión de al menos 160° . La irradiancia de POA también se puede estimar a partir de la GHI utilizando un modelo de descomposición y transposición.

b) Irradiancia horizontal global

Para obtener la GHI se debe utilizar un sensor de irradiancia orientado horizontalmente, la medición de la irradiancia horizontal es útil para la comparación con datos meteorológicos históricos, la GHI también se puede estimar a partir de la irradiancia de POA utilizando un modelo de descomposición y transposición.

c) Sensores de Irradiancia

La normativa establece que los sensores de irradiancia adecuados pueden ser: piranómetros de termopila, dispositivos de referencia fotovoltaica y sensores de fotodiodo. Para estos equipos se debe cumplir con los lineamientos de la linealidad de corriente de cortocircuito frente a la irradiancia, presentados en la norma IEC 60904-10. Además el sensor, la electrónica de acondicionamiento de señales y el almacenamiento de datos deben proporcionar un rango que incluya al menos 0 Wm^{-2} a 1500 Wm^{-2} y una resolución $\leq 1 \text{ Wm}^{-2}$.

d) Ubicación de los sensores

Para la ubicación de los sensores, la norma establece que se debe elegir lugares, en los que se eviten sombras desde el amanecer hasta el atardecer, en caso de presentarse sombra dentro de la media hora de la salida o puesta del sol deberá documentarse. Adicionalmente, los sensores de irradiancia se colocaran de tal manera que capturen la irradiancia sin impacto del entorno local, por ejemplo al ser montados cerca o en un edificio, se debe tomar cuenta de los conductos de ventilación debido a que descargan vapores que podrían condensarse en los sensores.[4]

e) Alineación de los sensores

Para la alineación de los sensores intervienen los ángulos de inclinación y azimut, que deben asimilar los lineamientos correspondientes para el ajuste de los ángulos, se detallan a continuación.

Inclinación: Para el ángulo de inclinación del sensor, se comienza por ajustar la placa de montaje a una posición horizontal con ayuda de un nivel digital (inclinómetro digital), de manera que se nivela el sensor a la placa de montaje, se asegura y finalmente se ajusta al ángulo de inclinación con precisión. según se presenta en la Tabla A.2.

Azimut: Para el caso del azimut la normativa establece que con un receptor GPS, se inicia por ubicar el sensor, se camina unos 100 m en dirección del azimut deseado, marcándose un punto, se regresa a la posición inicial, se fija la mirada a lo largo del borde cuadrado de la placa de montaje del sensor y se ajusta el ángulo azimutal de la placa de montaje hasta que la línea de visión se cruce con el punto deseado, la precisión establecida del ángulo de azimut esta establecido según la Tabla A.2.

f) Mantenimiento del sensor de irradiancia

La calibración de los sensores y la electrónica de acondicionamiento de señales debe realizarse en el sitio cuando sea posible, esto para minimizar el tiempo en el que los sensores están fuera de servicio. En caso de que la calibración se la realice en un laboratorio que se encuentre fuera del sitio, se debe poseer sensores redundantes o utilizar un sensor de respaldo para reemplazar los que se desconecten, a fin de evitar la interrupción del monitoreo.

Cuando se realice la limpieza de los sensores de irradiancia, se debe considerar realizar también la limpieza de los módulos, debido a que, si no se realiza, puede resultar en una disminución del índice de rendimiento del sistema fotovoltaico. Adicionalmente se debe de verificar los datos nocturnos para garantizar una calibración precisa del punto cero, todas estas indicaciones se presentan en la Tabla A.3.

g) Medidas adicionales

Irradiancia normal directa: La irradiancia normal directa (DNI) se mide con un pirheliómetro en una plataforma de seguimiento de dos ejes que sigue automáticamente el sol.

Irradiancia horizontal difusa: La irradiancia horizontal difusa (DHI) se mide con un sensor de irradiancia montado horizontalmente, con una banda de sombra giratoria o una bola rastreada que bloquea los rayos que emanan directamente del disco solar.

2. Teledetección de irradiancia por satélite.

En este punto se considera la obtención de datos de irradiancia mediante satélite siempre y cuando lo permita la Tabla A.1. Estas irradiancias se utilizan ampliamente para monitorear el desempeño de los sistemas de generación distribuida, incluidos los sistemas de clase B y C no instrumentados, así de esta manera se logra evitar los costos y los requisitos de mantenimiento de las mediciones en el sitio donde se ubique el sistema fotovoltaico.

Algunas consideraciones importantes al seleccionar modelos de satélites son los siguientes:

- Los datos derivados de satélites deben seleccionarse cuidadosamente después de una revisión de su precisión.
- Los buenos modelos de satélite se pueden entrenar localmente utilizando mediciones terrestres a corto plazo.

Algunas ventajas de la irradiancia obtenida mediante satélites son:

- Fiabilidad y consistencia en la calibración y mantenimientos.
- Eliminación de la incertidumbre y los costos asociados al mantenimiento, la limpieza de los equipos debido a la suciedad de la instrumentación, las desviaciones de calibración y los desajustes de ubicación a ubicación.
- Para valores de irradiancia que estén alcanzando los 1000 W m^{-2} , la precisión con la que se obtiene los datos es del 2%, siempre y cuando el modelo de irradiancia este bien entrenado.

Algunas desventajas de la irradiancia obtenida mediante satélites son:

- Una de las desventajas mas importantes de la obtención de la irradiancia mediante satélites comparada con la obtenida en el sitio es su precisión intrínseca.
- A diferencia de los modelos terrestres, la precisión de los modelos de satélite no es constante en términos relativos en todo el rango de irradiancia.
- Si los datos obtenidos por satélite no han sido entrenados para un área local, las variaciones en el terreno local pueden introducir un error sustancial del orden del 10%.

Factores ambientales: Ya abordado el tema de la obtención de datos de irradiancia mediante los diferentes tipos de sensores o los generados por satélite, se procede a estudiar las variables que hacen referencia a los factores medioambientales, éstos son:

1. Temperatura del módulo fotovoltaico

Para la obtención de la temperatura del módulo T_{mod} , se coloca un sensor de temperatura en la parte posterior de uno o más módulos. La incertidumbre de la medición de los sensores, incluido el acondicionamiento de la señal, será de ≤ 2 °C. En la Tabla A.4 se establece cuando se debe realizar la calibración o remplazo de los sensores de temperatura. Algunas consideraciones que se deben tomar en cuenta a la hora de instalar el sensor de temperatura son las siguientes:

- Se usa adhesivo, que debe ser conductor térmico, para fijar el sensor de temperatura a la superficie posterior del módulo, además se debe verificar su compatibilidad con el material de la superficie en la parte posterior del módulo, con el fin de que el material no sea atacado ni degradado por el adhesivo.

Las temperaturas de la unión de la celda suelen ser de 1 °C a 3 °C más altas que la temperatura medida en la superficie posterior del módulo, según la construcción del módulo. Se debe tener en cuenta que la temperatura del módulo varía en cada módulo y en toda la matriz, con esto se pueden observar diferencias sustanciales en la temperatura, para lo cual se debe monitorear el desempeño mediante la distribución de varios sensores de temperatura por todo el sistema y poder determinar la temperatura promedio.

2. Temperatura del aire ambiente

En el caso de que se requiera la temperatura del aire ambiente T_{amb} , los sensores deberán estar ubicados en lugares representativos del sistema fotovoltaico con pantallas de radiación solar ventiladas, para permitir el paso libre del aire ambiente. Los sensores de temperatura deberán tener: una resolución $\leq 0,1$ °C y una incertidumbre de ± 1 °C.

Finalmente la normativa establece que, los sensores deberán estar ubicados al menos a 1 m del módulo fotovoltaico mas cercano y en lugares donde no se vean afectados por fuentes de calor, los sensores de temperatura se deben calibrar o reemplazar según la Tabla A.5.

3. Relación de suciedad

La relación de suciedad es la relación entre la potencia de salida real del campo fotovoltaico, con determinadas condiciones de suciedad y la potencia que se esperaría si el campo fotovoltaico estuviera limpio.

El equipo a usar son dos módulos fotovoltaicos de referencia, uno que se encuentre limpio y que reciba periódicamente limpieza, y otro módulo fotovoltaico que se

denomina sucio, debido a que puede acumular suciedad, los dos módulos deben de ser iguales o semejantes en la respuesta angular y espectral.

4. Precipitaciones

Las mediciones de lluvia pueden usarse para estimar la limpieza de los módulos. Sin embargo, si se mide la proporción de suciedad, se conoce directamente la limpieza del módulo.

5. Humedad

Las mediciones de humedad relativa pueden usarse para estimar cambios en el espectro incidente que podrían afectar la salida de energía del módulo fotovoltaico, así como las lecturas del sensor de irradiancia.

Salida eléctrica: Para las medidas de las variables eléctricas, se debe tener presente que el rango de medida de los sensores, debe abarcar, al menos hasta el 120% de la salida eléctrica esperada cuando la matriz fotovoltaica este funcionando en *STC* o hasta la clasificación máxima del inversor, la que sea menor. Las mediciones eléctricas deben tener una incertidumbre que cumpla con los requisitos enumerados en las Tablas 2.4 y 2.5.

Tabla 2.4: Requisitos de medición eléctrica a nivel de inversor.

Parámetro	Incertidumbre de medición		
	Clase A Precisión Alta	Clase B Precisión Media	Clase C Precisión Básica
Voltaje de entrada (DC)	$\pm 2,0\%$	n/a	n/a
Corriente de entrada (DC)	$\pm 2,0\%$	n/a	n/a
Potencia de entrada (DC)	$\pm 2,0\%$	n/a	n/a
Voltaje de salida (CA)	$\pm 2,0\%$	$\pm 3,0\%$	n/a
Corriente de salida (CA)	$\pm 2,0\%$	$\pm 3,0\%$	n/a
Potencia de salida (CA)	$\pm 2,0\%$	$\pm 3,0\%$	n/a

Tabla 2.5: Requisitos de medición de salida de CA a nivel de planta.

Parámetro	Clase A Precisión Alta	Clase B Precisión Media	Clase C Precisión Básica
Energía y potencia activa	Clase 0.2 S según IEC 62053-22	Clase 0.5 S según IEC 62053-22	Clase 2 S según IEC 62053-21
Factor de potencia	Clase 1 según IEC 61557-12	Clase 1 según IEC 61557-12	n/a

Procesamiento de los Datos y Control de Calidad

Los datos procesados para la irradiancia y la energía fotovoltaica deben restringirse a las horas de luz de cada día (amanecer a atardecer, irradiancia $\geq 20 \text{ Wm}^{-2}$), evitando así valores extraños de datos nocturnos que introduzcan errores en el análisis, a menos que se haya demostrado que tales errores son despreciables. La normativa establece un control de calidad de los siguientes datos:

Eliminación de lecturas inválidas: En este caso se procede a comprobar y filtrar, de forma automática o manual, los puntos de datos faltantes o no válidos y así poder filtrarlos en el correspondiente análisis, estos datos faltantes o inválidos serán documentados por el sistema de monitoreo. A continuación se establece algunos métodos recomendados para identificar puntos de datos faltantes o no válidos:

- aplicar límites mínimos y máximos físicamente razonables.
- aplicar límites físicamente razonables sobre las tasas máximas de cambio.
- aplicar pruebas estadísticas para identificar valores atípicos, incluida la comparación de mediciones de varios sensores.
- aplicar datos del contrato para identificar límites de parámetros viables para ciertos datos de desempeño.
- anotar los códigos de error devueltos por los sensores.
- identificar y eliminar entradas de datos redundantes.
- identificación de datos faltantes.
- identificación de lecturas atascadas en un solo valor durante un tiempo prolongado.
- comprobar las marcas de tiempo para identificar lagunas o duplicados en los datos.
- comprobar los informes de disponibilidad del sistema.

Tratamiento de los datos faltantes: El tratamiento de los datos faltantes o no válidos puede depender del objetivo de la medición. Por ejemplo, los datos faltantes o no válidos asociados con problemas del inversor deben descartarse si el objetivo es estrictamente cuantificar el rendimiento del módulo, pero deben conservarse si el objetivo es capturar todos los aspectos del rendimiento y la disponibilidad de la planta. A continuación se establecen los siguientes lineamientos:

- los datos inválidos o faltantes pueden ser reemplazados por valores estimados a partir de los datos válidos registrados antes y / o después de los datos inválidos o faltantes.
- los datos no válidos o faltantes pueden reemplazarse con un valor promedio para el intervalo analizado.
- los datos pueden ser tratados de la manera especificada en un contrato válido, documento de garantía de desempeño u otra especificación que cubra la instalación.
- el intervalo analizado puede tratarse como ausente o no válido.

2.4.3. Cálculo de los Parámetros

Las variables a determinar se presentan en el Tabla 2.6, cabe destacar que la normativa establece que todas las cantidades deben ser determinadas con respecto al periodo de informe, por otra parte la cantidad de parámetros a calcular dependen del tipo de clase del sistema de monitoreo, por ejemplo para las clases A y B intervienen una mayor cantidad de variables a determinar si estas se comparan con la clase C. A continuación se procederá con la definición de cada una de ellas.

Irradiancia

Para obtener la suma de la Irradiancia POA, expresada como H_i , se utiliza la siguiente formula: [4]

$$H_i = \sum_k G_{i,k} \times \tau_k \quad (2.5)$$

Tabla 2.6: Parámetros a calcular.

Parámetros	Símbolo	Unidad
Irradiación		
Irradiación en el plano	H_i	$kWhm^{-2}$
Energía eléctrica		
Energía de salida del campo fotovoltaico (CC)	E_A	kWh
Salida de energía del sistema (CA)	E_{out}	kWh
Potencia nominal de matriz		
Clasificación de potencia de matriz (CC)	P_0	kW
Clasificación de potencia de matriz (CA)	$P_{0,CA}$	kW
Rendimientos y pérdidas de rendimiento		
Rendimiento energético de la matriz fotovoltaica	Y_A	$kWh \cdot kW^{-1}$
Rendimiento final del sistema	Y_f	$kWh \cdot kW^{-1}$
Rendimiento de referencia	Y_r	$kWh \cdot kW^{-1}$
Pérdida de captura de matriz	Y_C	$kWh \cdot kW^{-1}$
Pérdida de equilibrio de sistemas (BOS)	Y_{BOS}	$kWh \cdot kW^{-1}$
Eficiencias		
Eficiencia de la matriz	η_A	Ninguna
Eficiencia del sistema	η_f	Ninguna
Eficiencia BOS	η_{BOS}	Ninguna

Energía Eléctrica

Para obtener la energía eléctrica tanto en corriente continua como en alterna se deben calcular a partir de la integral correspondiente al parámetro de la potencia, dicho de otra manera se procede a sumar todos los valores que se encuentren en el periodo de informe.

- *Energía de salida de CC*

Para la determinación de la energía de salida de CC del campo fotovoltaico se procede por aplicar la ecuación: [4]

$$E_A = \sum_k P_{A,k} \times \tau_k \quad (2.6)$$

- *Energía de salida de CA*

Para la determinación de la energía de CA se procede por aplicar la ecuación: [4]

$$E_{out} = \sum_k P_{out,k} \times \tau_k \quad (2.7)$$

Potencia Nominal de la Matriz

Potencia nominal de CC: La potencia nominal de CC del arreglo, P_0 , es la salida de potencia de corriente continua total de todos los módulos fotovoltaicos instalados en la condición de referencia de potencia nominal, que se supone que son en *STC*. P_0 se expresa en unidades de kW . Para el cálculo de P_0 , se debe utilizar la hoja de datos del fabricante de los módulos fotovoltaicos, también se puede utilizar datos alternativos, como datos de pruebas de laboratorio o tomados del sitio donde se encuentre el sistema fotovoltaico. Una vez escogido la forma en como se va a obtener dicha P_0 , se debe especificar las cantidades que dependen de la misma.

Potencia nominal de CA: La potencia nominal de CA de la matriz $P_{0,CA}$ es la menor potencia nominal de CC de la matriz P_0 , o la suma de las potencias nominales del inversor en el sistema a una temperatura de funcionamiento especificada.

Rendimientos

Los rendimientos son proporciones de una cantidad de energía a la potencia nominal de la matriz P_0 . Indican el funcionamiento real de la matriz en relación con su capacidad nominal. La relación de unidades es equivalente a horas, y la relación de rendimiento indica la cantidad equivalente de tiempo durante el cual se requeriría que la matriz opere para proporcionar la cantidad de energía particular medida durante el período de informe.[4]

Rendimiento energético del generador fotovoltaico: El rendimiento energético del campo fotovoltaico Y_A , es la relación entre la energía de corriente continua sobre la potencia nominal de la matriz. [4]

$$Y_A = \frac{E_A}{P_0} \quad (2.8)$$

Rendimiento final del sistema: El rendimiento final del sistema fotovoltaico Y_f , es la relación de producción neta de energía de todo el sistema fotovoltaico CA, sobre la potencia nominal de la matriz. [4]

$$Y_f = \frac{E_{out}}{P_0} \quad (2.9)$$

Rendimiento de referencia: El rendimiento de referencia Y_r , se puede calcular dividiendo la irradiación en el plano total por la irradiancia en el plano referida al módulo fotovoltaico. [4]

$$Y_r = \frac{H_i}{G_{i,ref}} \quad (2.10)$$

donde la irradiancia en el plano referida al módulo fotovoltaico $G_{i,ref}(kWm^{-2})$ es la irradiancia a la que se determina P_0 .

El rendimiento de referencia representa el número de horas durante las cuales la radiación solar necesitaría estar en niveles de irradiancia de referencia para contribuir con la misma energía solar incidente como la que fue monitoreada durante el período del informe mientras la red eléctrica y/o la carga local estuvieran disponibles. Si el período del informe es igual a un día, Y_r sería, en efecto, el número equivalente de horas de sol a la irradiancia de referencia por día.

Perdidas de Rendimiento

Las pérdidas de rendimiento se calculan restando los rendimientos. Las pérdidas de rendimiento también tienen unidades de $kWh \cdot kW^{-1}$ (o h). Representan la cantidad de tiempo que se requeriría que la matriz opere a su potencia nominal P_0 para cubrir las pérdidas respectivas durante el período del informe.

Pérdida de captura de matriz: La pérdida de captura de la matriz L_C representa las pérdidas debidas a la operación de la matriz, incluidos los efectos de la temperatura de la matriz, la suciedad, etc y se define como: [4]

$$L_C = Y_r - Y_A \quad (2.11)$$

Pérdida de equilibrio de sistemas: La pérdida de balance de sistemas L_{BOS} representa las pérdidas en los componentes del BOS, incluido el inversor y todo el cableado y las cajas de conexiones y se define como: [4]

$$L_{BOS} = Y_A - Y_f \quad (2.12)$$

Eficiencias

Eficiencia de la matriz en (CC): La eficiencia nominal de la matriz viene dada por:

$$\eta_{A,0} = \frac{P_0}{(G_{i,ref} \times A_a)} \quad (2.13)$$

donde el área total de la matriz A_a es el área total del módulo, correspondiente a la suma de las áreas de las superficies frontales de los módulos fotovoltaicos definidas por sus bordes exteriores. [4]

La eficiencia media real de la matriz durante el período del informe se define mediante:

$$\eta_A = \frac{E_A}{(H_i \times A_a)} \quad (2.14)$$

Eficiencia del sistema en (CA): La eficiencia media del sistema durante el período del informe se define mediante: [4]

$$\eta_f = \frac{E_{out}}{(H_i \times A_a)} \quad (2.15)$$

Eficiencia BOS: La eficiencia media de BOS durante el período del informe se define mediante: [4]

$$\eta_{BOS} = \frac{E_{out}}{E_A} \quad (2.16)$$

2.4.4. Métricas de rendimiento

Se comienza por definir varias métricas para cuantificar el rendimiento del sistema. Estos se enumeran en la Tabla 2.7 y se definen con más detalle en las secciones indicadas a continuación. La métrica más adecuada para un sistema determinado depende del diseño del sistema y de los requisitos del usuario.

Tabla 2.7: Métricas de rendimiento

Parámetro	Símbolo	Unidades
Basado en calificaciones		
Relación de rendimiento	PR	Ninguno
Razon de rendimiento anual	PR_{anual}	Ninguno
Relación de rendimiento anual equivalente a temperatura	$PR_{anual,eq}$	Ninguno
Relación de rendimiento STC - Temperatura	PR_{STC}	Ninguno
Basado en modelos		
Índice de rendimiento de potencia	PPI	Ninguno
Índice de rendimiento energético	EPI	Ninguno
Índice de rendimiento de potencia de referencia	$BPPI$	Ninguno
Índice de rendimiento energético de referencia	$BEPI$	Ninguno

Relación de Rendimiento

La relación de rendimiento PR es el cociente del rendimiento final del sistema Y_f con su rendimiento de referencia Y_r e indica el efecto general de las pérdidas en la salida del sistema debido a la temperatura de la matriz y a las ineficiencias o fallas de los componentes del sistema, incluido el balance de los componentes del sistema. Se define como: [4]

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (2.17)$$

$$PR = \frac{\left(\frac{E_{out}}{P_0}\right)}{\left(\frac{H_i}{G_{i,ref}}\right)}$$

Si se expende la formula 2.17 se tiene como resultado:

$$PR = \left(\sum_k \frac{P_{out,k} \times \tau_k}{P_0}\right) / \left(\sum_k \frac{G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,ref}}\right)$$

La razón de rendimiento anual, PR_{anual} es la relación de rendimiento evaluado para un período de informe de un año.

Relación de Rendimiento Anual Equivalente a la Temperatura

El índice de rendimiento anual equivalente a la temperatura $PR_{anual,eq}$ se construye para aproximar el índice de rendimiento anual PR_{anual} independientemente de la duración del período de informe. [4] Calcula la relación de rendimiento durante el período de informe con la potencia nominal en cada intervalo de registro ajustado para compensar las diferencias entre la temperatura real del módulo fotovoltaico y la temperatura promedio anual esperada del módulo fotovoltaico, y está expresada de la siguiente manera:

$$PR = \left(\sum_k P_{out,k} \times \tau_k\right) / \left(\sum_k \frac{(C_k \times P_0) \times G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,ref}}\right) \quad (2.18)$$

donde C_k se define como:

$$C_k = 1 + \gamma \times (T_{mod,k} - T_{mod,avg})$$

Aquí γ es el coeficiente de temperatura de potencia máxima relativa (en unidades de $^{\circ}C^{-1}$), $T_{mod,k}$ es la temperatura del módulo fotovoltaico en el intervalo de tiempo k , y $T_{mod,avg}$ es la temperatura promedio anual del módulo.

Relación de Rendimiento STC

La relación de rendimiento en condiciones de prueba estándar, PR_{STC} se calcula ajustando la potencia nominal en cada intervalo de registro para compensar las diferencias entre la temperatura real del módulo fotovoltaico y la temperatura de referencia en STC de 25 °C. [4] PR_{STC} se calcula introduciendo un factor de ajuste de temperatura de potencia nominal C_k en PR , de la siguiente manera:

$$PR = \left(\sum_k P_{out,k} \times \tau_k \right) / \left(\sum_k \frac{(C_k \times P_0) \times G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,ref}} \right) \quad (2.19)$$

donde C_k esta dada por:

$$C_k = 1 + \gamma \times T_{mod,k} - 25 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Aquí γ es el coeficiente de temperatura de potencia máxima relativa (en unidades de $^\circ\text{C}^{-1}$), y $T_{mod,k}$ es la temperatura del módulo (en $^\circ\text{C}$) en el intervalo de tiempo k .

Índices de Rendimiento

Se puede utilizar un modelo de rendimiento detallado para predecir la producción eléctrica del sistema fotovoltaico en función de las condiciones meteorológicas, atributos conocidos de los componentes y materiales del sistema. El modelo de rendimiento intenta capturar con la mayor precisión posible todos los factores que pueden afectar la producción eléctrica. La relación entre la producción medida y la producción esperada para un período de informe define un índice de desempeño. El índice de rendimiento puede evaluarse sobre la base de la potencia, definiendo el índice de rendimiento de potencia PPI o sobre la base de la energía, definiendo el índice de rendimiento energético, EPI .

El índice de rendimiento de línea de base puede evaluarse sobre la base de la potencia, definiendo el índice de rendimiento de energía de referencia $BPPI$ o sobre la base de la energía, definiendo el índice de rendimiento de energía de línea base $BEPI$. En IEC TS 61724-2 e IEC TS 61724-3 se proporcionan más detalles sobre la aplicación de un modelo de rendimiento para evaluar los índices de rendimiento basados en modelos.

Capítulo 3

Rehabilitación del Sistema Fotovoltaico

*“Conocerse es un ejercicio de aceptarse como sos,
pero también es la nostalgia de no ser
lo que podrías haber sido.”*

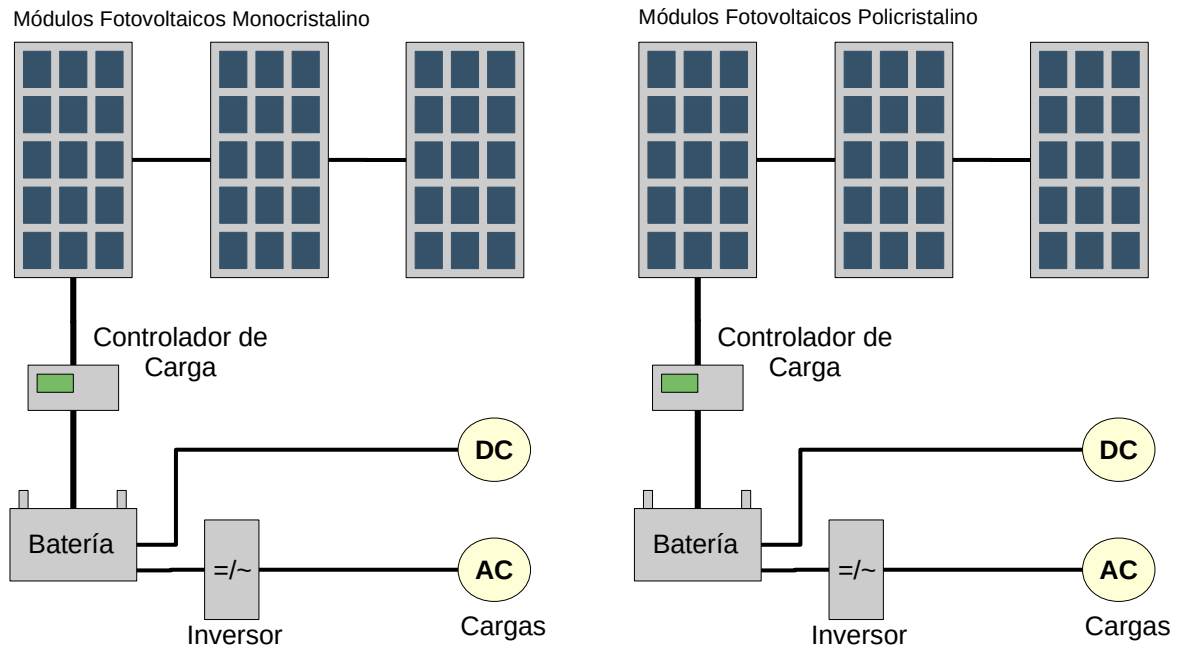
Dr. Rafael Bielsa

3.1. Introducción

En el presente capítulo se realiza la prueba, evaluación, análisis funcional y posterior rehabilitación del sistema fotovoltaico autónomo, ubicado en la terraza del Edificio Guillermo Mensi, el cual ha sufrido diversas modificaciones en su configuración eléctrica, debido al aumento de instalaciones de equipos como inversores o reguladores de carga los cuales en la actualidad no están en funcionamiento. Como primer punto se analiza el estado de cada elemento que conforma el sistema de balance BOS, de esta manera se establece el estado de funcionamiento de cada uno de los equipos, y en caso de ser necesario proceder con el arreglo o la dada de baja de alguno de ellos. Como segundo punto se procede a la aplicación de distintas normativas tales como: Código Eléctrico Nacional (NEC *por sus siglas en inglés*), IEEE Standard Association, en donde se establecen los lineamientos y pautas a seguir para realizar una correcta instalación eléctrica fotovoltaica y las correspondientes pruebas de funcionamiento de los dispositivos.

3.2. Estado del Sistema Fotovoltaico

Se evalúa el funcionamiento de los dispositivos que conforman el sistema fotovoltaico autónomo que se encuentra estructurado como se presenta en la Figura 3.1, empezando por analizar el estado actual de los paneles solares, regulador de carga (Tristar), inversor, para finalizar con las baterías. De esta manera se puede determinar cuales equipos están aptos para formar parte de la rehabilitación del sistema fotovoltaico.



(a) Sistema fotovoltaico autónomo con tecnología Monocristalina.

(b) Sistema fotovoltaico autónomo con tecnología Policristalina.

Figura 3.1: Sistema fotovoltaico autónomo de la terraza del edificio Guillermo Mensi.

3.2.1. Paneles Solares

Al realizar el levantamiento de información del sistema fotovoltaico autónomo, se observa la presencia de dos tecnologías en los módulos fotovoltaicos: monocristalina y policristalina, además se observa que la instalación eléctrica difiere del esquema eléctrico presentado en [32], en otras palabras, el sistema fotovoltaico habría sufrido cambios en el circuito eléctrico. Para la comprobación del correcto funcionamiento de los paneles solares, se procede a realizar la medición del V_{oc} y la I_{sc} , teniendo presente que estos valores medidos son realizados en condiciones distintas a las STC, los resultados se presentan en la Tabla 3.1

Tabla 3.1: Valores de las pruebas realizadas a los módulos fotovoltaicos.

Elementos	Voltaje de circuito abierto V_{oc}	Corriente de cortocircuito I_{sc}
Paneles Monocristalinos		
Módulo A	20,41	2,61
Módulo B	20,47	2,55
Módulo C	20,55	2,57
Paneles Policristalinos		
Módulo A	20,36	2,37
Módulo B	20,40	2,30
Módulo C	20,38	2,32

3.2.2. Inversor

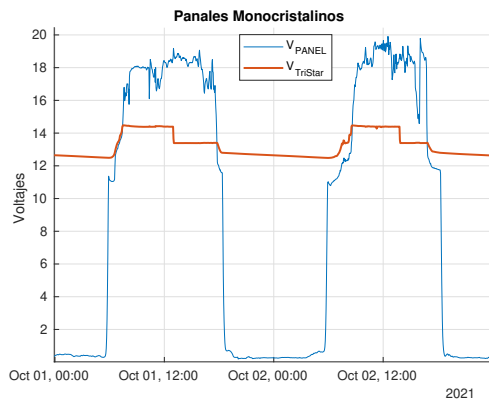
A diferencia de los módulos fotovoltaicos, los cuales se encuentran conectados al controlador de carga, los inversores tanto para las tecnologías monocristalina y policristalina, se encuentran desconectados, para su verificación se procede a conectarlos a las baterías y se mide el voltaje a circuito abierto, paso seguido se conecta una carga a la salida del inversor y se determina el voltaje con carga. Los datos obtenidos se presentan en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Estado de los inversores, en base a su voltaje de salida.

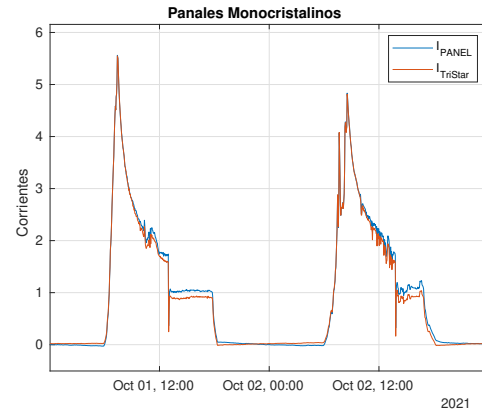
Elemento	Voltaje sin carga V_{oc}	Voltaje con carga V_{cc}
Inversor 1	109,87	108,75
Inversor 2	109,85	108,76

3.2.3. Regulador de carga

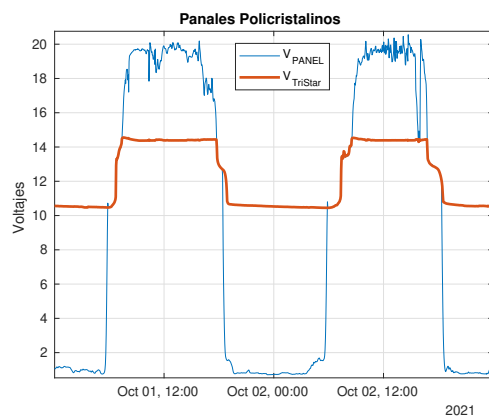
Para el caso del elemento regulador de carga se procede a realizar la comprobación de funcionamiento, iniciando por verificar el modo de operación en el que se encuentra configurado el dispositivo según lo establece el Manual de instalación, operación y mantenimiento del TriStar Solar Charging System Controller [33]. Al analizar la disposición del dip-switch maestro, se puede constatar la configuración en modo de carga de batería, según el manual, aunque el dispositivo posee 3 modos de operación solamente puede realizar una tarea a la vez, en otras palabras si se lo configura en modo de carga de la batería solo podrá realizar dicha tarea y no podrá realizar el modo de control de carga o el modo control de desvío. En la Figura 3.2 se aprecia el funcionamiento correcto del regulador de carga para las instalaciones eléctricas de ambas tecnologías.



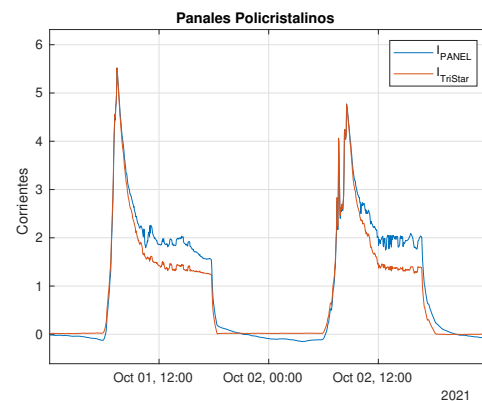
(a) Voltaje de carga, Monocristalino



(b) Corriente de carga, Monocristalino



(c) Voltaje de carga, Policristalino



(d) Corriente de carga, Policristalino

Figura 3.2: Comportamiento de los controladores de carga, en el modo carga de batería.

3.2.4. Baterías

En el caso de las baterías, estas se encuentran desconectadas al momento de la inspección de la circuitería, así mismo se evidencia que el cableado de cada instalación fue modificado. Como este es el elemento acumulador de energía, su estado de funcionamiento debe ser lo más eficiente posible, de manera que se pueda garantizar el cumplimiento de los lineamientos para los que se diseñó el sistema. Para verificar el estado en el que se encuentran las baterías se procede según lo establece, [4, 34]. Los valores nominales de funcionamiento de las baterías son: *voltaje nominal* = 12 V y *capacidad nominal* = 100 Ah

Carga y Descarga de la Batería

Al cargar las baterías hasta su voltaje nominal se observa lo que se presenta en la Figura 3.2. Para asegurar su carga completa se debe de cumplir con lo establecido según

la gráfica de *Característica de Carga*, presente en [5]. Una vez que la carga de las baterías ha alcanzado el 100% y esto se ve reflejado en el controlador de carga, se procede a realizar la descarga, para lo cual se utiliza un elemento con un consumo de corriente de 17,7 A, según los datos del fabricante, el tiempo que debe de transcurrir para descargar una batería hasta un voltaje seguro es de 5 h, esto se observa en la tabla *Características de descarga de corriente constante*, la cual se presenta en [5]. En teoría, para una corriente de consumo constante de 17,7 A luego de 5 h el voltaje que deberá mantener la batería es de $(1,6 V \cdot 6 = 9,6 V)$, esto se cumple para una batería nueva o que se encuentre en óptimas condiciones. La Curva de descarga se presenta en la Figura 3.3, con esto se intuye la capacidad actual de la batería, partiendo del hecho de que en condiciones ideales, se tiene una capacidad de 100 Ah, entonces se procede a determinar el tiempo exacto de descarga de la batería en condiciones ideales:

$$C \text{ de } n$$

$$\frac{1}{n} = x_h$$

$$\frac{C_{bat}}{x_h} = I_{consumo}$$

donde:

$I_{consumo}$ \rightarrow Corriente de consumo constante.

x_h \rightarrow Tiempo de descarga de la batería.

Para el caso de estudio se procede de la siguiente manera:

$$x_h = \frac{C_{bat}}{I_{consumo}}$$

$$x_h = \frac{100 \text{ Ah}}{17,7 \text{ A}}$$

o

$$x_h \approx 5,65 \text{ h}$$

Teóricamente la batería debería suministrar una corriente de 17,7 A, en condiciones ideales (nueva), en este sentido en la Figura 3.3 se puede apreciar que la batería estudiada alcanza un voltaje final o de descarga de 9,6 V en un tiempo de 2,62 h, la corriente promedio de consumo debido a la carga es de 16,4 A, de manera que:

$$C_{bat} = I_{consumo} \cdot x_h$$

$$C_{bat} = 16,4 \text{ A} \cdot 2,62 \text{ h}$$

$$C_{bat} = 42,96 \text{ Ah}$$

Según el análisis la batería actualmente tiene una capacidad del 43 % en referencia a una batería nueva. Por su parte para el caso de la batería que es alimentada por módulos policristalinos, se tiene una capacidad inferior al 20 %, este echo se puede también evidenciar en las curvas de carga presentes en la Figura 3.2c, ya que el voltaje nominal permanece en 10,5 V.

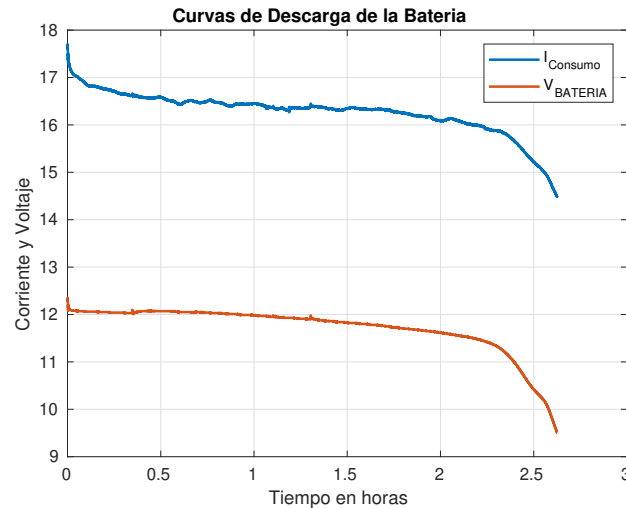


Figura 3.3: Curva de descarga de la batería, del circuito con tecnología Monocristalina.

3.3. Puesta en Marcha del SFA

Una vez verificado el estado de los elementos que conforman el BoS, se busca la restauración del sistema fotovoltaico autónomo, siguiendo los pasos especificados en la Figura 3.4, donde se establece los lineamientos necesarios sobre el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo, al cumplir con dicho procedimiento se puede determinar la energía eléctrica generada debido a la irradiancia, en el caso de estudio se utiliza la irradiancia difusa (tal como se presenta en [35]), obtenida gracias a la estación meteorológica de la Universidad Politécnica Salesiana.

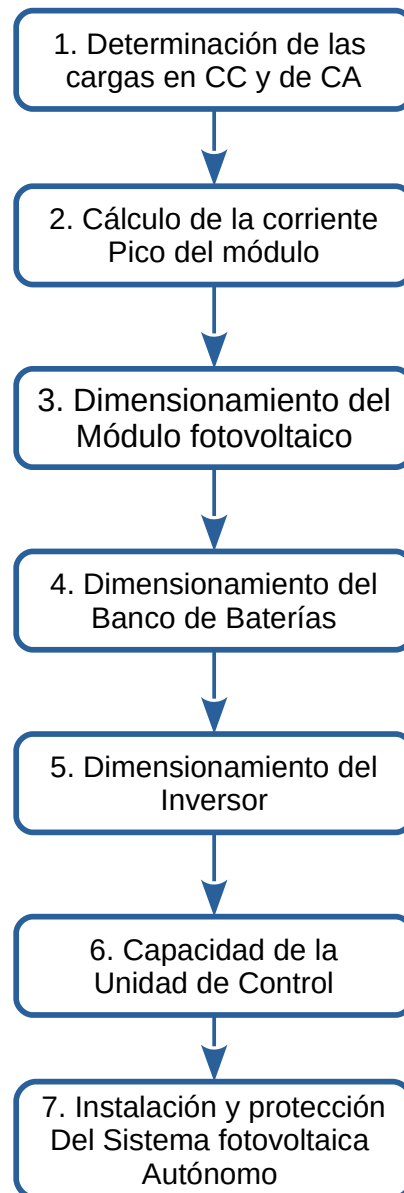


Figura 3.4: Procedimiento para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo.[5, 2]

3.3.1. Determinación de las Cargas en CC y CA

Primeramente se debe establecer el número de cargas, su potencia, sus horas de funcionamiento y la energía que cada una consume, estos datos se presentan en la Tabla 3.3, y que en el estudio presente serán alimentadas con dos de las tres lamparas que originalmente fueron establecidas en el diseño, como se presenta en [32].

Tabla 3.3: Determinación de la energía de consumo para cargas de CA

Elemento CA	Cantidad	Potencia (W)	Horas de Funcionamiento (h/día)	Energía de Consumo (Wh/día)
Lamparas	2	180	3	$2 \cdot 180 \cdot 3 = 1080$

Donde la carga total diaria es 1800 Wh/día , el factor de pérdida del inversor de CC-CA es de 1,10, dando de esta manera que la carga diaria de CC equivale a:

$$1080 \cdot 1,10 = 1188 \text{ Wh/día}$$

La carga máxima pico es $2 \cdot 180 \text{ W} = 360 \text{ W}$

3.3.2. Cálculo de la Corriente Pico del Módulo

Para determinar la corriente pico del módulo se procede por definir el voltaje del sistema fotovoltaico autónomo, el mismo que es establecido por el elemento regulador de carga, en este caso esta configurado en 12 V .

La corriente de carga diaria es:

$$I_{carga} = \frac{1188 \text{ Wh/día}}{12 \text{ V}} = 99 \text{ Ah}$$

El factor de seguridad (por pérdidas del sistema), tal como se lo establece en [35, 6] es de 1,2 veces la I_{carga} .

$$I_{carga} = 99 \text{ Ah} \cdot 1,2 = 118,8 \text{ Ah}$$

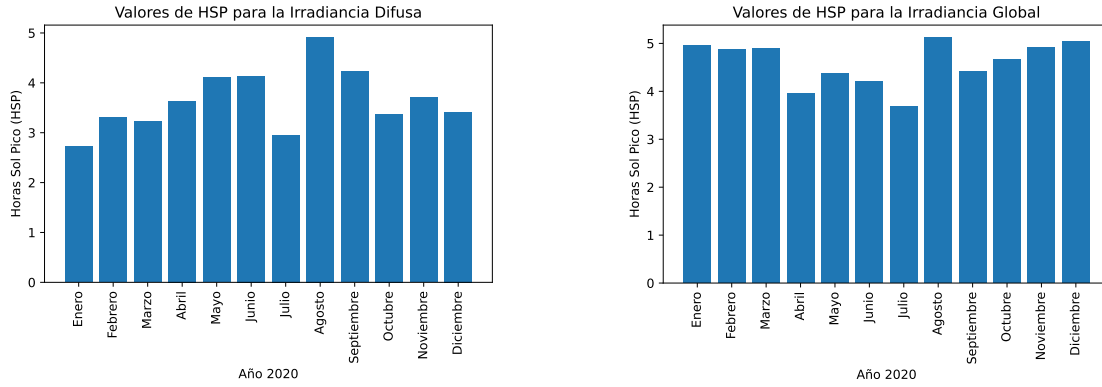
A continuación se presenta el valor de la irradiancia obtenida para el presente diseño en la ciudad de Cuenca, tomando el valor de la irradiancia difusa por criterios de diseño (es el menor valor de irradiancia) se asegura el funcionamiento del sistema fotovoltaico autónomo en condiciones desfavorables. La unidad de medida es $kWh/m^2/día$ o también conocido como HSP, para este caso se ocupa los datos generados por la estación meteorológica de la Universidad Politécnica Salesiana y que se presentan en la Figura 3.5a y 3.5b.

En la Figura 3.5a se aprecia que el menor valor de la HSP se da en el mes de Enero, es decir $2,72 \text{ kWh/m}^2/día$, estos valores han sido obtenidos en el año 2020 y con ello se puede establecer que la corriente pico del sistema es de:

$$I_{pico} = \frac{I_{carga}}{HSP}$$

$$I_{pico} = \frac{118,8}{2,72}$$

$$I_{pico} = 43,95 \text{ A}$$



(a) Valor promedio de la HSP, irradiancia difusa. (b) Valor promedio de la HSP, irradiancia global.

Figura 3.5: Datos de la irradiancia, tomados de la estación meteorológica de la UPS.

3.3.3. Dimensionamiento de los Módulos Fotovoltaicos

En el caso de estudio se posee tres módulos policristalinos y tres módulos monocristalinos, cuyas características se presentan en la Tabla 3.4, a continuación se divide la corriente pico del sistema de la siguiente manera:

$$I_{\text{circuito1}} = \frac{I_{\text{pico}}}{2} = \frac{43,95}{2} = 21,975 \text{ A}$$

$$I_{\text{circuito2}} = \frac{I_{\text{pico}}}{2} = \frac{43,95}{2} = 21,975 \text{ A}$$

El número de paneles es igual a:

$$N_{\text{paneles1}} = \frac{I_{\text{circuito1}}}{I_{\text{poli}}} = \frac{21,975}{7,87} = 2,792 \approx 3 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

$$N_{\text{paneles2}} = \frac{I_{\text{circuito2}}}{I_{\text{mono}}} = \frac{21,975}{8,43} = 2,606 \approx 3 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

Tabla 3.4: Características de los módulos fotovoltaicos.

Características	Módulos Monocristalinos	Módulos Policristalino
Potencia máxima (P_m)	150 W	140 W
Voltaje a P_m (V_m)	17.8 V	17.8 V
Corriente a P_m (I_m)	8.43 A	7.87 A
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	21.8 V	21.8 V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	9.27 A	8.56 A
Temperatura de operación	-40 °C a 85 °C	-40 °C a 85 °C
Voltaje máximo de sistema	1000 V_{CC}	1000 V_{CC}
Eficiencia de la célula	15.5%	-

3.3.4. Dimensionamiento del Banco de Baterías

Para el dimensionamiento del banco de baterías, el cálculo se realiza para dos días de autonomía del sistema fotovoltaico, la capacidad nominal del banco de baterías es de:

$$C_{batería} = 2 \cdot 118,8 \text{ Ah}$$

$$C_{batería} = 2 \cdot I_{carga}$$

$$C_{batería} = 237,6 \text{ Ah} \approx 200 \text{ Ah}$$

3.3.5. Dimensionamiento del Inversor

Para el dimensionamiento del inversor se parte por determinar que la C_{mp} del sistema fotovoltaico autónomo es de 180 W para cada circuito, sabiendo que la $C_{mp-inversor}$ debe ser al menos igual a la C_{mp} , y que en este caso se cuenta con dos inversores que soportan una $C_{mp-inversor} = 350 \text{ W}$, se puede observar que es mayor a la $C_{mp} = 180 \text{ W}$. De esta manera se tiene:

$$C_{mp-inversor} > C_{mp}$$

$C_{mp} \rightarrow$ carga máxima pico.

$C_{mp-inversor} \rightarrow$ carga máxima pico del inversor.

Por lo tanto, los inversores cumplen satisfactoriamente el poder alimentar cargas de 180 W .

3.3.6. Capacidad de la Unidad de Control

En el caso de estudio presente, se tiene una corriente pico total del sistema igual a $I_{pico} = 43,95 \text{ A}$, al existir dos circuitos se tiene:

$$I_{uc} = \frac{43,95 \text{ A}}{2} = 21,975 \text{ A}$$

Donde I_{uc} , es la corriente que debe soportar la unidad de control, en este caso se cuenta con un regulador de carga o unidad de control capaz de soportar una corriente de $I_{triStar} = 45 \text{ A}$, entonces el regulador de carga del que se dispone, es capaz de soportar adecuadamente la I_{uc} .

3.4. Normativa NEC para SFA

Para una correcta instalación de los sistema fotovoltaico autónomos, es necesario seguir los lineamiento y pautas establecidas en el artículo 690 del NEC, donde se tratan temas de protección del sistema fotovoltaico, requerimientos a cumplir por los circuitos que lo conforman y también criterios de seguridad. A continuación se presenta ciertos criterios tratados en el código.

3.4.1. Componentes de una Instalación Fotovoltaica Autónoma

En la Figura 3.6 se presentan los dispositivos que intervienen en un sistema fotovoltaico autónomo según el NEC, tomar en consideración que cuando se utiliza la palabra *panel*, se hace referencia a una *cadena* de tres módulos fotovoltaicos.

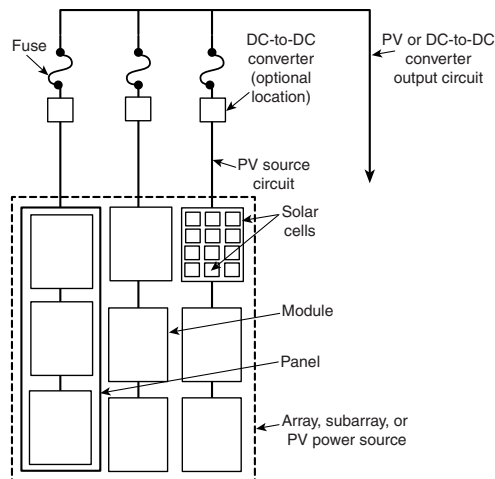


Figura 3.6: Elementos que conforman un sistema fotovoltaico autónomo según el NEC.[6]

Para los sistemas fotovoltaicos autónomos, el NEC establece protecciones eléctricas o dispositivos de desconexión en la salida de los módulos fotovoltaicos y en el banco de baterías. Dichas desconexiones deben ser aptas para funcionar en corriente continua DC, lo cual se muestra en la Figura 3.7 en el diagrama eléctrico unifilar.

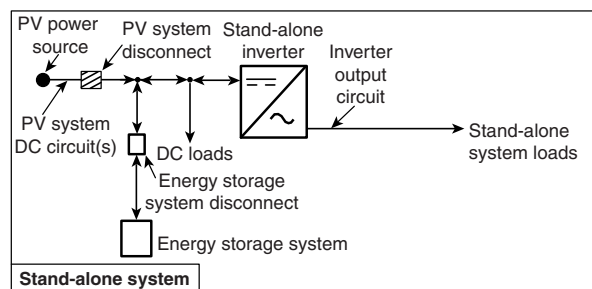


Figura 3.7: Ubicación de las protecciones eléctricas en corriente continua.[6]

3.4.2. Requerimientos del Circuito

Voltaje Máximo

El voltaje máximo, será el voltaje más alto entre dos conductores de un circuito o cualquier conductor y tierra. Hay tres posibles escenarios dependientes de la ubicación de la matriz fotovoltaica. Para el primer caso, en el que la instalación fotovoltaica se encuentre sobre alguna edificación o el sistema abastezca viviendas unifamiliares el máximo voltaje es de 600 voltios. Para un segundo caso, de que sea otro tipo de edificación el máximo voltaje será de 1000 voltios y si el sistema no se encuentra en una edificación o dentro de la misma el máximo voltaje será de 1500 voltios. Para el caso presente, según lo establece el artículo 690.7 el voltaje máximo se referencia al voltaje generado por los módulos monocristalino y policristalino, que es de un valor de $21,8V$ a circuito abierto.[6]

Corriente y Dimensionamiento del Circuito

El valor máximo de corriente para el sistema fotovoltaico autónomo, se referencia a la corriente de cortocircuito presente en los módulos fotovoltaicos, en este caso se cuenta con dos tecnologías de módulos, se escoge la corriente nominal de cortocircuito de mayor magnitud y debido a su conexión en paralelo, las tres corrientes se suman, el artículo 690.7 establece que se debe multiplicar por un factor de $125\% * I_{sc}$, de manera que se establezca un margen de seguridad para las protecciones.[6, 4]

Protección de Sobrecorriente

Circuitos y equipos: Los conductores, equipos de salida del inversor y del circuito de CC del sistema fotovoltaico deben estar protegidos contra sobrecorriente. No se requerirán dispositivos de protección contra sobrecorriente para circuitos con suficiente ampacidad para la corriente más alta disponible, y se permitirá un solo dispositivo de protección contra sobrecorriente.[6]

Protección de circuito de falla de arco (CC): Los circuitos del sistema fotovoltaico instalados en edificios deben incluir una función de apagado rápido para reducir el riesgo de descargas eléctricas para los servicios de emergencia.[6]

Medios de Desconexión

Medios de desconexión del sistema fotovoltaico: Se debe proporcionar medios para desconectar el sistema fotovoltaico de todos los sistemas de cableado, incluidos los sistemas de energía, los sistemas de almacenamiento de energía y el equipo de utilización junto con el cableado de sus instalaciones asociadas.

- **Localización:** Los medios de desconexión del sistema fotovoltaico deben instalarse en un lugar de fácil acceso.[6]
- **Marcado:** Cada medio de desconexión del sistema fotovoltaico deberá indicar claramente si está en la posición abierta (apagado) o cerrado (encendido) y estará marcado permanentemente como "DESCONEXIÓN DEL SISTEMA PV.º equivalente.[6]
- **Número máximo de elementos para la desconexión:** Cada medio de desconexión del sistema fotovoltaico debe consistir en no más de seis interruptores, seis juegos de disyuntores o una combinación de no más de seis interruptores y juegos de disyuntores, deben montarse en un solo gabinete o en un grupo de gabinetes separados. Se permitirá un solo medio de desconexión del sistema fotovoltaico para la salida de CA combinada de uno o más inversores.[6]

Desconexión de equipos fotovoltaicos: Se debe proporcionar dispositivos de aislamiento para los equipos tales como: módulos fotovoltaicos, módulos fotovoltaicos de CA, fusibles, convertidores de CC-CA, inversores y controladores de carga. Se permitirá un medio de desconexión de equipos o un medio de desconexión de sistema fotovoltaico en lugar de un dispositivo de aislamiento. Cuando la corriente máxima del circuito sea superior a 30 amperios para el circuito de salida de un combinador de CC (o el circuito de entrada de un controlador de carga o inversor), se debe proporcionar un medio de desconexión del equipo para de esta manera proteger el aislamiento. Cuando un controlador de carga o inversor tenga múltiples circuitos de entrada, se permitirá un solo medio de desconexión del equipo para aislar el equipo de los circuitos de entrada.

- **Localización:** Los dispositivos de aislamiento o los medios de desconexión del equipo deben instalarse en circuitos conectados al equipo en una ubicación dentro del equipo y con un distancia menor a los 3 m del elemento a proteger.
- **Clasificación de interrupción:** Un medio de desconexión debe tener una capacidad de interrupción suficiente para soportar la corriente de cortocircuito máxima, misma

que sucede en los terminales del equipo. No se requerirá que un dispositivo de aislamiento tenga una clasificación de interrupción.

- Dispositivo de aislamiento: No se necesitará un dispositivo de aislamiento para desconectar simultáneamente todos los conductores portadores de corriente de un circuito. Un dispositivo de aislamiento debe estar clasificado para abrir la corriente máxima del circuito bajo carga o estar marcado como "No desconectar bajo carga." "No para interrupción de corriente".
- Medios de desconexión de equipos: Un medio de desconexión del equipo deberá desconectar simultáneamente todos los conductores portadores de corriente que no estén sólidamente conectados a tierra del circuito al que está conectado. Un medio de desconexión de equipo debe ser operable externamente sin exponer al operador a contacto con partes energizadas, debe indicar si está en la posición abierta (apagado) o cerrada (encendida)

3.5. Análisis Económico

Uno de los puntos importantes al tratar el estudio de las energías verdes es el costo de producción de electricidad, siendo este un parámetro decisivo a la hora de poner en marcha el diseño y construcción de un sistema fotovoltaico, por lo que el cálculo del costo del kWh de energía eléctrica producido por una planta fotovoltaica en estudio, se encuentra en continua competición con el precio ofertado por la empresa eléctrica pública o del estado. Para el caso de Ecuador, el precio de producción de energía eléctrica es de 0,103 centavos de dolar en la etapa de generación ha este valor hay que sumarle el costo de transmisión dando un valor de 0,123 centavos de dólar, siendo este uno de los precios de energía eléctrica mas bajo de la región. Para este caso se plantea tres escenarios: pésimo, intermedio y óptimo, los cuales se basan en la irradiancia, tasa de interés, costo de capital por m^2 , eficiencia del módulo y la vida útil del sistema fotovoltaico.

3.5.1. Determinación del Costo Nivelado de Electricidad (LCoE)

Se parte por determinar los distintos parámetros que conforman el LCoE, el cual proporciona el costo del kWh de electricidad, para el caso de estudio se realiza el análisis para los tres escenarios planteados anteriormente, las variables que intervienen en dichos escenarios se presentan en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5: Variables que intervienen para el cálculo del LCoE.

Variabes	Escenario Pésimo	Escenario Intermedio	Escenario Óptimo
HSP (kWh/m ² /día)	2.70	3.64	4.59
Tasa de interés anual (r)	15 %	10 %	7 %
Costo de capital por m ² ($C_{capital}$)	300\$	248\$	216\$
Eficiencia del módulo (η_{mod})	15,5 %	17,3 %	18,5 %
Vida útil del sistema en años (N)	10	12	15

Insolación anual media

La insolación anual media llega a ser la HSP en torno a un año, la cual se basa en la zona donde se encuentra la instalación fotovoltaica, estos valores se presentan en la Tabla 3.6, de esta manera se tiene que:

$$HSP_{anual} = HSP \cdot 365$$

Tabla 3.6: Valores de la insolación anual media.

HSP_{anual} Pésimo	HSP_{anual} Intermedio	HSP_{anual} Óptimo
985,5	1328,6	1675,35

Capacidad de la Estación

La capacidad de la estación hace referencia al área ocupada por el sistema fotovoltaico en este caso es de $5,65 \text{ m}^2$

Costo de Mantenimiento y Operación

Para el cálculo del valor de operación y mantenimiento para cada escenario se lo realiza en función de un porcentaje (p), el cual varía según el escenario de estudio los resultados de estos valores se presentan en la Tabla 3.7.

$$OM = \frac{C_{insta}}{N} \cdot p$$

Tabla 3.7: Valores de operación y mantenimiento para los tres escenarios.

$OM_{pésimo} \rightarrow p = 10\%$	$OM_{intermedio} \rightarrow p = 5\%$	$OM_{óptimo} \rightarrow p = 3\%$
16,95	5,838	2,44

Rendimiento Anual de la Estación

El rendimiento anual de la estación es aquel valor anual de la energía eléctrica, el cual está en función de la insolación anual, la eficiencia del módulo fotovoltaico y el

área ocupada del sistema fotovoltaico autónomo. Los valores obtenidos se presentan en la Tabla 3.8.

$$\Upsilon_{anual} = HSP_{anual} \cdot \eta_{mod} \cdot SC$$

Tabla 3.8: Valores para el rendimiento anual de la estación.

Υ_{anual} Pésimo	Υ_{anual} Intermedio	Υ_{anual} Óptimo
863,05	1298,6	1751,2

Costo de Instalación

El costo de instalación, es aquel valor que se obtiene al multiplicar el costo de capital por la capacidad de la estación, los valores obtenidos se presentan en la Tabla 3.9

$$C_{insta} = C_{capital} \cdot SC$$

Tabla 3.9: Valores del costo de instalación.

C_{insta} Pésimo	C_{insta} Intermedio	C_{insta} Óptimo
1695	1401,2	1220,4

Costo Anual

El costo anual es aquel valor de los ahorros que tienen que ocurrir cada año para que esta inversión se amortice completamente, los valores obtenidos se presentan en la Tabla 3.10.

$$C_{anual} = C_{insta} \cdot CRF$$

Tabla 3.10: Valores del factor de recuperación del capital y el costo anual.

	Escenario Pésimo	Escenario Intermedio	Escenario Óptimo
CRF	0,1993	0,1468	0,1098
C_{anual}	337,73	205,64	133,99

Costo Nivelado de Electricidad

Finalmente se obtiene el costo nivelado de electricidad, con la ayuda de la ecuación 2.4, la cual se la vuelve a presentar a continuación. Los valores obtenidos se presentan en la Tabla 3.11.

$$LCoE = \frac{(C_{anual} + OM)}{\Upsilon_{anual}}$$

Tabla 3.11: Valores del costo de energía eléctrica expresada en (kWh por centavo de dolar).

$LCoE$ Pésimo	$LCoE$ Intermedio	$LCoE$ Óptimo
0,411	0,1628	0,0779

3.5.2. Determinación del periodo de recuperación (N)

El cálculo del periodo de recuperación del sistema fotovoltaico se lo realiza mediante la aplicación de la ecuación 2.3, así mismo se obtienen los valores para los tres escenarios, de esta manera se podrá evidenciar que para el escenario pésimo el valor del tiempo de recuperación no esta definido (el valor que toma llega a ser un valor complejo), por otra parte para el escenario intermedio se puede apreciar que toma un tiempo de recuperación de 20 años siendo este un tiempo mayor al que le queda de vida útil, como se puede observar en la Tabla 3.5, por ultimo el tiempo de recuperación en el escenario óptimo es el mas bajo con un valor aproximado a los 8 años, estos datos se los presentan en la Tabla 3.12.

La formula empleada para el cálculo del tiempo de recuperación se la vuelve a presentar a continuación:

$$N = \frac{-\log\left(1 - \frac{W}{ROI}\right)}{\log(1 + W)}$$

donde

$$kWp = 1$$

$$C_{electricidad} = 0,123$$

$$CoS = HSP \times kWp \times 365 \times C_{electricidad}$$

$$ROI = \frac{CoS}{C_{insta}}$$

$$W = \frac{r-e}{1+e} \longrightarrow \text{en este caso se tiene } e = 0$$

Tabla 3.12: Valores del tiempo de recuperación en años.

Variables	Escenario Pésimo	Escenario Intermedio	Escenario Óptimo
C_{insta}	1695	1401,2	1220,4
CoS	121,2165	163,4178	206,0681
ROI	0,0715	0,1166	0,1689
W	0,15	0,1	0,07
N	No definido	20,43	7,91

Capítulo 4

Desarrollo del Sistema de Monitoreo

“¡Hay mucha gente orando porque se eliminen las montañas de dificultad, cuando lo que realmente necesitan es el coraje para subir!”

Anónimo

4.1. Introducción

Una vez abarcado la rehabilitación del sistema, se procede con el desarrollo del sistema de monitoreo, primeramente se determina las variables físicas a monitorear, de esta manera se puede establecer la clase del sistema de monitoreo, como segundo punto se debe establecer los tiempos de muestreo, registro e informe, con lo cual se logra instaurar el tiempo de adquisición de datos y como último paso se procede a realizar el acondicionamiento y análisis de los datos, con lo cual se logra determinar la generación de energía eléctrica producida por el sistema fotovoltaico autónomo.

Cabe mencionar que el microcontrolador ESP32 es el equipo principal, el cual funge como el cerebro del sistema de monitoreo, así mismo se hace uso de otros elementos como: acondicionadores de la señal analógica, reloj de tiempo real, microSD, sensores de voltaje y corriente. Finalmente se presentan las gráficas de los datos de generación de energía eléctrica, temperatura en los módulos y en las baterías, tanto para las tecnologías monocristalina y policristalina.

4.2. Clase del Sistema de Monitoreo

En este punto se determina la clase del sistema de monitoreo, la cual depende de la cantidad de variables físicas a monitorear tal como lo establece la Tabla A.1, las cuales son: irradiancia, temperatura del módulo fotovoltaico, temperatura ambiente, temperatura de la batería, voltaje de la matriz en (CC), corriente de la matriz en (CC), potencia de salida y energía de salida. Los valores de irradiancia y temperatura ambiente son obtenidos mediante la estación meteorológica de la Universidad Politécnica Salesiana. Adicionalmente se tiene en cuenta que la potencia instalada llega a ser menor a $< 1kWp$, con lo cual se puede considerar que es un sistema fotovoltaico autónomo pequeño. Por otro lado, el usuario de la norma IEC 61724-1, juega un papel importante a la hora de decidir qué tipo de clase puede llegar a tener el sistema de monitoreo, en este caso se enfoca para uso académico por lo tanto se procede a elegir la Clase C, la cual está conformada por los parámetros establecidos en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Tipo de clase y variables a monitorer.

Parámetros	Símbolo	Unidades	Clase C Precisión Básica	Número de Sensores
Irradiancia en el plano (POA)	G_i	Wm^{-2}	✓ o E	-
Irradiancia horizontal global	GHI	Wm^{-2}	✓	-
Irradiancia difusa	G_d	Wm^{-2}	✓	-
Temperatura del módulo fotovoltaico	T_{mod}	°C	✓	4
Temperatura ambiente	T_{amb}	°C	✓	-
Temperatura de la batería	T_{bat}	°C	✓	2
Voltaje de matriz (CC)	V_A	V	✓	8
Corriente de matriz (CC)	I_A	A	✓	4
Potencia de salida	P_{out}	kW	✓	-
Energía de salida	E_{out}	kWh	✓	-

4.3. Sistema de Adquisición de Datos

Para el desarrollo del sistema de adquisición de datos, se procede por definir los tiempos de muestreo, registro e informe, una vez se determina dichos tiempos, se definen los equipos a utilizar para la medición de las variables físicas establecidas en la Tabla 4.1, teniendo en cuenta que deben de cumplir con las características de funcionamiento establecido en [4], se debe tener presente adicionalmente la realización del procesamiento de los datos; el control de calidad de los mismos, el cual se logra mediante la implementación de un algoritmo basado en el microcontrolador ESP32.

4.3.1. Determinación del Tiempo de Adquisición de Datos

Tiempo de Muestreo

Se parte por definir el tiempo de muestreo, para determinar este valor, hay que tomar en cuenta la velocidad de procesamiento del microcontrolador, la mínima velocidad de procesamiento del ESP32 es de 40 Mhz , con lo cual se garantiza la correcta realización de tareas, de esta manera se llega a establecer el tiempo de 1 s , para la toma de muestras de los datos que son entregados por los sensores. Hay que tener presente que el estándar IEC 61724-1, establece que los valores obtenidos de los sensores en el periodo de muestreo no deben ser almacenados en la base datos.

Tiempo de Registro

Las muestras tomadas en el periodo de registro son sumadas y posteriormente se realiza el cálculo del promedio, el diseño del sistema de monitoreo contempla dos posibles formas de almacenar los datos, la primera de ellas es mediante el uso de una memoria SD, la cual almacena los datos con un tiempo de registro de $\tau = 10\text{ s}$, mientras que la segunda posibilidad de almacenamiento es usar la base de datos del servidor ThingSpeak, el tiempo de registro para este caso es $\tau = 2\text{ minutos}$, este tiempo es mucho mayor al tiempo de registro de la memoria SD, debido a la cuenta gratuita de ThingSpeak que permite almacenar 8000 datos por día.

Tiempo de Informe

El último valor por establecer es el tiempo de informe, el cual llega a ser el mayor de todos los tiempos debido a que cubre múltiples intervalos de registro, con el fin de recabar una mayor cantidad de información de los sensores y de esta manera poder determinar el estado de funcionamiento del sistema fotovoltaico, el periodo de informe se puede establecer generalmente en días, semanas, meses o años, para este caso el tiempo de informe es un día. En la Figura 4.1 se puede apreciar los intervalos de tiempo tanto para el muestreo, registro e informe.

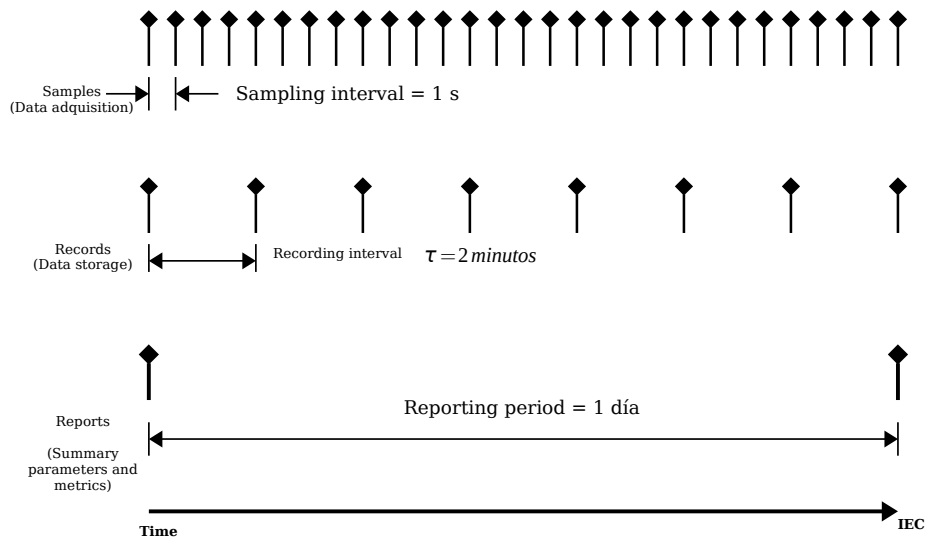


Figura 4.1: Valores de los tiempos de muestreo, registro e informe.

4.3.2. Equipos Utilizados para el Sensado de las Variables

En este apartado se aborda los distintos equipos utilizados para monitorear las variables físicas del sistema fotovoltaico, por lo general los equipos son de fácil adquisición, salvo el sensor de corriente, el cual no se comercializa en el país y tuvo que ser importado desde la china, además los equipos elegidos deben de cumplir con la exigencias establecidas en [4].

Convertor de Señal Analógico a Digital

Uno de los elementos que conforma el sistema de adquisición de datos es el convertor analógico a digital (DAC). El microcontrolador ESP32 posee dos DAC de 12 bit de resolución, los cuales son capaces de muestrear la señal de los sensores a unas velocidades considerablemente rápidas, de esta manera se puede garantizar un rango de muestreo amplio, sin embargo la alta velocidad de muestreo hace incapaz de asegurar una precisión estable en los datos, adicionalmente se debe de tener en cuenta que cuando el ESP32 transmite los datos mediante el protocolo de comunicación WiFi; el mismo inhabilita uno de los conversores analógico a digital específicamente el segundo DAC, con lo cual se reduce significativamente el número de pines que se pueden ocupar para esta tarea, una de las soluciones que se pueden implementar es el uso de módulos DAC independientes del microcontrolador, para esto caso se hace uso del convertor analógico a digital ADS1115 el cual se presenta en la Figura 4.2, la principal característica de este módulo es su

resolución la cual es de 16 bit, además de contar con una velocidad de muestreo menor al Esp32, con lo cual se garantiza una precisión mucho mayor para la obtención de los datos. Finalmente, el uso del ADS1115 nos permite utilizar los pines pertenecientes al segundo DAC del microcontrolador; para otras tareas como la implementación de los protocolos de comunicación I2C y SPI, en la Tabla 4.2, se presentan las características eléctricas del módulo a utilizar.

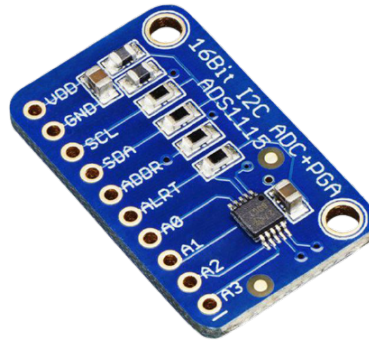


Figura 4.2: Módulo conversor analógico a digital ADS1115

Tabla 4.2: Principales características del módulo ADS1115

Parámetros	Condiciones de Prueba	ADS1113, ADS1114, ADS1115			Unidades
		Min	Typ	Max	
V_{DD} a GND		-0,3		+5,5	V
Corriente de entrada analógico	momentánea		100		mA
Corriente de entrada analógico	continua		10		mA
SDA, SCL, ADDR, ALERT/RDY voltaje a GND		-0,5		+5,5	V
Voltaje de entrada de escala completa	$V_{IN} = (AIN_P) - (AIN_N)$		$\pm 4,096/PGA$		V
Resolución		16			Bits
Variación de la velocidad de datos	Todas las tasas de datos	-10		10	%
Error de compensación	$FS = \pm 2,048V$ entradas diferenciales		+1	± 3	LSB

Reloj de Tiempo Real RTC

Al momento de realizar el registro de los datos estos deben tener una marca de tiempo donde se establece el año, mes, día y la hora, en el instante en el cual el dato es almacenado, en un principio se implementó un NTP Client, el cual proporciona el tiempo real mediante la red WiFi, esto funciona para redes que son abiertas, pero para la red de la universidad la cual es privada y contiene ciertas restricciones no es aplicable utilizar dicho método por lo que se opta por la aplicación de un módulo (RTC *real time clock*), el cual facilita el dato del tiempo real, en la Figura 4.3 se puede apreciar dicho módulo; la marca de tiempo solo se aplica para los datos que son almacenados en la memoria SD. Las principales características del módulo RTC son presentadas en la Tabla 4.3.

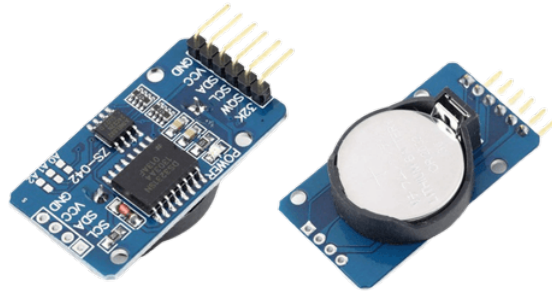


Figura 4.3: Módulo de tiempo real RTC.

Tabla 4.3: Principales características del módulo RTC.

Parámetros	Símbolo	Condiciones	Min	Typ	Max	Unidades
Voltaje de alimentación	V_{CC}		2,3	3,3	5,5	V
Entrada lógica 1 SDA, SCL	V_{IH}		$0,7xV_{cc}$		$V_{cc} + 0,3$	V
Entrada lógica 0 SDA, SCL	V_{IL}		-0,3		$0,3xV_{cc}$	V
Corriente de suministro activa	I_{CCA}	$V_{CC} = 3,63V$			200	uA
Corriente de suministro en espera	I_{CCS}	$V_{CC} = 3,63V$			110	uA
Corriente de conversión de temperatura	$I_{CCSCONV}$	$V_{CC} = 3,63V$			575	uA
Rango de temperatura de operación	T_{ope}	$V_{CC} = 3,3V$			0 a 70	°C

Módulo MicroSD

Para la base de datos física se utiliza el módulo microSD, en el cual se almacenará los datos obtenidos de los sensores y de esta manera poder garantizar el registro en caso de fallar la comunicación WiFi. El protocolo de comunicación entre el módulo microSD y el microcontrolador se la realiza median el bus SPI; en la Figura 4.4 se presenta el módulo a utilizar para la base de datos física, en la Tabla 4.4 se puede apreciar las principales características eléctricas.



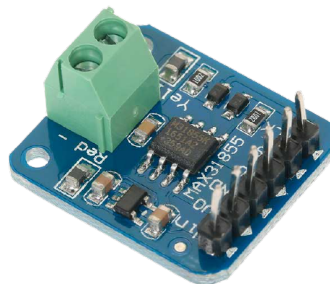
Figura 4.4: Módulo microSD, para la base de datos física.

Tabla 4.4: Características del módulo microSD para la base de datos física.

Parámetros	Min	Typ	Max	Unidades
Voltaje de alimentación	4,5	5	5,5	V
Corriente de consumo	0,2	80	200	mA
Potencial eléctrico de la interfaz	3,3 o 5			V
Tipo de tarjeta de soporte	Micro SD Card ($\leq 2G$) Micro SDHC Card ($\leq 32G$)			-

Módulo MAX31855

En el caso del sensado de los datos de temperatura, esto se logra mediante el uso de termocuplas tipo k , se debe tener presente la digitalización de la señal, esto se logra con la implementación del módulo MAX31855 el cual se comunica con el microcontrolador mediante el protocolo de comunicación SPI en modo de solo lectura (esclavo), la precisión de lectura es de $\pm 2^\circ\text{C}$ para temperaturas que van desde -200°C a $+700^\circ\text{C}$, además este convertidor posee una resolución de $0,25^\circ\text{C}$, en la Figura 4.5 se puede visualizar el módulo MAX31855 y en la Tabla 4.5, se presentan las principales características.

**Figura 4.5:** Módulo MAX31855 para termocupla tipo k .**Tabla 4.5:** Características del módulo MAX31855 para la termocupla tipo k .

Parámetros	Simbolos	Condiciones	Min	Typ	Max	Unidades
Voltaje de la fuente de alimentación	V_{CC}		3,0	3,3	3,6	V
Corriente de la fuente de alimentación	I_{CC}			900	1500	μA
Corriente de polarización de entrada de termopar		$T_A = -40^\circ\text{C}$ a $+125^\circ\text{C}$, 100 mV a través de las entradas de termopar	-100		+100	nA
Rechazo de fuente de alimentación				-0,3		$^\circ\text{C}/\text{V}$
Umbral de voltaje de reinicio de encendido	V_{POR}			2	2,5	V
Histéresis de voltaje de reinicio de encendido				0,2		V
Salida de alto voltaje	V_{OH}	$I_{OUT} = -1,6\text{ mA}$	$V_{CC} - 0,4$			V
Salida de bajo voltaje	V_{OL}	$I_{OUT} = 1,6\text{ mA}$				0,4 V
Error de compensación y ganancia de temperatura del termopar MAX31855K (sensibilidad nominal de $41,276\ \mu\text{V} / ^\circ\text{C}$)		$Termopar = -200^\circ\text{C}$ a $+700^\circ\text{C}$	-2		+2	$^\circ\text{C}$

Sensores de temperatura

Como se establece en la Tabla 4.1, algunas de las variables a monitorear son las temperaturas de los módulos fotovoltaicos y de las baterías, estas mediciones se logran mediante el uso de los siguientes tipos de sensores: tres dispositivos DS18B20 y tres termocuplas tipo k , como se cuenta con dos tipos de tecnologías en los módulos del sistema fotovoltaico autónomo las cuales son: monocristalina y policristalina se procede a utilizar dos sensores DS18B20, los cuales serán ubicados para abarcar las tecnologías de los módulos fotovoltaicos, el tercer sensor DS18B20 se ocuparía para la obtención de los datos de la temperatura en la batería, así mismo se procede con las termocuplas tipo k , dos serán ubicadas en los módulos de esta manera se cubre los dos tipos de tecnología, y la restante se la empleará para el sensado de temperatura presente en la otra batería, logrando establecer una redundancia en la media de la temperatura tanto para los módulos como para las baterías; una vez obtenido los datos se realiza un promedio de las temperaturas, con lo cual se logra una fiabilidad. En la Figura 4.6, se puede observar la forma de encapsulado de los sensores y en la Tabla 4.6, se presentan las principales características de los equipos a utilizar.

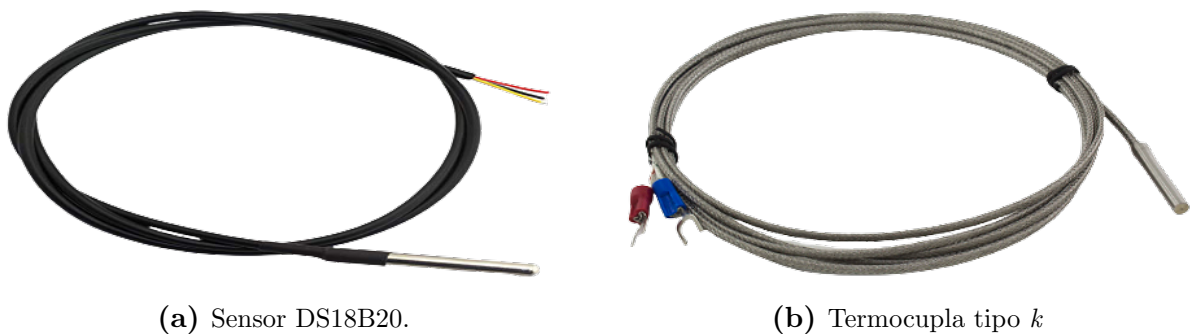


Figura 4.6: Sensores de temperatura.

Tabla 4.6: Característica principales de los sensores de temperatura.

Parámetros	Símbolo	Condiciones	Min	Typ	Max	Unidades
DS18B20						
Voltaje de alimentación	V_{DD}	Energía local	+3,0		+5,5	V
Voltaje de suministro de pullup	V_{PU}	Potencia parásita	+3,0		+5,5	V
Error de termómetro	t_{ERR}	-30 °C a 100 °C			±1	°C
Tiempo de conversión de temperatura	t_{CONV}	10-bit resolución			187,5	ms
Termocupla tipo K						
Precisión	P_K	0 – 600 °C			±75 %	-
Tiempo de respuesta térmica	t_{RT}	0 – 600 °C			< 5	s
Longitud del cable	l_C	0 – 600 °C			8	m

Sensor de voltaje

Para determinar el voltaje de la matriz se hace uso de un partidor de tensión, el cual proporciona un voltaje de salida de 3,3 V, para un voltaje máximo de entrada de 25 V, el sensor de voltaje se presenta en la Figura 4.7.

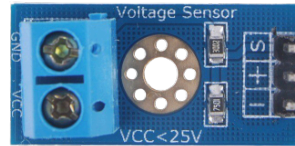


Figura 4.7: Sensor de voltaje.

Sensor de corriente

En la Figura 4.8, se presenta el sensor de efecto Hall o sensor no invasivo WCS1800 el cual entrega un voltaje de salida en función del campo magnético generado por la corriente que atraviesa al cable conductor de energía eléctrica, la máxima corriente continua capaz de detectar es de 35 A. Como se establece en la Tabla 4.1, hay cuatro dispositivos WCS1800, dos de ellos serán instalados en el circuito conformado por tecnología monocristalina, los dos restantes se instalan en el circuito con tecnología policristalina, la ubicación de los sensores será en la salida de los módulos fotovoltaicos y en la salida del controlador de carga, además se puede apreciar en la Tabla 4.7 las principales características del equipo.



Figura 4.8: Sensor de corriente no invasivo o de efecto hall WCS1800.

Tabla 4.7: Características principales del sensor WCS1800.

Parámetro	Símbolo	Condiciones de Prueba	Min	Typ	Max	Unidades
Voltaje de alimentación	V_{DD}	-	3,00	-	12	V
Corriente de suministro	I_{supply}	$IP = 0 A$	-	3,5	6,0	mA
V_{out} a corriente cero	V_{0G}	$IP = 0 A$ (modo CC)	2,35	2,5	2,65	V
Conductor a través del orificio	-	-	-	9,0	-	mm ²
Sensibilidad	S_{ens}	$IP = \pm 10 A$	56	66	76	mV/A
Rango de corriente medible	I_{RM}	$V_{DD} = 5 V$ (modo CC)	-	± 35	-	A
Temperatura de Deriva	ΔV_{out}	$IP = 0 A$	-	± 1	-	mV/°C

Microcontrolador ESP32

El equipo encargado del procesamiento y envío de los datos obtenidos de los sensores es el microcontrolador ESP32, el cual se presenta en la Figura 4.9, este dispositivo llega a fungir como el cerebro del sistema de adquisición de datos, en la Tabla 4.8 se presenta las características que llega a ofrecer a nivel de hardware, las cuales cumplen con los requerimientos establecidos en [4], por lo tanto podrá realizar las tareas requeridas sin ningún inconveniente, tal como se puede observar y constatar en [36]. Para este proyecto se utiliza un solo dispositivo ESP32, el cual es capaz de monitorear tanto el sistema fotovoltaico conformado por la tecnología monocristalina como la policristalina. Adicionalmente, cabe mencionar que este microcontrolador cuenta con dos núcleos, en donde uno de ellos se utiliza para el procesamiento de los datos y el segundo núcleo para el envío de los mismos a través del protocolo WiFi a la base de datos del servidor de ThingSpeak; donde se puede visualizar las distintas curvas de voltaje, corriente y temperatura obtenidos por los diferentes tipos de sensores que conforman el sistema de monitoreo.



Figura 4.9: Microcontrolador ESP32.

Tabla 4.8: Características principales del ESP32.

Características	Esp32
802.11 b7g/n Wi-Fi	Yes, HT40
Bluetooth	Bluetooth 4.2
Frecuencia típica	160 Mhz
Procesador CPU	Microprocesador de 32-bit Xtensa LX6 de doble núcleo
SRAM	512 kBytes
Flash	SPI Flash, hasta 16 MBytes
GPIO	36
Hardware/Software PWM	1/16 Canales
SPI/I2C/I2S/UART	4/2/2/2
ADC	12-bit
CAN	1
Ethernet MAC Interface	1
Temperatura de trabajo	-40 °C a 125 °C

4.3.3. Algoritmos utilizados para la obtención de los datos

Uno de los puntos más importantes en el sistema de adquisición de datos es la creación de algoritmos capaces de poder obtener los valores de los sensores de una forma segura y fiable, para esto se realiza la creación de funciones, las cuales determinan los valores de temperatura, voltaje y corriente, para luego ser almacenados en las bases de datos tanto de forma física como en la nube. Se parte por definir mediante el uso de diagramas UML las funciones: `RtcTiempo()`, `TempDS18B20(sensor1, sensor2, sensor3)`, `TempMax31855()`, `sensorVoltaje(0,1,2,3)`, `sensorCorriente(0,1,2,3)`, `enviarThingSpeak()` y `logSDCard()`, en la Figura 4.10, se puede apreciar el diagrama *uml*, donde se establece los lineamientos de funcionamiento del proyecto, se debe de tomar en cuenta el uso de variables globales las cuales son de gran ayuda a la hora de compartir información entre los dos núcleos del ESP32.

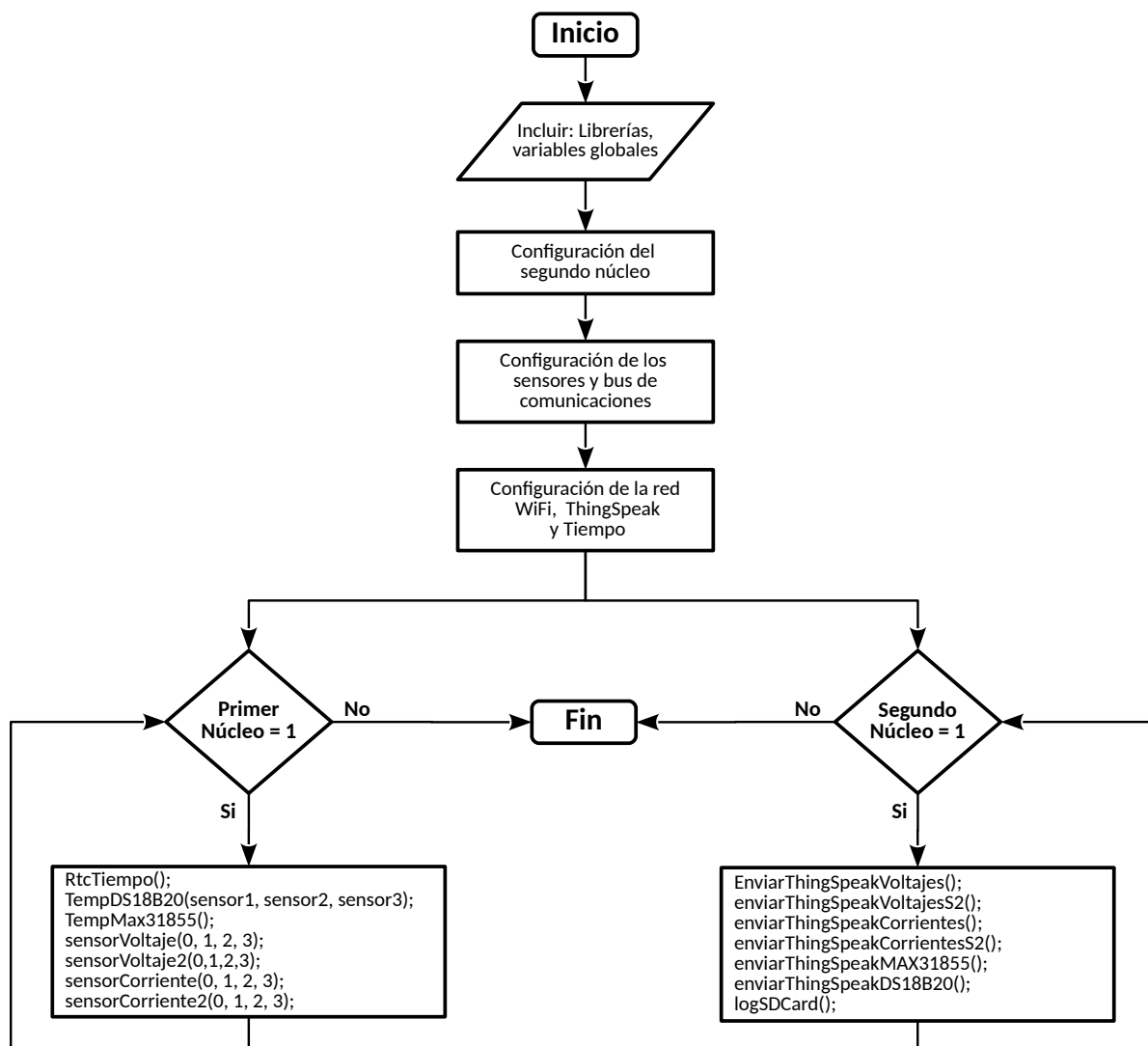


Figura 4.10: Diagrama *uml* del programa desarrollado.

Función `RtcTiempo()`

La función `RtcTiempo()` es la encargada de obtener el tiempo real generado por el módulo RTC. Por lo tanto, esta función debe de estar presente en el *loop* del primer núcleo, de esta manera se obtiene un tiempo de actualización en cada vuelta del *loop*, el algoritmo implementado en esta función es uno de los más simples debido a que cuenta con funciones preestablecidas las cuales son llamadas de la librería `uRTCLib.h`. A continuación, en el Código 1, se presentan todos los pasos correspondientes para la obtención de dicho tiempo, se debe tomar en consideración que el tiempo entregado por el módulo está desfasado un par de segundos; debido al tiempo que tarda en cargarse el programa al microcontrolador ESP32.

Función `TempDS18B20(sensor1,sensor2,sensor3)`

Para obtener la temperatura mediante el uso del sensor DS18B20, se inicia por definir el bus de comunicación `ONE_WIRE_BUS` en el pin 33, luego se define la dirección en código hexadecimal para cada uno de los sensores, una vez establecido el bus de comunicación se procede a la configuración del mismo, en donde se establece un tiempo de conversión de temperatura de $187,5\text{ ms}$, esto se logra con un valor de resolución de 10 bits para cada uno de los sensores, este procedimiento se presenta en el Código 2. Finalmente al ser un algoritmo considerablemente extenso se procede a presentar en la Figura C.1 el diagrama *uml*, en donde se puede apreciar de una forma simplificada los pasos que se deben de realizar para la correcta adquisición de los datos de temperatura.

Función `TempMax31855()`

La otra manera de obtener la temperatura de los módulos fotovoltaicos y de la batería, es mediante el uso de termocuplas tipo k , las cuales por medio del protocolo de comunicación SPI se obtienen los valores de temperatura, para esto se debe de utilizar uno de los dos buses de comunicación presentes en el microcontrolador ESP32, para poder hacer uso del segundo bus de comunicación se parte por configurar el canal HSPI y la velocidad de reloj como se dispone en el Código 3. En la Figura C.2, se presenta el diagrama *uml*, donde se establece el procedimiento a seguir para la correcta adquisición de los datos de temperatura. Cabe señalar que en caso de presentarse alguna falla en las termocuplas el algoritmo, establece la posibilidad de seguir obteniendo los datos de las restantes termocuplas que no presenten falla y adicionalmente el guardado de un mensaje con la información respectiva del error generado.

Función sensorVoltaje(0,1,2,3)

La función sensorVoltaje(0,1,2,3), posee cuatro parámetros que están en función de las cuatro entradas analógicas A0, A1, A2, A3 del conversor analógico a digital ADS1115; las cuales reciben las señales de salida del divisor de tensión. El desarrollo del algoritmo se basa en el promedio del registro de datos con lo cual se descarta los datos nulos o ceros, una vez realizado el promedio del registro de datos estos se almacenan en la base de datos física cada diez segundos, mientras por otra parte para el envío de los datos a ThingSpeak debe pasar dos minutos, en la Figura C.3 se presenta el diagrama *uml*, el cual establece la lógica de programación implementada para la obtención del valor del voltaje presente en la batería y a la salida de la matriz fotovoltaica tanto para la tecnología policristalina como monocristalina.

Función sensorCorriente(0,1,2,3)

De la misma manera que en el caso anterior la función sensorCorriente(0,1,2,3) cuenta con cuatro parámetros los cuales son las entradas del segundo conversor analógico a digital ADS1115, para este caso en concreto se utiliza la entrada A0 para determinar el voltaje generado en el pin 3.3V del microcontrolador ESP32, los otros tres restantes son utilizados para determinar el valor de la corriente presente a la salida de la matriz fotovoltaica y a la salida del regulador de carga. A continuación, en la Figura 4.11 se puede observar el comportamiento del *voltaje de salida vs la corriente primaria*, generada por el sensor WCS1800, de donde se puede obtener la siguiente formula:

$$V_{out} = 0,0503I + 1,6456$$

donde

$$\frac{V_{cc}}{2} = \frac{3,3}{2} = 1,65 \approx 1,6456$$

$$k = 0,0503.$$

$$V_{out} = k \cdot I + \frac{V_{cc}}{2}$$

de esta manera para el calculo de la corriente se ocupa la siguiente ecuación:

$$I = \frac{1}{k} \left(V_{out} - \frac{V_{cc}}{2} \right)$$

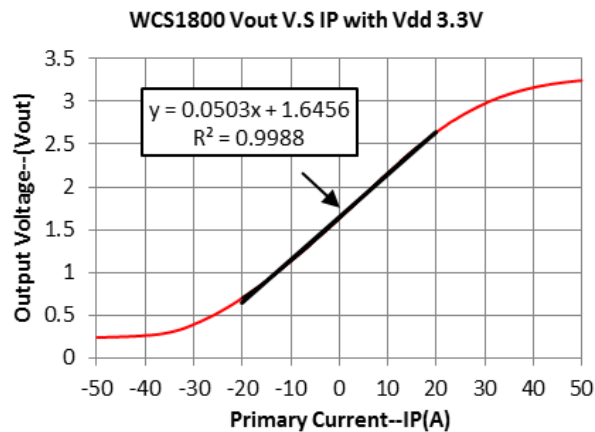


Figura 4.11: Comportamiento del voltaje de salida debido a la corriente primaria.[7]

En la Figura C.4, se presenta el algoritmo establecido para la obtención de la corriente y posterior envío de los datos tanto a la base de datos física como a la base de datos de ThingSpeak.

Función logSDCard()

A la hora de almacenar los datos es importante tener un respaldo, debido a que puede presentarse fallas en el sistema de almacenamiento en la nube, una de las maneras de superar este inconveniente es mediante el uso de una base de datos física, la cual se implementa mediante el módulo microSD. Este módulo se comunica con el microcontrolador ESP32 a través del segundo bus SPI, la configuración inicial necesaria para lograr dicha comunicación se presenta en el Código 4. Además, hay que tener en cuenta que el formato de almacenamiento de los datos es un archivo de texto plano, el cual contendrá los datos de voltaje, corriente y temperatura, las cuales cuentan con su respectiva marca de tiempo. La principal ventaja de utilizar una base de datos física es el poder almacenar una mayor cantidad de datos en periodos de registro más cortos, mientras que una de las desventajas en este tipo de almacenamiento es el tiempo que se tarda en poder acceder a los datos; debido por ejemplo a la ubicación geográfica en la que se encuentra el sistema fotovoltaico autónomo. En la Figura C.5 se presenta el diagrama *uml*, el cual establece los pasos a seguir para el correcto almacenamiento de los datos, el periodo de registro es de 10 s.

Función enviarThingSpeak()

Una base de datos física es de gran ayuda a la hora de respaldar la información en caso de una falla en la comunicación WiFi, sin embargo en la actualidad el uso de bases de datos *online*, es cada vez más frecuente debido a la implementación de proyectos orientados al IoT, de esta manera el análisis de los datos se lo puede realizar en tiempo real; por ejemplo una plataforma destinada a cumplir este objetivo es ThingSpeak, la cual permite tener una cuenta gratuita por un año con algunos beneficios como el de poder registrar hasta 8000 datos diarios y cuatro canales.

El Código 5 presenta la configuración de la librería ThingSpeak, en donde el periodo de registro es cada 2 minutos esto es debido a la restricción de la cantidad de datos que se pueden almacenar diariamente en una cuenta gratuita.

En la Figura C.6 se presenta el diagrama *uml*, el cual establece los pasos a seguir para el envío de los datos hacia los canales, los cuales son: Sensor de temperatura DS18B20, Sensor de temperatura MAX31855, Voltajes y Corrientes.

4.4. Gestionamiento del sistema

Una vez que las variables han sido adquiridas por los sensores, se procesan con el microcontrolador ESP32 y se envían mediante el protocolo WiFi hacia la plataforma ThingSpeak, la misma que actuará como la interfaz para el manejo de los datos obtenidos.

Como se mencionó en la sección anterior, el microcontrolador ESP32 es un dispositivo de bajo consumo diseñado para aprovechar la tendencia actual del IoT y permitir comunicación dual, ya sea por medio de los módulos Bluetooth o WiFi. En el caso de estudio presente, el ESP32 es el encargado de recopilar los valores que provienen de los sensores, realizar el muestreo, ordenar la información y finalmente enviarla, primero hacia la base de datos física (microSD) y además, con el protocolo WiFi migrar los datos hacia la base de datos online (nube), en donde serán presentados mediante la plataforma ThingSpeak.

La plataforma ThingSpeak es una herramienta que consta de las funciones de recolección, análisis y actuación sobre parámetros de estudio al instante. Esta plataforma de acceso público, facilita el almacenamiento y manejo de los datos en la nube, la cual está orientada hacia el IoT y por medio del protocolo MQTT se realiza la comunicación en tiempo real de cualquier dispositivo que pueda ser anclado a una Red de Internet, así también permite la interacción con Matlab para poder realizar análisis de los datos a medida que van siendo obtenidos. Cuando dichos datos ya se encuentran en un canal

privado o público de ThingSpeak se puede calcular nuevos datos, visualizarlos, e incluso comunicarse con redes sociales, servicios web u otros dispositivos.

Cabe recalcar que, con el objetivo de garantizar la eficacia en el almacenamiento de las variables obtenidas, a parte de la base de datos en la nube, se implementa también una base de datos física, esta base de datos se configura en un modulo microSD, que en el presente estudio cuenta con una memoria SD de 8 GB. Esta redundancia en el almacenamiento busca brindar una mayor robustés al sistema, tal como se presenta en la Figura 4.12.

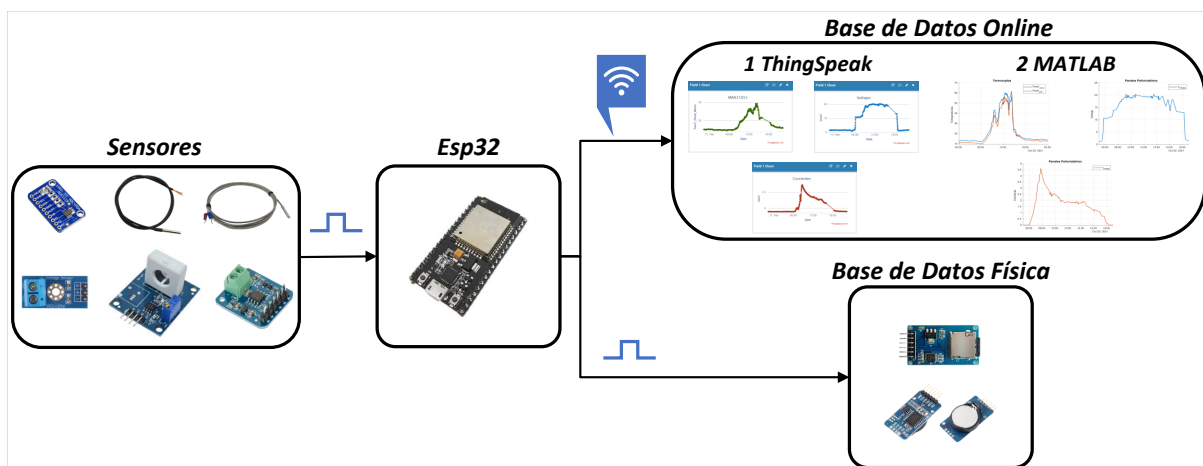


Figura 4.12: Gestionamiento de la información debido a la base de datos.

En el caso de estudio actual se realiza un barrido para muestreo de datos recopilando las variables de temperatura, voltaje, corriente, fecha y hora de la muestra. Para acceder a los datos en ThingSpeak, se requiere que estos estén localizados en un canal publico, paso seguido se ingresa a la página web www.thingSpeak.com y se busca dicho canal, con la ayuda del User ID. En el caso de que el canal sea privado, se requiere registrarse, crear una cuenta y tener permiso por parte del autor para acceder y manipular los datos.

- La primera forma es como ADMINISTRADOR de manera directa, al ingresar a la página www.ThingSpeak.com, se requiere una cuenta privada para acceder a la base de datos, con un permiso de parte del usuario principal *davidrv7* se puede acceder, analizar e incluso crear nuevos canales. Esta opción está dirigida hacia personas que deseen manipular, crear o agrupar los datos que, dicho sea de paso, se encuentran en un canal público y podrían ser observados y manipulados, en cualquier instante. En el Anexo D.1, se presenta los pasos a seguir para poder ingresar a la plataforma online de ThingSpeak con esta opción.

- La segunda manera es como INVITADO, se ingresa a la página www.ThingSpeak.com, allí se puede buscar el canal requerido, ya sea mediante una etiqueta (Tag), o mediante un User ID (davidrv7) o nombre del Autor para el ingreso a la base de datos, como se dijo anteriormente en esta opción no se permite crear nuevos canales.
- La tercera opción es como ESTUDIANTE, para acceder a los datos se hace uso del software Matlab, debido a que los canales que se configuran en el presente proyecto son públicos, y se puede acceder desde cualquier computador que cuente con dicho software y con el código del Channel ID. Esta opción está enfocada para estudiantes que necesiten visualizar los datos, pero no podrán intervenir en la configuración de los canales, ni la creación de los mismos. En el Anexo D.2, se presenta el código necesario para la obtención de los datos de temperatura de los paneles y batería del sistema fotovoltaico autónomo.

4.5. Análisis de los Datos

Para llevar a cabo el análisis de datos se debe tener en cuenta que el tiempo de informe es igual a 1 día, igualmente será el periodo de análisis, en este caso se parte por analizar los datos de temperatura en los módulos fotovoltaicos así como en las baterías, luego se analizan los datos de irradiancia, energía de salida y potencia nominal en corriente continua, paso seguido se determina el rendimiento energético del generador fotovoltaico, rendimiento de referencia, pérdida de captura de matriz y como último paso la determinación de la eficiencia de la matriz en corriente continua.

Realizar este análisis en forma manual sería un trabajo tedioso y consumiría demasiado tiempo, por este motivo para los datos de irradiancia se hace uso del paquete *pandas* de Python el cual es capaz de manipular de forma sencilla y rápida una gran cantidad de datos. A continuación, se obtienen las distintas gráficas de las variables monitoreadas, para esto se hace uso del software *MATLAB* el cual trabaja en conjunto con la base de datos de *ThingSpeak*, de esta manera el análisis de los datos se llega a cumplir satisfactoriamente.

4.5.1. Temperatura de los Módulos Fotovoltaicos y las Baterías

Se parte por analizar los datos de temperatura en los módulos fotovoltaicos y las baterías, los cuales se obtienen del sistema de monitoreo, cabe recordar que se ocuparon

dos tipos de sensores los cuales son: DS18B20 y la termocupla tipo k , en la Figura 4.13a, se puede apreciar las temperaturas de los módulos y batería correspondiente al circuito con tecnología monocristalina, la temperatura pico que se llega a presentar en los módulos fotovoltaicos es $T_{mod_{mono}} > 60^\circ\text{C}$, y en la batería es $T_{batería_{mono}} > 30^\circ\text{C}$, la cual se produce alrededor de las 14:30 pm, así mismo en la Figura 4.13b se puede apreciar las temperaturas de los módulos y batería que forman parte del circuito con tecnología policristalina, en este caso la temperatura pico en el módulos es igual a $T_{mod_{poli}} = 56,38^\circ\text{C}$ y en la batería es igual a $T_{batería_{poli}} = 28,14^\circ\text{C}$.

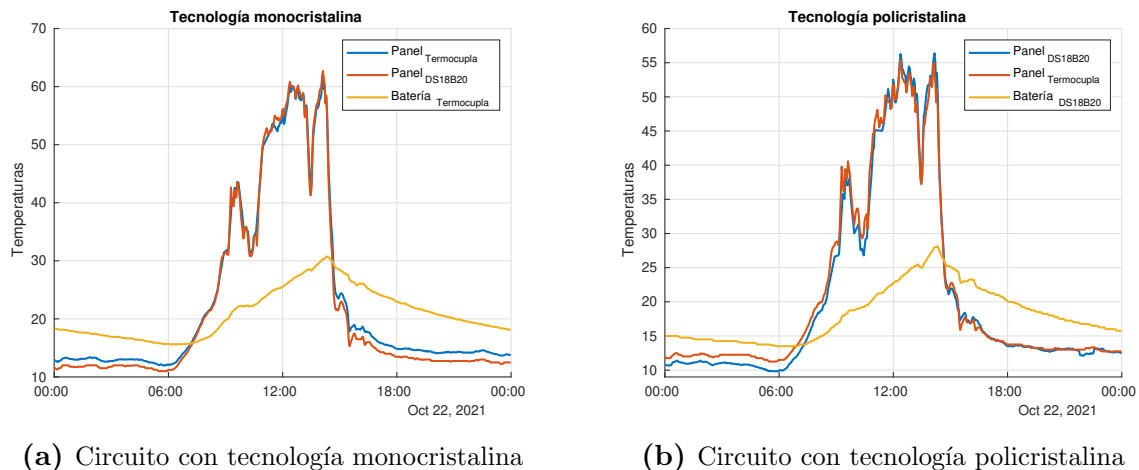


Figura 4.13: Comportamiento de las temperaturas en los módulos fotovoltaicos y las baterías.

A continuación, se comparan los niveles de temperatura que llegan alcanzar los módulos fotovoltaicos y las baterías tanto para la tecnología monocristalina como la policristalina, las cuales se representan en color azul y rojo respectivamente. En donde se puede constatar que el circuito conformado por la tecnología monocristalina manifestó una mayor temperatura tanto en los módulos como en la batería, tal como se observa en las Figuras 4.14a y 4.14b.

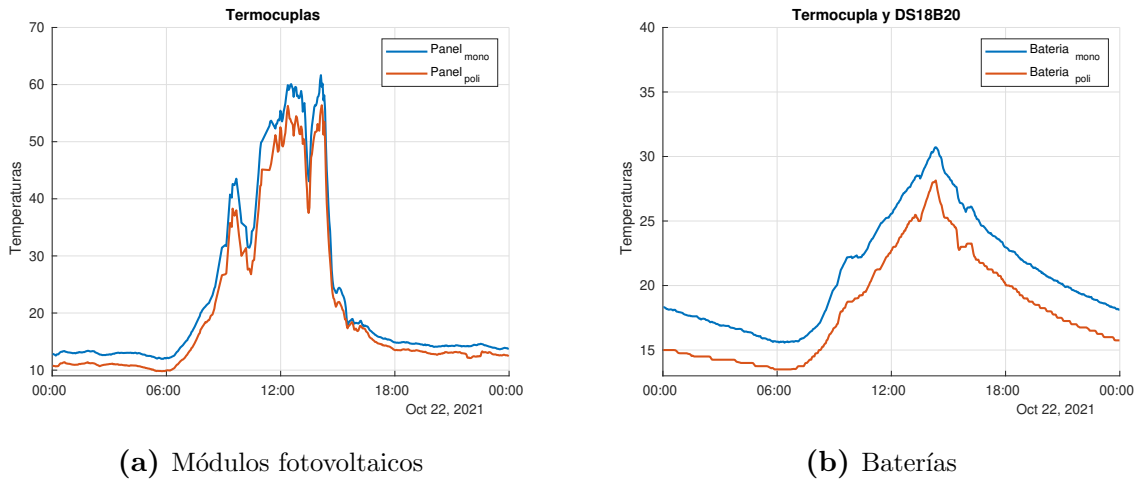


Figura 4.14: Comparación de las temperaturas, en los circuitos monocristalino y policristalino.

4.5.2. Irradiancia

Para el caso de la irradiancia se utiliza el paquete *pandas* de Python, mediante el cual se puede determinar de una forma ágil el valor de irradiancia global diaria promedio de los datos obtenidos por la estación meteorológica de la Universidad Politécnica Salesiana. Se debe tener en cuenta que el sistema fotovoltaico autónomo se encuentra ubicado cerca de la línea ecuatorial con lo cual se establece que la irradiancia global es igual a la irradiancia de plano de la matriz fotovoltaica POA, de esta manera al aplicar la ecuación 2.5, se obtiene para el mes de octubre un valor de:

$$H_i = 4,65 \text{ kWhm}^{-2}$$

4.5.3. Potencia Nominal de CC

Para el cálculo del valor de la potencia nominal de corriente continua, se debe tener en cuenta que esta se la realiza en condiciones de prueba estándar STC, para lo cual se hace uso de los valores establecidos en la Tabla 3.4, de esta manera se puede llegar a obtener la potencia tanto para las tecnologías monocristalina como policristalina, teniendo como resultado:

$$P_{0-poli} = 3 \cdot 140 \text{ W} = 420 \text{ W}$$

$$P_{0-mono} = 3 \cdot 150 \text{ W} = 450 \text{ W}$$

$$P_0 = P_{0-poli} + P_{0-mono} = 0,87 \text{ kW}$$

4.5.4. Energía Eléctrica de CC

Para el cálculo de la energía eléctrica en corriente continua debido al campo fotovoltaico, se empieza por determinar el voltaje y corriente generados por los módulos fotovoltaicos, para esto se hace uso de los datos obtenidos por el sistema de monitoreo, los cuales se presentan en la Figura 4.15, donde se puede apreciar los valores de voltaje y corriente tanto para las tecnologías policristalina como la monocristalina, de esta manera se establece:

$$P_A = V_A \cdot I_A$$

donde P_A es la potencia generada por los módulos fotovoltaicos en un determinado momento del día.

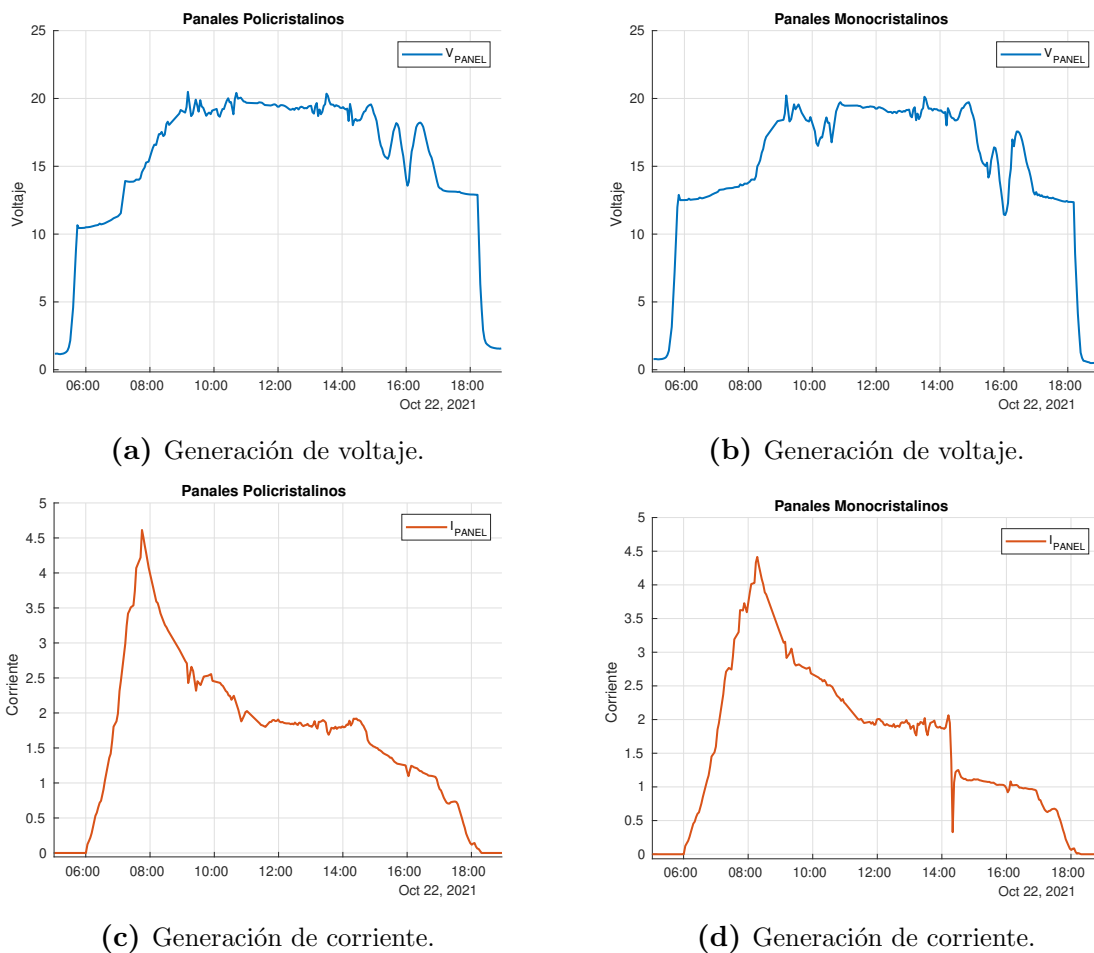


Figura 4.15: Comportamiento de la generación de voltaje y corriente.

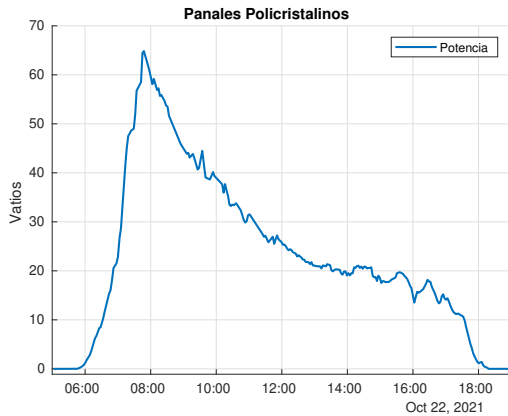
Para el cálculo de la energía eléctrica se procede a utilizar la ecuación 2.6, la cual se puede interpretar como la área bajo la curva de la P_A , tanto para las tecnologías monocristalina como policristalina, tal como se presenta en la Figura 4.16, de esta manera la energía eléctrica de corriente continua entregada por el campo fotovoltaico es igual a:

$$E_{A-pol\grave{i}} = 292,45 Wh$$

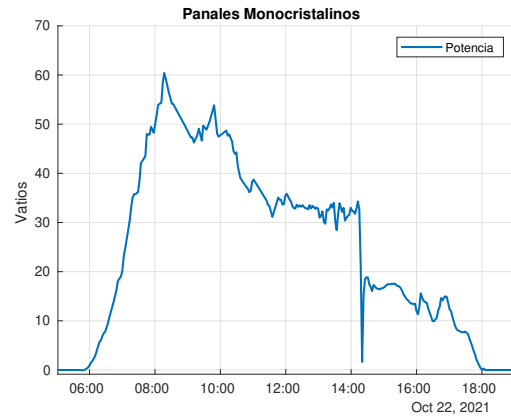
$$E_{A-mono} = 316,92 Wh$$

$$E_A = E_{A-pol\grave{i}} + E_{A-mono}$$

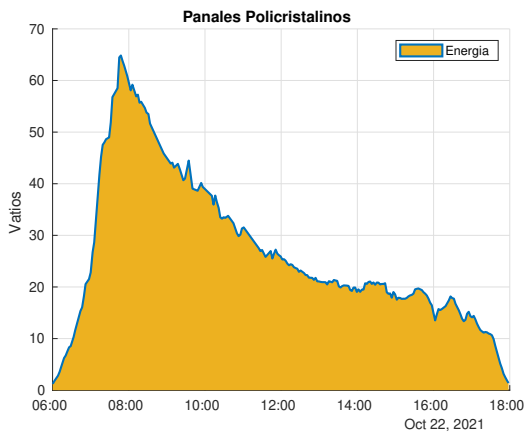
$$E_A = 609,37 Wh$$



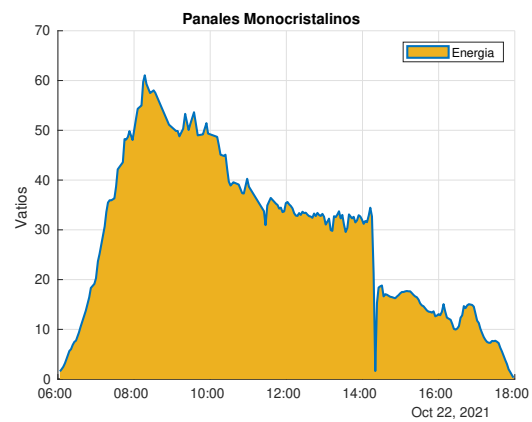
(a) Potencia de corriente continua P_A .



(b) Potencia de corriente continua P_A .



(c) Generación de $E_{A-pol\grave{i}}$.



(d) Generación de E_{A-mono} .

Figura 4.16: Producción de energía del sistema fotovoltaico autónomo.

4.5.5. Rendimiento Energético del Generador Fotovoltaico

El rendimiento energético del generador fotovoltaico, indica la cantidad equivalente de tiempo durante el cual se requeriría que la matriz opere para proporcionar la cantidad de energía particular medida durante el período de informe. Aplicando la ecuación 2.8, se obtiene un valor de:

$$Y_A = \frac{609,37 Wh}{870 W} = 0,70 h$$

4.5.6. Rendimiento de Referencia

El rendimiento de referencia representa el número de horas durante las cuales la radiación solar necesita estar en niveles de irradiancia de referencia, para contribuir con la misma energía solar incidente que se monitoreó durante el período de informe. Al aplicar la ecuación 2.10 y considerando que el periodo de informe es diario, Y_r sería el número equivalente de horas sol pico, dando como resultado:

$$Y_r = \frac{4,65 \text{ kWhm}^{-2}}{1 \text{ kWhm}^{-2}} = 4,65 \text{ h}$$

4.5.7. Pérdida de Captura de Matriz

Al aplicar la ecuación 2.11, la cual representa el tiempo total que el sistema fotovoltaico autónomo no está generando la energía que debería de generar, debido a condiciones meteorológicas desfavorables, o por el estado de los diferentes equipos como lo son: las baterías, las cuales ya se encontraban cargadas al 100 %, por lo tanto no se requiere más energía que solo para mantenerlas en estado de flotación, todo este cálculo se lo realiza en referencia al día 22 de octubre del 2021, de esta manera se tiene como resultado:

$$L_C = 4,65 - 0,7 = 3,95 \text{ h}$$

4.5.8. Eficiencia de la Matriz de CC

Para el análisis de la eficiencia de matriz en corriente continua se debe tomar en cuenta como en el caso anterior que las baterías se encuentran cargadas al 100 %, con lo cual al aplicar la ecuación 2.13, se obtiene la eficiencia del sistema fotovoltaico autónomo en condiciones nominales o STC, dando como resultado:

$$\eta_{A,0} = \frac{870 \text{ W}}{1000 \text{ Wm}^{-2} \times 5,65 \text{ m}^{-2}} = 0,154$$

$$\eta_{A,0} = 15,4 \%$$

Por otra parte al aplicar la ecuación 2.14, esta representa la eficiencia media real de la matriz durante el periodo de informe, para este caso el sistema fotovoltaico autónomo presenta una generación de energía suficiente para mantener las baterías en el estado de flotación, de esta manera se tiene que:

$$\eta_A = \frac{609,37 \text{ Wh}}{4650 \text{ Whm}^{-2} \times 5,65 \text{ m}^2} = 0,2319$$

$$\eta_A \approx 2,32 \%$$

Capítulo 5

Conclusiones y Recomendaciones

*“El peor enemigo del conocimiento no es la ignorancia,
es la ilusión del conocimiento”*

Stephen Hawking

5.1. Conclusiones

En este trabajo se rehabilito la instalación fotovoltaica ubicada en el edificio Guillermo Mensi y se implementó un sistema de monitoreo. Lo más importante de lo mencionado fue:

- Con el estudio del estado del arte, se pudo apreciar el constante desarrollo en los temas de aumento de la eficiencia en las células fotovoltaicas, uso de distintos tipos de hardware y software utilizados para el desarrollo de sistemas de monitoreo donde se enfatiza el uso del IoT y el avance cada vez mayor de la base de datos online, de esta manera se forma un fundamento solido de conocimientos con la cual se desarrolló este proyecto técnico.
- La determinación de las variables físicas a monitorear del sistema fotovoltaico autónomo, se realizó con los lineamientos establecidos en las distintas normas internacionales, poniendo énfasis en la IEC 61724-1 con la cual adicionalmente se definió el tipo de clase del sistema de monitoreo. Lo más valioso en la determinación de las variables físicas a monitorear fue el hecho de contar con los datos de la irradiancia tomados de la estación meteorológica de la Universidad Politécnica Salesiana.

- La definición de los protocolos de comunicación dependen en gran medida del hardware utilizado, en este caso se implementó el microcontrolador ESP32, el cual proporciona distintos buses de comunicación los cuales son: I2C, SPI y WiFi. Lo más importante a la hora de poder definir los buses de comunicación, fue el hecho de poder obtener los datos en tiempo real, dando como resultado el estado de funcionamiento del sistema fotovoltaico autónomo. Lo más difícil en la definición de los buses de comunicación fue la utilización del segundo canal SPI del microcontrolador, debido a que no viene preestablecido inicialmente y se debe hacer una configuración adicional con la desventaja de la disminución de pines del microcontrolador.
- Una vez que los datos son obtenidos y procesados gracias al sistema de monitoreo, se procedió con el respectivo almacenamiento, para lo cual se desarrolló dos bases de datos una física y otra basada en la nube. Lo más considerable a la hora del almacenamiento de los datos fue el poder garantizar la no pérdida de los mismo, teniendo como respaldo la base de datos física esto se debe a que puede presentarse fallos en la comunicación WiFi. Lo que más ayudó al momento de la creación de la base de datos tanto física como la online fue su bajo costo de implementación ya que los componentes como el módulo microSD es relativamente barato y para la base de datos basado en la nube se puede decir que la cuenta de estudiante de la plataforma ThingSpeak es suficiente para esta clase de proyectos técnicos. Lo complicado a la hora del almacenamiento de los datos fue la correcta comunicación con la base de datos de ThingSpeak esto debido a que la red WiFi “invitados” no está precisamente diseñada para dispositivos que implementan la tecnología IoT.
- Parte muy importante de este proyecto es la generación de gráficas correspondientes al comportamiento de las variables físicas monitoreadas, esto se logró cumplir gracias a las bases de datos tanto física como basada en la nube, esta última tiene un plus ya que pertenece a la plataforma de ThingSpeak la cual presenta en su sitio web dichas gráficas en tiempo real. Otra alternativa de poder generar las gráficas es mediante la utilización del software MATLAB ya que ThingSpeak proporciona acceso a MATLAB y de esta manera se puede trabajar con los datos presentes en todos los canales de la plataforma.
- Como último punto a tratar se procedió con el cálculo del costo del sistema de monitoreo, el cual se encuentra implícitamente en el costo de la electricidad LCoE, el cual ronda en el 3% del costo de la instalación para este caso de estudio se llega a cumplir dicha afirmación.

El sistema de monitoreo demostró ser una herramienta importante, debido a la posibilidad que brinda de poder realizar estudios de las principales variables físicas que intervienen en la producción de energía fotovoltaica. Teniendo como resultado una mayor generación de energía eléctrica en el circuito conformado por módulos monocristalinos, debe señalarse que la temperatura llega a tener un valor pico de $62,70\text{ }^{\circ}\text{C}$ para módulos monocristalinos así mismo para los módulos policristalinos se llega a presentar un valor pico de $56,38\text{ }^{\circ}\text{C}$, así pues se puede afirmar que la tecnología monocristalina llega a presentar un mejor rendimiento que la tecnología policristalina.

Para la validación del sistema de monitoreo se toma como referencia los trabajos realizados en [18, 37, 36], en los cuales se hace uso del microcontrolador ESP32 y una versión anterior del mismo denominada ESP 8266, se observa que la adquisición de los datos es rápida y confiable por ello se elige trabajar con este elemento para darle garantía al presente proyecto de titulación. De igual forma se puede apreciar el uso de la base de datos online de la plataforma ThingSpeak en [18], la cual por sus prestaciones, accesibilidad y facilidad para conectarse con sitios web y con Matlab, representa una manera eficiente de procesar y almacenar los datos en el proyecto.

5.2. Recomendaciones

Es importante mencionar que en el transcurso del desarrollo de este proyecto técnico se pudo afianzar los conocimientos adquiridos sobre los sistemas fotovoltaicos y de monitoreo sin embargo existen aspectos que por falta de tiempo y de la considerable cantidad de conocimientos nuevos, no pudieron ser abordados en este proyecto técnico de esta manera se propone se siga con una línea de investigación de los siguientes temas:

- Primeramente se recomienda la realización de un proyecto técnico enfocado al mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas, con lo cual al llevarse a cabo se garantizaría el correcto funcionamiento de todos los equipos que conforman el BOS, y por ende se obtendría la mejor eficiencia que podría entregar el sistema fotovoltaico autónomo, para lograr realizar dicho proyecto se puede hacer uso de los datos entregados por el sistema de monitoreo desarrollado.
- Como segundo punto se recomienda la implementación de nuevos métodos de estudio de la predicción de la generación de energía eléctrica de sistemas fotovoltaicos, mediante el uso de algoritmos de *machine learning*, para llevar a cabo esta recomendación se puede hacer uso de los datos almacenados en ThingSpeak, conjuntamente con el software MATLAB o Python de esta manera se lograría el mejor rendimiento.

to posible del sistema fotovoltaico y al igual que en el proyecto de mantenimiento mencionado anteriormente, este estudio garantizaría el poder saber el estado de funcionamiento en el que se encuentra el BOS.

El módulo WiFi del cual consta el microcontrolador ESP32, se encuentra anclado a la red Universitaria WIFLINVITADOS, su contraseña es gestionada por el departamento de computación y se cambia periódicamente, por ello en caso de perder dicha conexión se debe realizar lo siguiente: primero solicitar mediante oficio la nueva contraseña al departamento de computación Universitario, segundo corregir el código del ESP32 para que asuma la contraseña, dicho código será entregado al departamento de energías renovables en forma de Anexo Digital, finalmente este nuevo código debe ser grabado en el microcontrolador de manera que se pueda restablecer la conexión.

Para acceder a los datos obtenidos y almacenarlos en la base de datos Online (ThinkSpeak) se requiere el acceso a la cuenta *dauidrv7*, su correo habilitado es *draiban@ups.edu.ec*, y su contraseña será entregada al departamento de energías renovables. Esta cuenta puede ser activada al pagar una membresía anual de 45 dólares americanos, y teniendo entre otras mejoras, el tiempo de almacenado de los datos disminuye de 15s en la Gratuita a 1s en la Estudiante, de igual manera con el número de canales de 4 en la Gratuita a 20 en la Estudiante, o los datos enviados por día de 8200 a 90000.

Bibliografía

- [1] J. A. C. González, R. C. Pérez, A. C. Santos, and M.-A. C. Gil, *Centrales de Energías Renovables: Generación Eléctrica con Energías Renovables*. Prentice Hall, 2009.
- [2] S. Arno, K. Jäger, I. Olindo, R. Van Swaaij, and M. Zeman, *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems*. UIT Cambridge Ltd., 2016.
- [3] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Wiley, 2003.
- [4] C. IEC, “Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, data exchange and analysis - Part 1: Monitoring,” *Int Stand IEC*, p. 57, 2017.
- [5] Energías Limpias, “31-Agm-100 Narada Millennium,” *Energia*, 2010.
- [6] Cengage, *NEC 2017 Handbook 1st Edition*. Cengage, 2017, vol. 1st Editio.
- [7] Winson, “WCS1800,” *Winson*, pp. 1–5, 2020.
- [8] N. R. Saravia, J. H. Gamarra, J. A. Infantes, S. L. Jimenez, and J. R. Zamata, “MPPT Design and Control of a Small Power Autonomous Photovoltaic Solar System: Application to a 90W Two-Axis Autonomous Solar Photovoltaic Module,” *2019 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing, ROPEC 2019*, no. Ropec, 2019.
- [9] F. Aguilar, D. Crespí-Llorens, and P. V. Quiles, “Techno-economic analysis of an air conditioning heat pump powered by photovoltaic panels and the grid,” *Solar Energy*, vol. 180, no. August 2018, pp. 169–179, 2019.
- [10] P. G. V. Sampaio and M. O. A. González, “Photovoltaic solar energy: Conceptual framework,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, no. June 2016, pp. 590–601, 2017.

- [11] G. M. Wilson, M. Al-Jassim, W. K. Metzger, S. W. Glunz, P. Verlinden, G. Xiong, L. M. Mansfield, B. J. Stanbery, K. Zhu, Y. Yan, J. J. Berry, A. J. Ptak, F. Dimroth, B. M. Kayes, A. C. Tamboli, R. Peibst, K. Catchpole, M. O. Reese, C. S. Klinga, P. Denholm, M. Morjaria, M. G. Deceglie, J. M. Freeman, M. A. Mikofski, D. C. Jordan, G. Tamizhmani, and D. B. Sulas-Kern, “The 2020 photovoltaic technologies roadmap,” *Journal of Physics D: Applied Physics*, vol. 53, no. 49, 2020.
- [12] A. Zurita, A. Castillejo-Cuberos, M. García, C. Mata-Torres, Y. Simsek, R. García, F. Antonanzas-Torres, and R. A. Escobar, “State of the art and future prospects for solar PV development in Chile,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, no. January, pp. 701–727, 2018.
- [13] N. Soudi, S. Nanayakkara, N. M. Jahed, and S. Naahidi, “Rise of nature-inspired solar photovoltaic energy convertors,” *Solar Energy*, vol. 208, no. May, pp. 31–45, 2020.
- [14] A. A. Smirnov, A. G. Vozmilov, and P. A. Romanov, “Comparison of discrete sun tracking methods for photovoltaic panels,” *2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2019*, pp. 1–5, 2019.
- [15] D. Verma, S. Nema, A. M. Shandilya, and S. K. Dash, “Maximum power point tracking (MPPT) techniques: Recapitulation in solar photovoltaic systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 54, pp. 1018–1034, 2016.
- [16] R. Bouchebbat and S. Gherbi, “A Novel Optimal Control and Management Strategy of Stand-Alone Hybrid PV/Wind/Diesel Power System,” *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 284–296, 2017.
- [17] S. Rehman, “Hybrid power systems – Sizes, efficiencies, and economics,” *Energy Exploration & Exploitation*, vol. 0, p. 40, 2020.
- [18] V. Gupta, M. Sharma, R. K. Pachauri, and K. N. Babu, “A Low-Cost Real-Time IOT Enabled Data Acquisition System for Monitoring of PV System,” *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, vol. 00, no. 00, pp. 1–16, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1844351>
- [19] C. Rus-Casas, G. Jiménez-Castillo, J. D. Aguilar-Peña, J. I. Fernández-Carrasco, and F. Josémuñoz-Rodríguez, “Development of a prototype for monitoring photovoltaic self-consumption systems,” *Electronics (Switzerland)*, vol. 9, no. 1, 2020.
- [20] R. Torabi, S. Rodrigues, N. Cafôfo, L. Pereira, F. Quintal, N. Nunes, and F. Morgado-Dias, “A global monitoring system for electricity consumption and production of

- household roof-top PV systems in Madeira,” *Neural Computing and Applications*, vol. 32, no. 20, pp. 15 835–15 844, 2020.
- [21] K. Xia, J. Ni, Y. Ye, P. Xu, and Y. Wang, “A real-time monitoring system based on ZigBee and 4G communications for photovoltaic generation,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 6, no. 1, pp. 52–63, 2020.
- [22] C. L. Calin RUSU, Sorin BESOIU, Lorand KACSO-VIDREAN, “NEW APPROACHES IN ONLINE EVALUATION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS EFFICIENCY BY IMPLEMENTING IOT,” *TECHNICAL UNIVERSITY OF CLUJ-NAPOCA ACTA*, vol. 62, no. Iv, pp. 589–594, 2019.
- [23] H. Rezk, I. Tyukhov, M. Al-Dhaifallah, and A. Tikhonov, “Performance of data acquisition system for monitoring PV system parameters,” *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*, vol. 104, pp. 204–211, 2017. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.measurement.2017.02.050>
- [24] R. I. Pereira, I. M. Dupont, P. C. Carvalho, and S. C. Jucá, “IoT embedded linux system based on Raspberry Pi applied to real-time cloud monitoring of a decentralized photovoltaic plant,” *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*, vol. 114, no. September 2017, pp. 286–297, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2017.09.033>
- [25] A. Cancio Montbrun, A. Mancilla, J. Maya, B. García, A. Almela, B. Andrada, A. M. Botti, A. Etchegoyen, J. M. Figueira, A. Fuster, N. González, M. R. Hampel, E. Holt, J. Hulsman, M. Jose Bachuili, N. Leal, A. Lucero, D. Melo, S. Müller, M. Perlin, M. Platino, D. Ravignani, M. Roncoroni, F. Sánchez, C. Sarmiento-Cano, D. Schmidt, G. Silli, F. Suarez, A. Taboada, O. Wainberg, B. Wundheiler, and D. Yelós, “Photovoltaic monitoring system for Auger Muons and Infill for the Ground Array,” *Energy Science and Engineering*, vol. 6, no. 4, pp. 289–305, 2018.
- [26] K. Jeong, T. Hong, C. Koo, J. Oh, M. Lee, and J. Kim, “A prototype design and development of the smart photovoltaic system blind considering the photovoltaic panel, tracking system, and monitoring system,” *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 7, no. 10, 2017.
- [27] W. Miao, K. H. Lam, and P. W. Pong, “Online Monitoring of Aluminum Electrolytic Capacitors in Photovoltaic Systems by Magnetoresistive Sensors,” *IEEE Sensors Journal*, vol. 20, no. 2, pp. 767–777, 2020.

- [28] A. López-vargas, M. Fuentes, and M. Vivar, “IoT Application for Real-Time Monitoring of Solar Home Systems Based on Arduino TM With 3G Connectivity,” *IEEE*, vol. 19, no. 2, pp. 679–691, 2019.
- [29] A. Freundlich, A. Reinders, W. van Sark, and P. Verlinden, *Photovoltaic solar energy : from fundamentals to applications*. Wiley, 2017.
- [30] N. D. Kaushika, A. Mishra, and A. K. Rai, *Solar Photovoltaics Technology, System Design, Reliability and Viability*. Springer International Publishing, 2018, vol. 194.
- [31] A. McEvoy, T. Markvart, T. Markvart, and L. Castaner, *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*. Elsevier Science, 2003.
- [32] P. A. Peña Ortiz and F. S. Pinos Vergara, “Parametrización de los sistemas eléctricos fotovoltaicos basados en las condiciones climáticas de la ciudad de Cuenca, aplicados en la Universidad Politécnica Salesiana,” *UPS*, p. 225, 2014. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/7123>
- [33] MorningStar Professional, “TriStar, Solar Charging System Controller Installation , Operation , and Maintenance Manual,” *Tristar*, no. 73, 2010.
- [34] IEEE Std 286, M. Society, IEEE - Institute of Electrical and Eletronics Engineers, IEEE Power and Energy Society, S. Coordinating, and T. Rating, “IEEE Standards IEEE Standards,” *Conference Record of the 2012 Ieee International Symposium on Electrical Insulation (Isei)*, vol. 2002, no. June, p. 27, 2000. [Online]. Available: <papers2://publication/uuid/4DD18503-DC18-44BD-B322-70AEE889D782%0Ahttps://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6754111%0Ahttps://ieeexplore.ieee.org/document/6754111/>
- [35] CONELEC, “Atlas solar del ecuador,” *Conelec*, pp. 1–51, 2008. [Online]. Available: http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf
- [36] A. Bartolini, F. Corti, A. Reatti, L. Ciani, F. Grasso, and M. K. Kazimierczuk, “Analysis and Design of Stand-Alone Photovoltaic System for precision agriculture network of sensors,” *Proceedings - 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2020*, pp. 1–5, 2020.
- [37] J. De Dios Fuentes-Garcia, J. M. Flores-Arias, F. J. Bellido-Outeirino, F. J. Quiles-Latorre, M. A. Ortiz-Lopez, and J. Garrido-Zafra, “Monitoring of photovoltaic systems for self-consumption without over-consumption,” *IEEE International Confe-*

rence on Consumer Electronics - Berlin, ICCE-Berlin, vol. 2019-Septe, pp. 239–241, 2019.

Anexo A

Tablas de la IEC 61724

Tabla A.1: Parámetros a medir y los requisitos que deben cumplir cada clase del SM.[4]

Parámetros	Símbolo	Unidades	Propósito de monitoreo	¿Requerido?			Número de Sensores
				Clase A Precisión Alta	Clase B Precisión Media	Clase C Precisión Básica	
Irradiancia							
Irradiación en el plano (POA)	G_i	Wm^{-2}	Recurso Solar	✓	✓ o E	✓ o E	Tabla 4 columna 1
Irradiancia horizontal global	GHI	Wm^{-2}	Recurso solar, conexión a datos históricos y satélites	✓	✓ o E		Tabla 4 columna 1
Irradiancia normal directa	DNI	Wm^{-2}		✓ para CPV	✓ o E para CPV		Tabla 4 columna 1
Irradiancia difusa	G_d	Wm^{-2}		✓ para CPV con < 20 x concentración	✓ o E para CPV con < 20 x concentración		Tabla 4 columna 1
Relación circunsolar	CSR						
Factores ambientales							
Temperatura del módulo fotovoltaico	T_{mod}	°C	Determinación de pérdidas relacionadas con la temperatura	✓	✓ o E		Tabla 4 columna 2
Temperatura ambiente	T_{amb}	°C	Conexión a datos históricos, mas estimación de temperaturas fotovoltaicas	✓	✓ o E	✓ o E	Tabla 4 columna 1
Velocidad del viento		ms^{-1}	Estimación de temperaturas fotovoltaicas	✓	✓ o E		Tabla 4 columna 1
Dirección del viento		Grados		✓			Tabla 4 columna 1
Proporción de suciedad	SR		Determinación de pérdidas por suciedad	✓ si se espera que las pérdidas por suciedad sean > 2%			Tabla 4 columna 1
Lluvia		cm	Estimación de pérdidas por suciedad	✓	✓ o E		Tabla 4 columna 1
Nieve			Estimación de pérdidas relacionadas con la nieve				
Humedad			Estimación de variaciones espectrales				
Sistema de seguimiento							
Error en el ángulo principal del seguidor de doble eje	Δ_{ϕ_1}	Grados	Detección de fallas del sistema de seguimiento, doble eje	✓ para CPV con > 20 x concentración			Tabla 4 columna 1
Error en el ángulo secundario del seguidor de doble eje	Δ_{ϕ_2}	Grados		✓ para CPV con > 20 x concentración			Tabla 4 columna 1
Ángulo de inclinación del seguidor de un solo eje	ϕ_T	Grados	Detección de fallas del sistema de seguimiento, de un solo eje	✓ para seguidor de un eje			Tabla 4 columna 1
Salida eléctrica							
Voltaje de matriz (CC)	V_A	V	Salida de energía, diagnóstico y localización de fallas	✓			En cada inversor (opcionalmente en cada caja de combinación o cada cadena)
Corriente de matriz (CC)	I_A	A		✓			
Potencia de matriz (CC)	P_A	kW		✓			
Voltaje de salida (CA)	V_{out}	V	Salida de energía	✓	✓		En cada inversor y a nivel de sistema
Corriente de salida (CA)	I_{out}	A		✓	✓		
Potencia de salida (CA)	P_{out}	kW		✓	✓	✓	
Energía de salida	E_{out}	kWh		✓	✓	✓	
Factor de potencia de salida	λ		Cumplimiento de la solicitud de servicios públicos	✓	✓		En cada inversor y a nivel de sistema
Demanda de carga reducida			Determinar el cumplimiento de las solicitudes de carga o de servicios públicos y el impacto en el rendimiento del sistema fotovoltaico	Si es aplicable	Si es aplicable		A nivel de sistema
Solicitud de factor de potencia de salida del sistema	λ_{req}			Si es aplicable	Si es aplicable		A nivel de sistema

Tabla A.2: Precisión de alineación del sensor de irradiancia

	Clase A Precisión Alta	Clase B Precisión Media	Clase C Precisión Básica
Ángulo de inclinación	1°	1,5°	2°
Ángulo azimutal	2°	3°	4°

Tabla A.3: Requisitos de mantenimiento del sensor de irradiancia

Artículo	Clase A Precisión Alta	Clase B Precisión Media	Clase C Precisión Básica
Recalibración	Una vez al año	Una vez cada 2 años	Según los requisitos del fabricante
Limpieza	Al menos una vez por semana	Opcional	
Calefacción para evitar la acumulación de condensación y/o precipitación congelada	Requerido en lugares donde la condensación y/o la precipitación congelada afectarían las mediciones en más de 7 días al año	Requerido en lugares donde la condensación y/o la precipitación congelada afectarían las mediciones en más de 14 días al año	
Ventilación (para piranómetros de termopila)	Requerido	Opcional	
Inspección y reemplazo de desecante (para piranómetros de termopila)	Según los requisitos del fabricante	Según los requisitos del fabricante	Según los requisitos del fabricante

Tabla A.4: Requisitos de mantenimiento del sensor de temperatura del módulo fotovoltaico.

Artículo	Clase A Precisión Alta	Clase B Precisión Media	Clase C Precisión Básica
Recalibración	Una vez cada 2 años	Recomendaciones del fabricante	No aplica

Tabla A.5: Requisitos de mantenimiento del sensor de temperatura del aire ambiente.

Artículo	Clase A Precisión Alta	Clase B Precisión Media	Clase C Precisión Básica
Recalibración	Una vez cada 2 años	Recomendaciones del fabricante	No aplica

Anexo B

Códigos Implementados

B.1. Configuración del RtcTiempo()

```
void RtcTiempo(){
    rtc.refresh();
    Year = rtc.year() + 2000;
    rtcAno = String(Year);
    rtcMes = String(rtc.month());
    rtcDia = String(rtc.day());
    rtcHora = String(rtc.hour());
    rtcMinu = String(rtc.minute());
    rtcSegu = String(rtc.second());
    Hora = rtc.hour();
    Minuto1 = rtc.minute();
    Minuto2 = rtc.minute();
    Fecha = ("Fecha:" + rtcAno + ":" + rtcMes + ":" + rtcDia);
    Tiempo = ("Tiempo:" + rtcHora + ":" + rtcMinu + ":" + rtcSegu);
}
```

Código 1: Descripción de la función RtcTiempo()

B.2. Configuración del Sensor DS18B20

```
//En el pin 33 se debe colocar una resistencia de 4.7K a Vcc
#define ONE_WIRE_BUS 33
OneWire oneWire(ONE_WIRE_BUS);
DallasTemperature sensores(&oneWire);

DeviceAddress sensor1={0x28, 0xCC, 0x52, 0x5B, 0xD, 0x0, 0x0, 0xB6};
DeviceAddress sensor2={0x28, 0x6B, 0xD8, 0x5B, 0xD, 0x0, 0x0, 0x19};
DeviceAddress sensor3={0x28, 0x95, 0x65, 0x5B, 0xD, 0x0, 0x0, 0xDB};

void inicializoDS18B20(){

    //Inicializo la comunicacion del DS18B20
    sensores.begin();
    //Configuración de los sensores a una resolución de 10 bits
    sensores.setResolution(sensor1, 10);
    sensores.setResolution(sensor2, 10);
    sensores.setResolution(sensor3, 10);
}
```

Código 2: Inicialización y configuración del sensor DS18B20

B.3. Configuración de la Termocupla tipo *k*

```
//Asigno el bus de comunicación HSPI como spiH
SPIClass spiH = SPIClass(HSPI);

//Numero de Max31855 a utilizar
const byte max31855_num = 3;

//Pines asignados para la lectura de las termocuplas tipo k
const int max31855_cs_pins[max31855_num] = {27, 26, 25};

const byte max31855_fault_bit_oc = 0B00000001;
const byte max31855_fault_bit_scg = 0B00000010;
const byte max31855_fault_bit_scv = 0B00000100;
const byte max31855_fault_bit_any = 0B00001000;

//Asigno la velocidad del reloj.
SPISettings max31855_spi(16000000, MSBFIRST, SPI_MODE0);
}
```

Código 3: Inicialización y configuración del canal HSPI y la velocidad de reloj.

B.4. Configuración de la microSD

```
if (!SD.begin(5))
{
    Serial.println("Card Mount Failed");
    return;
}
uint8_t cardType = SD.cardType();

if (cardType == CARD_NONE)
{
    Serial.println("No SD card attached");
    return;
}

Serial.print("SD Card Type: ");
if (cardType == CARD_MMC)
{
    Serial.println("MMC");
}
else if (cardType == CARD_SD)
{
    Serial.println("SDSC");
}
else if (cardType == CARD_SDHC)
{
    Serial.println("SDHC");
}
else
{
    Serial.println("UNKNOWN");
}

uint64_t cardSize = SD.cardSize() / (1024 * 1024);
Serial.printf("SD Card Size: %lluMB\n", cardSize);

createDir(SD, "/TesisDatos");
```

Código 4: Configuración del módulo microSD.

B.5. Configuración ThingSpeak

```
#include <WiFi.h>
#include <ThingSpeak.h>

WiFiClient cliente;

ThingSpeak.begin(cliente);
```

Código 5: Configuración de ThingSpeak.

Anexo C

Diagramas UML

C.1. Sensor de Temperatura DS18B20

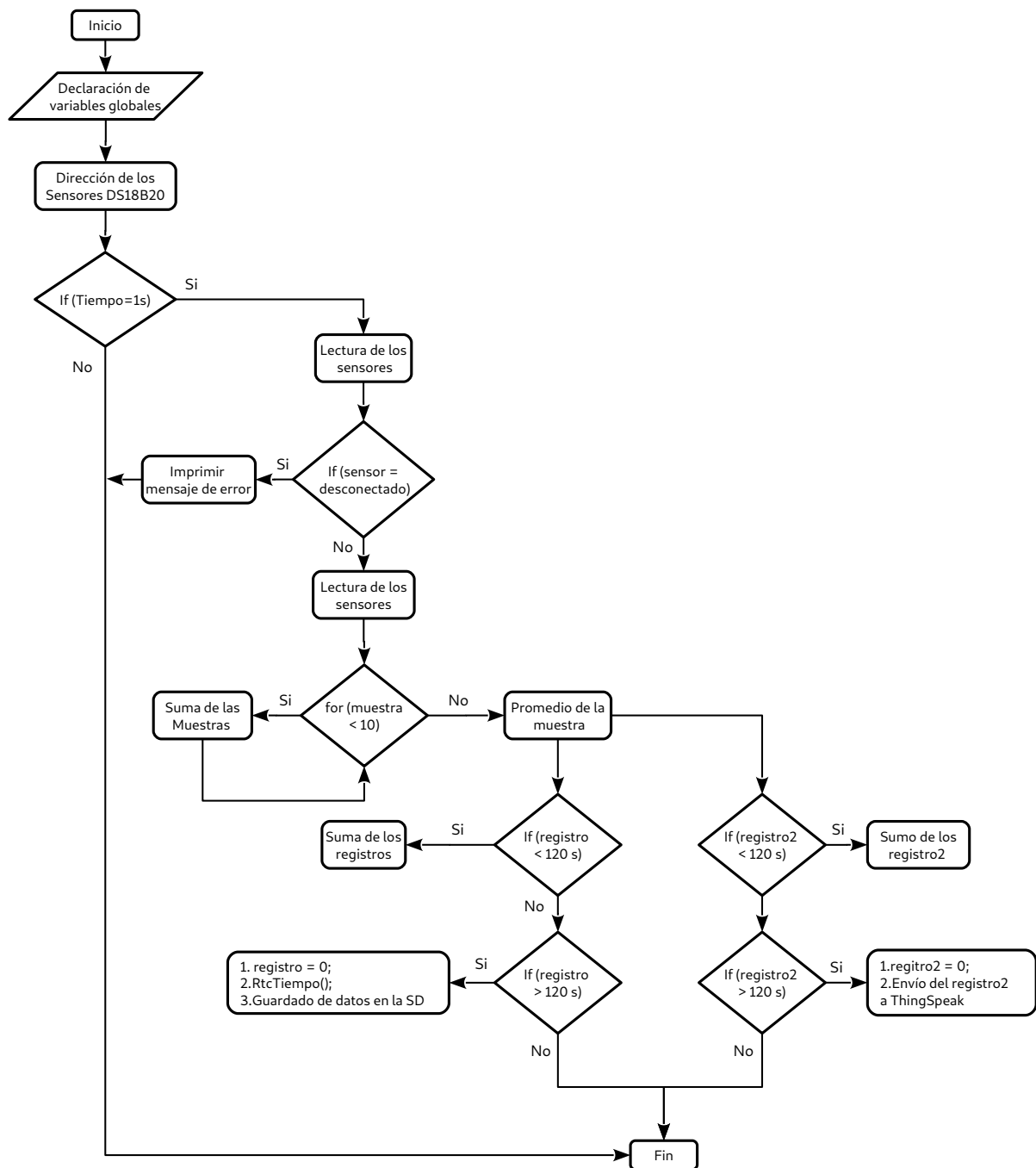


Figura C.1: Diagrama *uml* para el censo de temperatura con el DS18B20.

C.2. Sensor de Temperatura Max31855

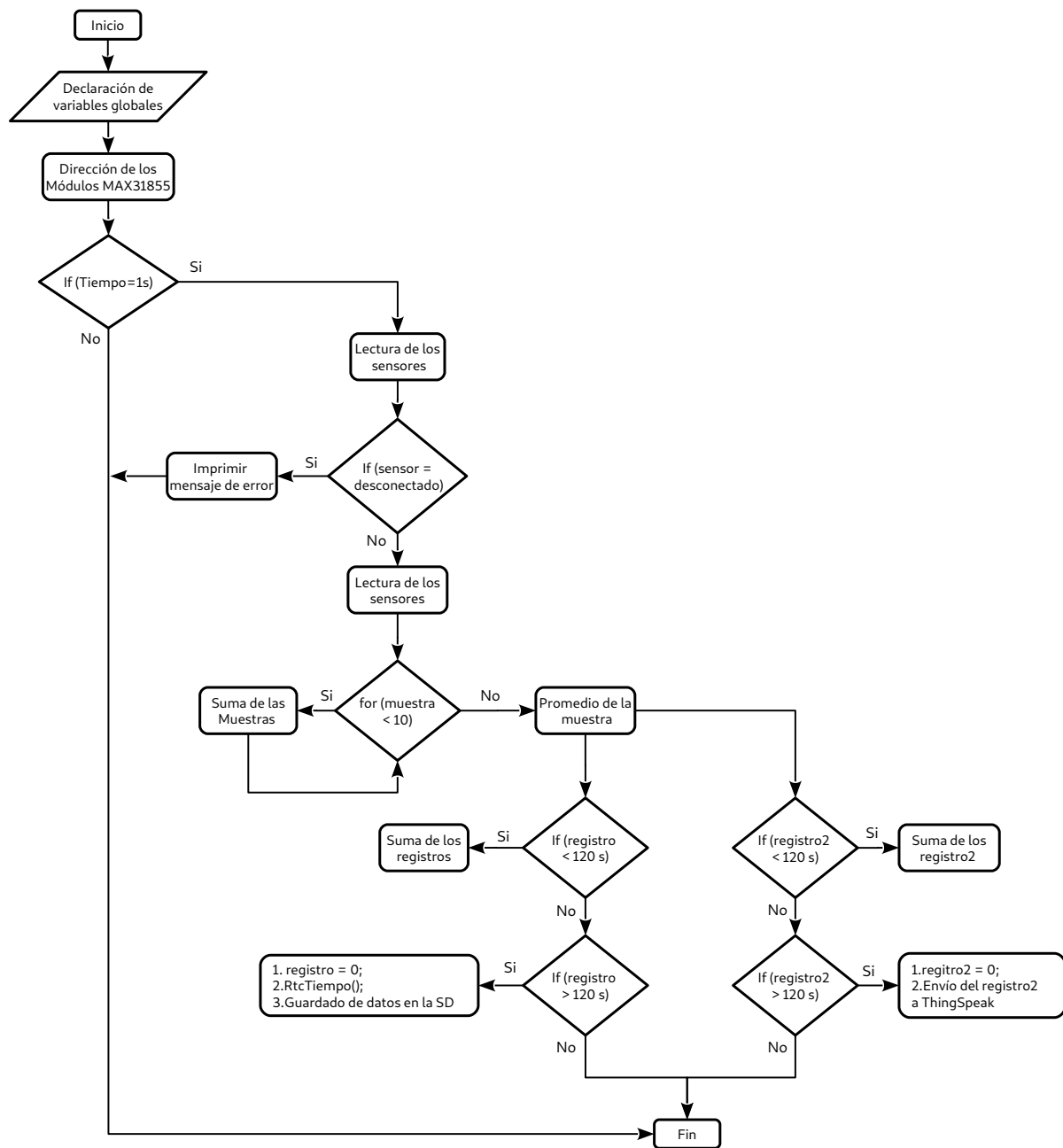


Figura C.2: Diagrama *uml* establecido para la función Max31855.

C.3. Sensor de Voltaje

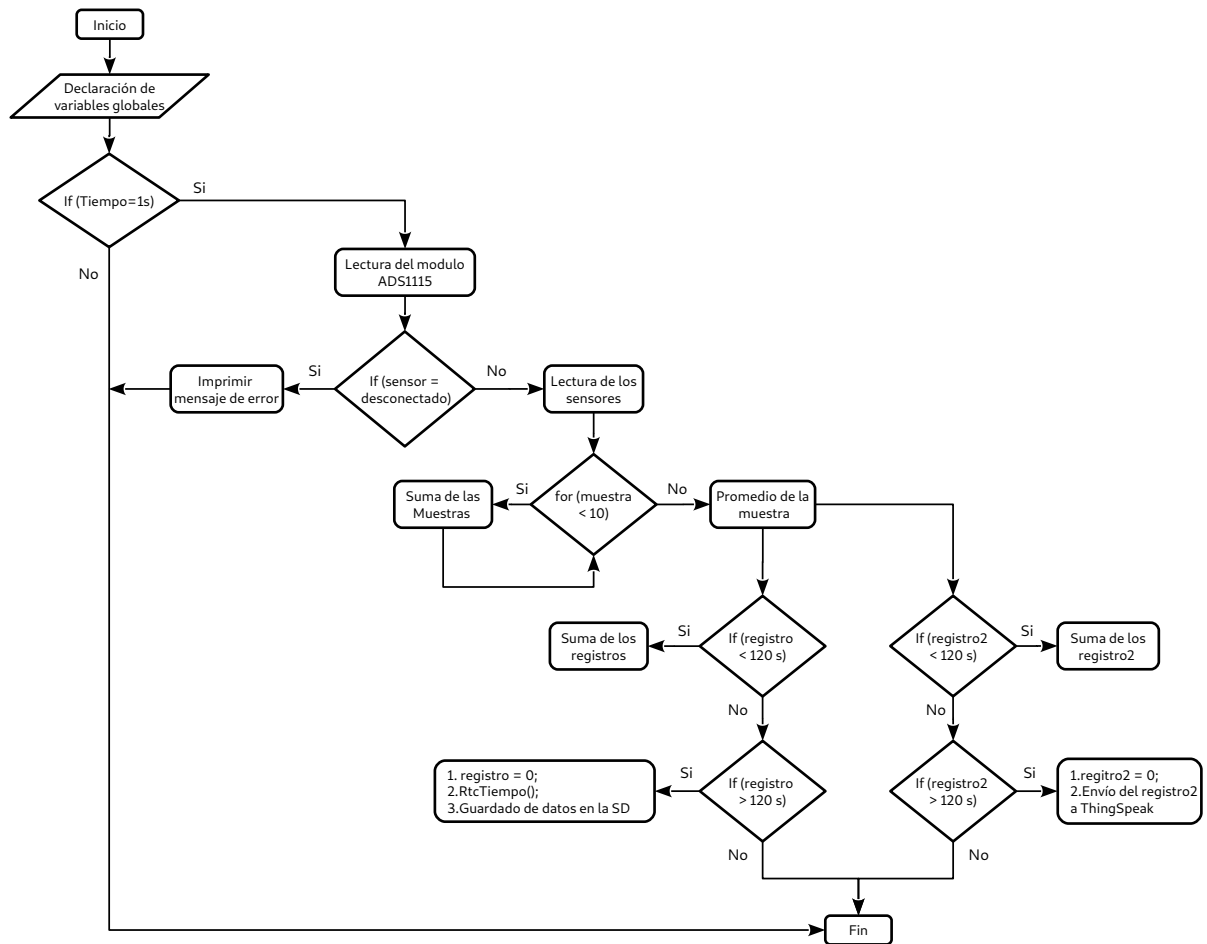


Figura C.3: Diagrama *uml* establecido para la función sensorVoltaje(0,1,2,3).

C.4. Sensor de Corriente

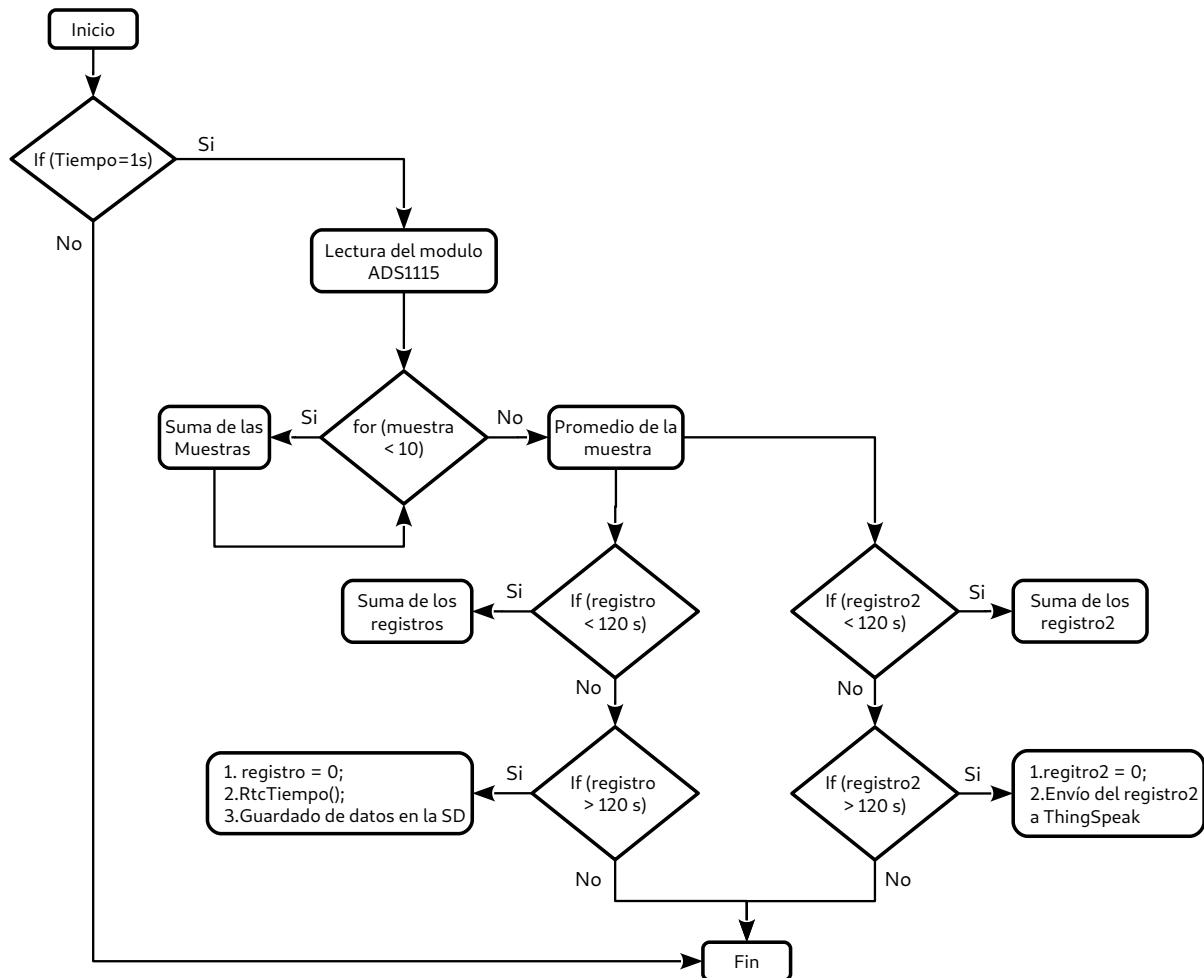


Figura C.4: Diagrama *uml* establecido para la función `sensorCorriente(0,1,2,3)`.

C.5. Base de Datos Física

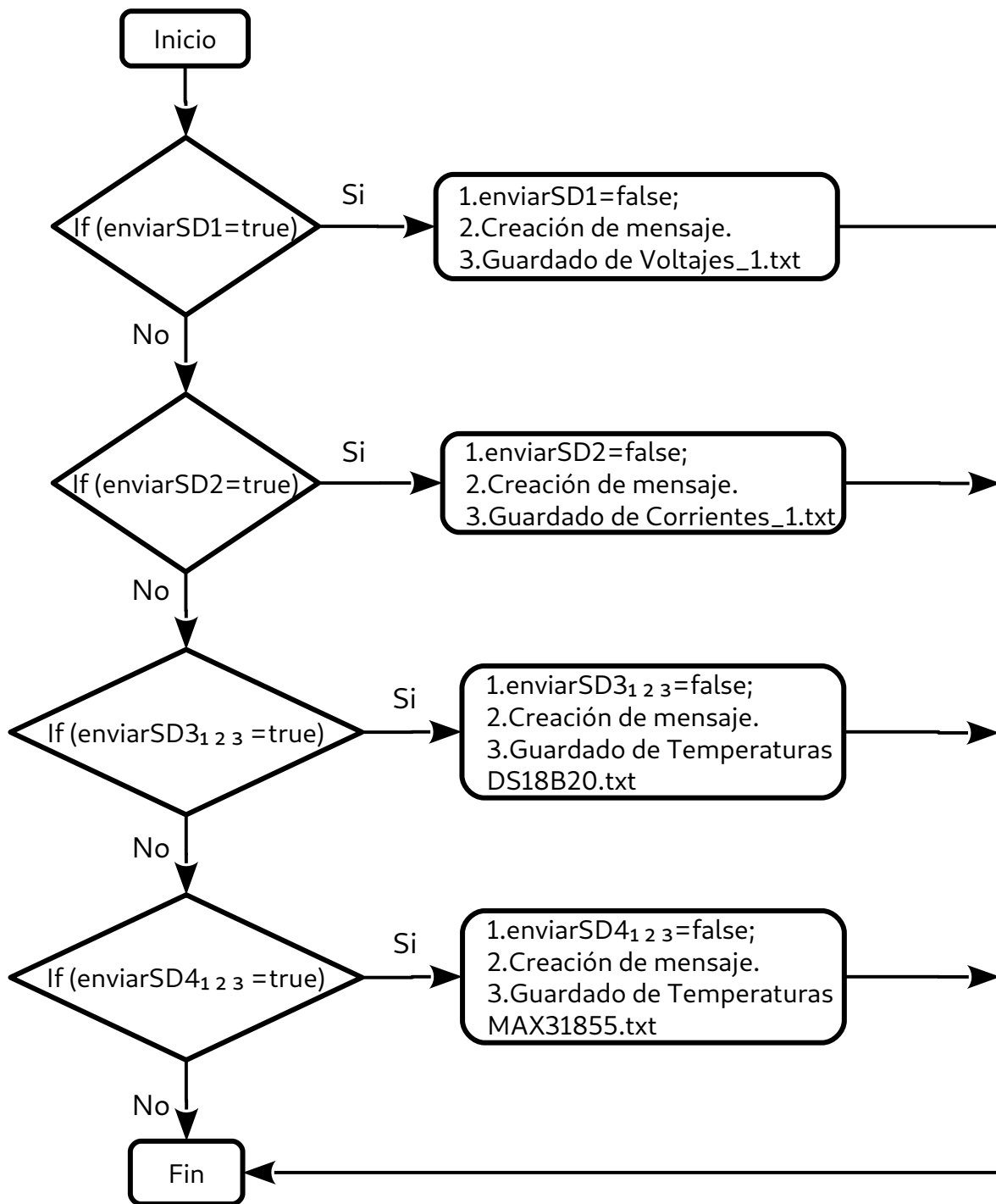


Figura C.5: Diagrama *uml* establecido para la función microSD.

C.6. Base de Datos ThingSpeak

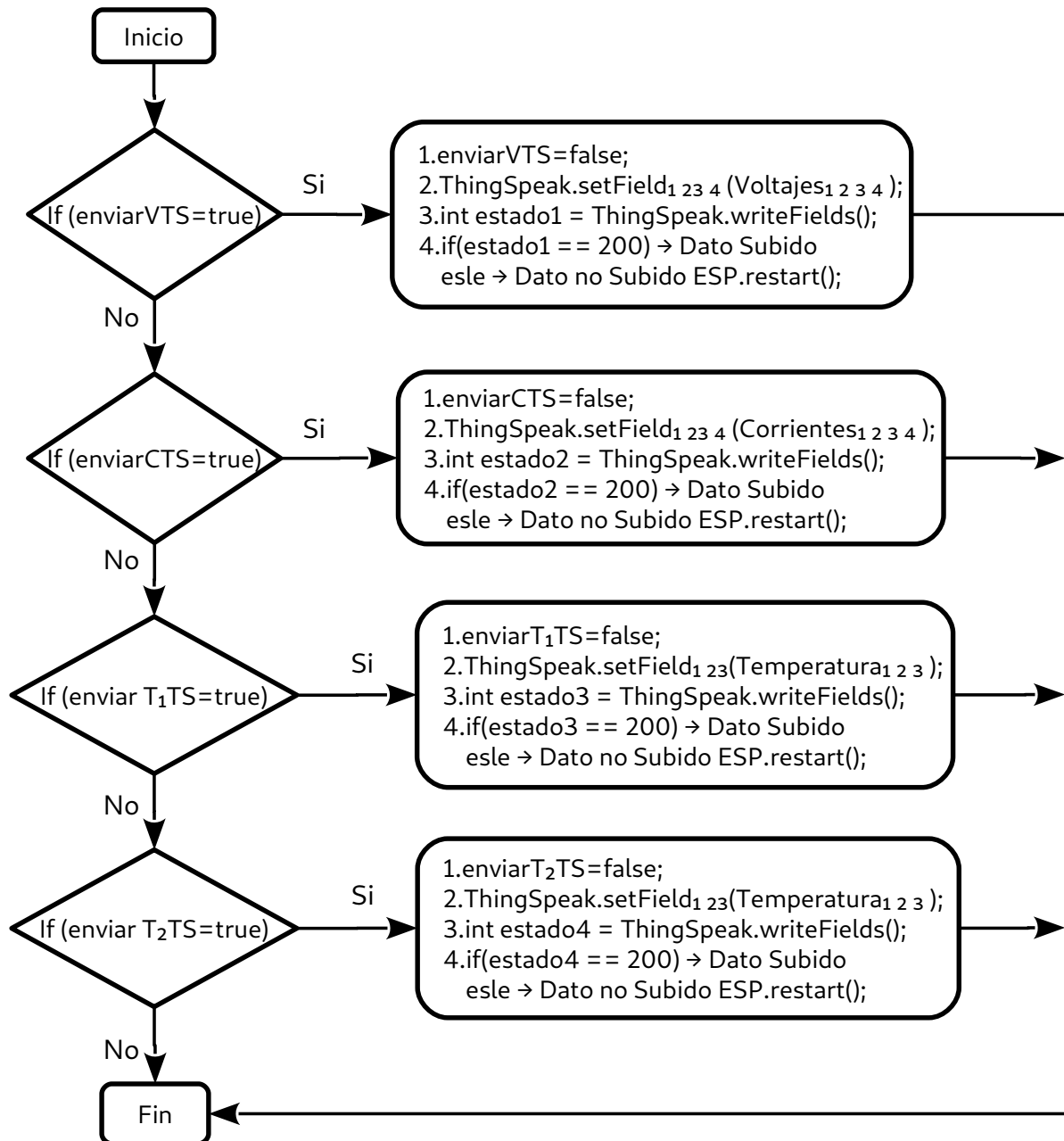


Figura C.6: Diagrama *uml* establecido para la funciones ThingSpeak.

Anexo D

Base de Datos Online

D.1. Ingreso a la Plataforma ThingSpeak

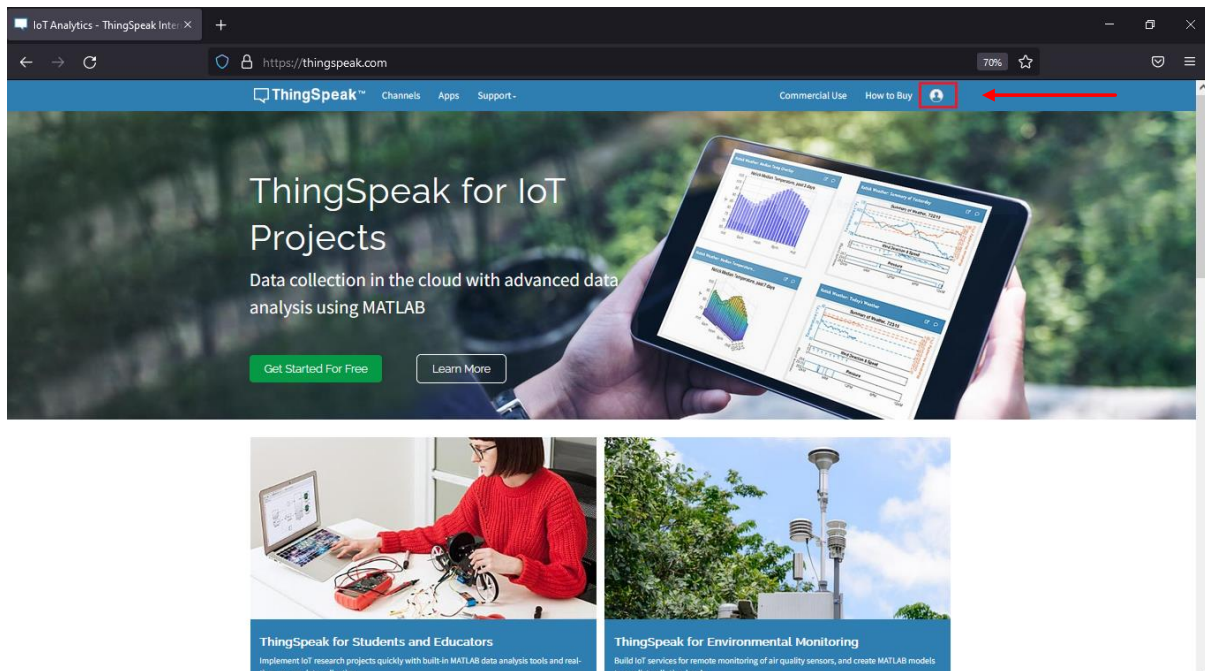


Figura D.1: Plataforma ThingSpeak.

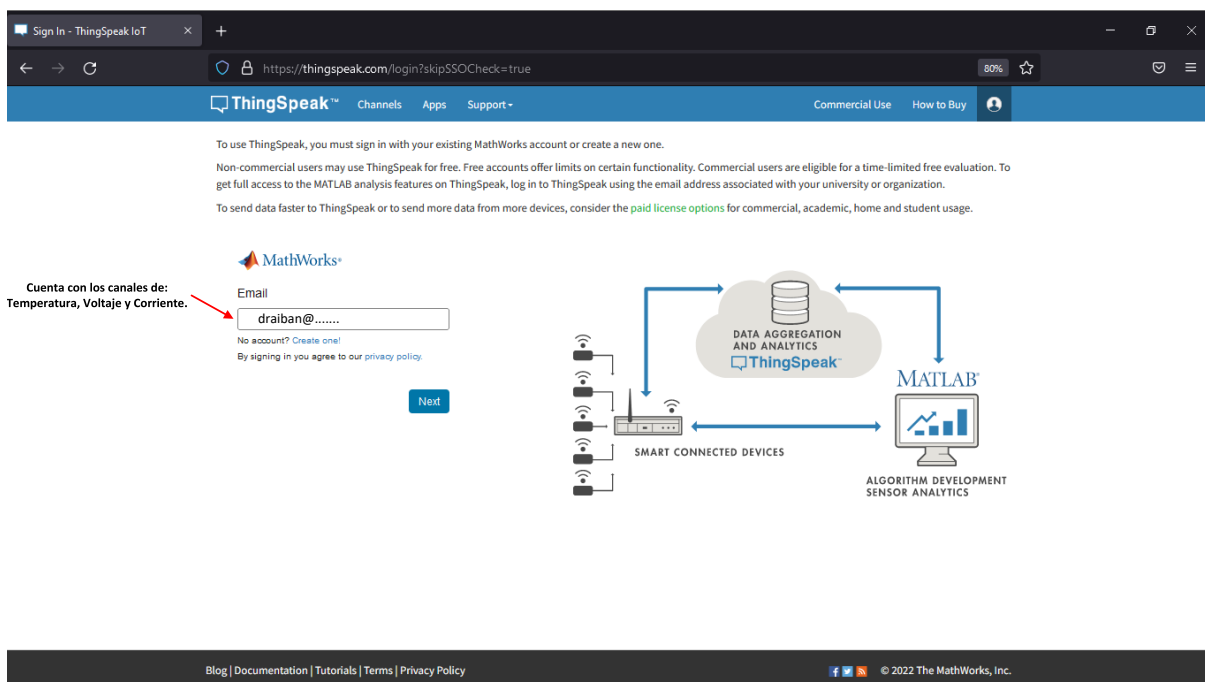


Figura D.2: Ingreso a la cuenta de ThingSpeak.

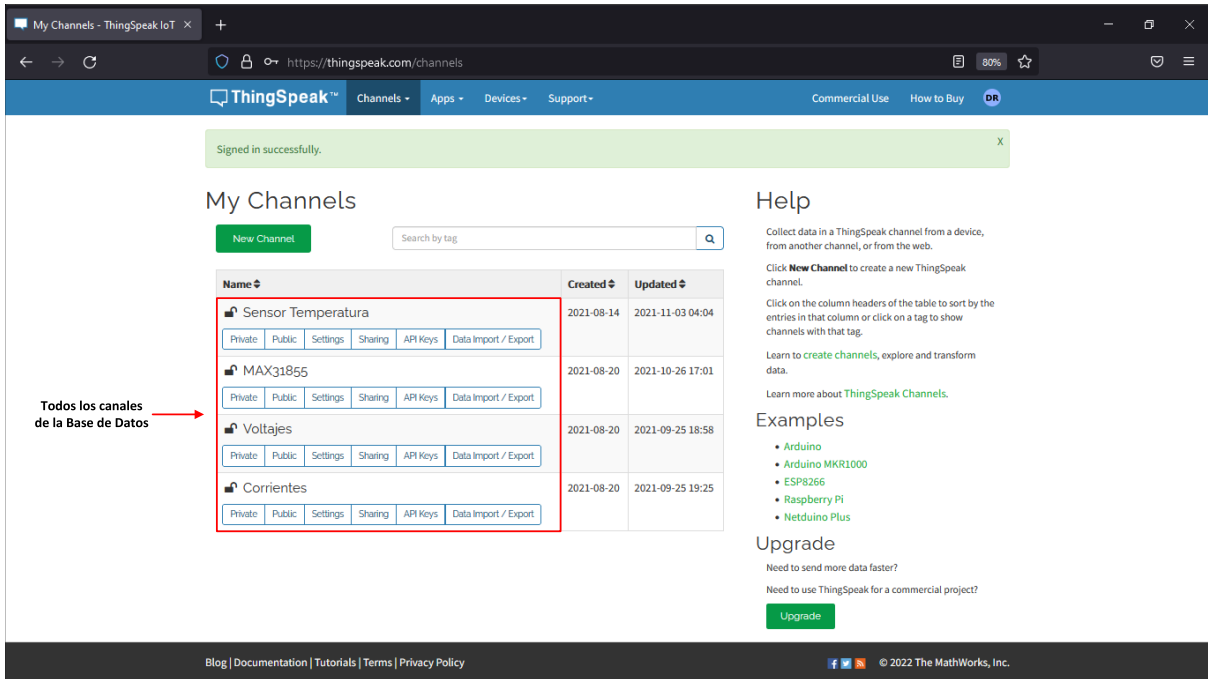


Figura D.3: Canales presentes en la base de datos.

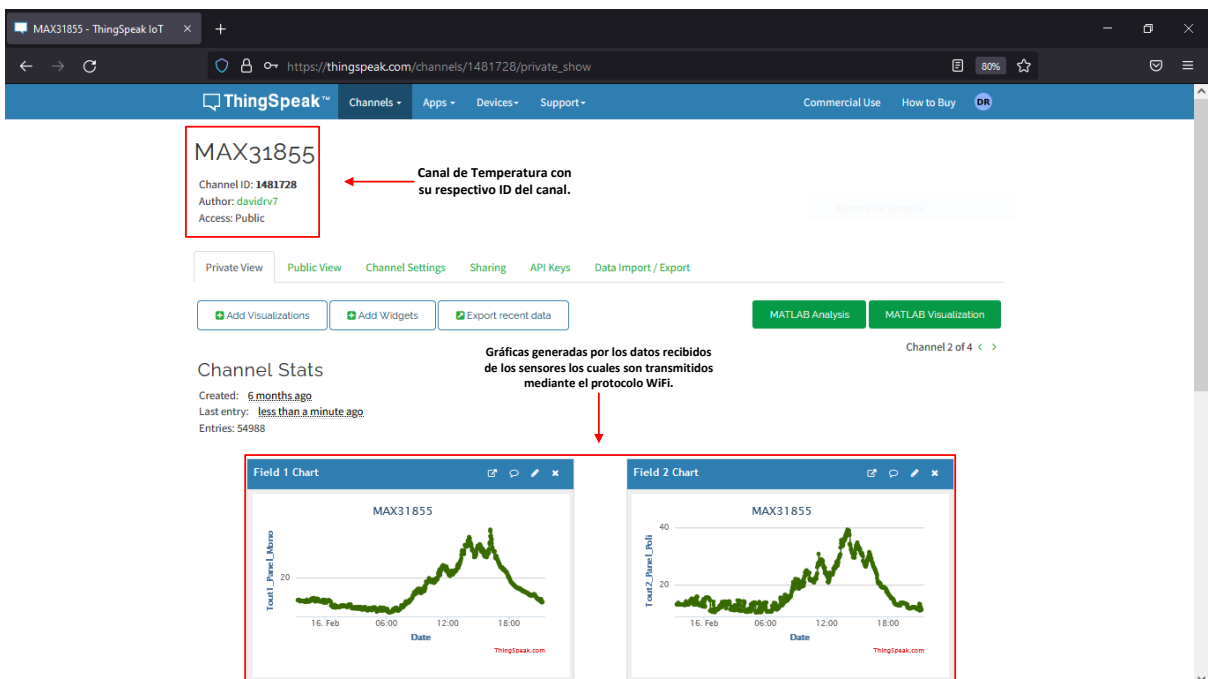


Figura D.4: Gráficas generadas por los datos de los sensores.

D.2. Acceso a la base de datos de ThingSpeak mediante Matlab

```
Editor - C:\Users\David\MATLAB Drive\TempMono.m
TempMono.m x +
1 %Establecimiento de la fecha de analisis
2 startDate = datetime('22-Oct-2021 00:00:00');
3 endDate = datetime('22-Oct-2021 23:59:59');
4
5 [Temp1,Tiempo1]=thingSpeakRead(1481728,'Fields',1,'DateRange',[startDate endDate]);
6 [Temp2,Tiempo2]=thingSpeakRead(1475637,'Fields',3,'DateRange',[startDate endDate]);
7 [Temp3,Tiempo3]=thingSpeakRead(1481728,'Fields',3,'DateRange',[startDate endDate]);
8
9
10
11
12
13
14 hold on
15 T1_PM = plot(Tiempo1,Temp1); %-->Con sensor MAX31855
16 T2_PM = plot(Tiempo2,Temp2); %-->Con sensor DS18B20
17 T3_BM = plot(Tiempo3,Temp3); %-->Con sensor MAX31855
18 T1_PM.LineWidth = 1.5;
19 T2_PM.LineWidth = 1.5;
20 T3_BM.LineWidth = 1.5;
21 ylabel('Temperaturas');
22 title('Tecnología monocristalina');
23 legend('Panel_{Termocupla}','Panel_{DS18B20}','Bateria_{Termocupla}');
24 grid on
25 hold off
```

Channel ID

Generación de las gráficas de temperatura del sistema monocristalino

Figura D.5: Obtención de los datos mediante el software Matlab.

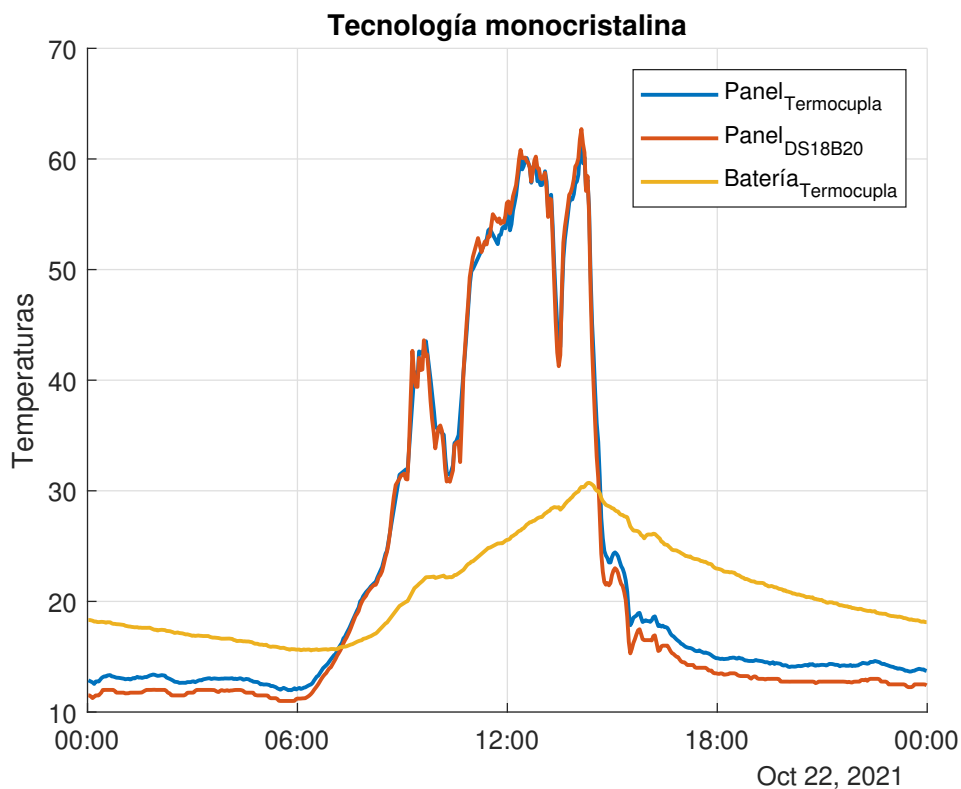


Figura D.6: Gráfica generada por la base de datos de ThingSpeak, mediante Matlab.

D.3. Reporte Final del Sistema

D.3.1. Sistema Solar Fotovoltaico

El sistema fotovoltaico se encuentra ubicado en la terraza del Edificio Guillermo Mensi, produciendo energía según la tecnología de los paneles solares que lo conforman: Policristalina es igual a 292.45 Wh, Monocristalina es igual a 316.92 Wh, tal como se observa en la figura 4.16, literal c y d respectivamente. A continuación, las características de los elementos que conforman el sistema se muestran en la tabla D.1.

Tabla D.1: Especificaciones de los Elementos del Sistema Fotovoltaico

Sistema Fotovoltaico Autonomo			
Elemento	Potencia (W)	Voltaje (V)	Marca
Paneles Monocristalinos	150	24	Simax
Paneles Policristalinos	140	24	Simax
Regulador de Carga	540	12	TriStar
Inversor	350	12	Cotek
Batería Monocristalina	100 Ah	12	
Batería Policristalina	100 Ah	12	
Timer	2750	110	

D.3.2. Sistema de Monitoreo

El sistema de monitoreo realiza un muestreo cada 1s, el tiempo de registro se divide de forma que: en la base de datos física(microSD) se almacena un dato cada 10s, tomando la media aritmética de los 10 valores obtenidos, en cambio para el caso de la base de datos Online es cada 2 minutos, de igual manera se obtiene la media aritmética de la muestra de 120 datos, y se la almacenan en ThinkSpeak. El modulo WiFi, presente en el microcontrolador ESP32 es el que realiza la migración de los datos hacia la red se encuentra anclado a la red universitaria WIFI.INVITADOS, su contraseña es manejada por el departamento de computación, y que suele ser cambiada cada cierto tiempo. Los elementos que se utilizan para el sistema de monitoreo se muestran en la tabla D.2 a continuación.

Tabla D.2: Especificaciones de los Elementos del Sistema de Monitoreo

Sistema de Monitoreo		
Elemento	Capacidad	Marca
Microcontrolador	Bluetooth y WiFi	Esp32
Sensor Temperatura 1	0 – 600 °C	Termocupla Tipo k
Sensor Temperatura 2	–30 °C a 100 °C	DS18B20
Sensor Voltaje	24 V	-
Sensor Corriente	35 A	Winson WCS1800

D.3.3. Base de Datos

Para el acceso a la base de datos Online (ThinkSpeak), en carácter de ADMINISTRADOR se requiere el usuario davidrv7, cuyo correo habilitado consta como: draiban@est.ups.edu.ec, la contraseña será entregada al departamento de energías renovables, y cabe recalcar que para mantener vigente la cuenta en esta plataforma, se requiere cambiar de una cuenta gratuita a cuanta de pago anual, con un valor de 45 dólares americanos.