UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

Escuela Técnica Superior de Edificación

**OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA Y AMBIENTAL DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA SU
INTEGRACIÓN EN LA EDIFICACIÓN**

TESIS DOCTORAL

GABRIELA VEGA GUIRACOCHA (Graduada en Edificación)

2018

Departamento de Tecnología de la Edificación

Escuela Técnica Superior de la Edificación

OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA Y AMBIENTAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA SU INTEGRACIÓN EN LA EDIFICACIÓN

AUTOR: GABRIELA VEGA GUIRACOCHA

(Graduado en Edificación)

DIRECTORES: CARLOS MORÓN FERNÁNDEZ

DANIEL FERRÁNDEZ VEGA

2018

Tribunal nombrado por el Magfco. Y Excmo. Sr. Rector de la Universidad Politécnica de Madrid, el día de de 2018

EL TRIBUNAL CALIFICADOR

Presidente:

Vocal:

Vocal:

Vocal:

Secretario:

Realizado el acto de defensa y lectura de la Tesis.

En Madrid, el día de de 2018

Calificación:

El presidente

Los vocales

El secretario

OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA Y AMBIENTAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA SU INTEGRACIÓN EN LA EDIFICACIÓN

Gabriela Vega Guiracocha
Universidad Politécnica de Madrid

Grupo de Investigación de Sensores y Actuadores de la
Universidad Politécnica de Madrid

Trabajo desarrollado para la obtención del Grado de Doctor de la Universidad
Politécnica de Madrid

Marzo del 2018

RESUMEN

A finales del siglo pasado la energía solar fotovoltaica se encontraba en su máximo apogeo. Incluso con las precarias tecnologías existentes en aquella época, la posibilidad de transformar la energía solar en energía eléctrica era un fenómeno a que ninguno dejaba indiferente. No obstante, esta tecnología fue perdiendo fuerza en detrimento de los combustibles fósiles y de otras formas de generación de energía menos respetuosas con el medio ambiente, pero que aportan mayor rendimiento.

Por suerte, el panorama mundial está cambiando, el agotamiento del petróleo y los problemas medioambientales aparejados al uso de combustibles fósiles, han favorecido el resurgir de las energías renovables, respaldadas por los gobiernos que elaboran directivas donde ya se incluye como obligatorio el uso de fuentes de energía de larga duración y no contaminantes. El sector de la edificación también se ha visto afectado por este cambio en la forma de producir energía. Desde la entrada en vigor de actual Código Técnico de la Edificación, ya recoge la obligatoriedad de aportar un porcentaje significativo de la energía generada en los edificios mediante energía solar u otras fuentes renovables. Es por ello, que cualquier esfuerzo que se realice en mejorar este tipo de instalaciones y en facilitar su integración arquitectónica, es apostar por una tecnología que seguro será la que se emplee en un futuro cercano.

En este trabajo se presenta un prototipo de una instalación aislada con la que se realizará una toma de medidas, para posteriormente hacer una comparativa con las medidas captadas con la misma instalación, pero sustituyendo el módulo fijo por un sistema de seguimiento solar.

Este sistema de seguimiento es de elaboración propia, de dos ejes, capaz de realizar movimientos en dirección cenital y acimutal posicionándose perpendicularmente a los rayos del sol durante todo el día, de forma que la radiación incide lo más directamente posible sobre la superficie del panel, incrementando su eficiencia y mejorando el rendimiento de este tipo de tecnologías. Para la lógica de control y programación de los mecanismos de movimiento se ha empleado el lenguaje de codificación de Arduino, por su sencillez y facilidad a la hora de ser manejado. Su coste reducido frente a otras tecnologías, hace que sea una herramienta puntera a la hora de realizar circuitos electrónicos. El resto de componentes son de diseño propio, tratando de optimizar el espacio y aprovechando al máximo las características del módulo fotovoltaico.

También se ha aplicado dicha instalación fotovoltaica para el desarrollo de un sistema autónomo de regadío con el que mantener la fachada vegetal instalada en dicha vivienda.

Aprovechando la incidencia del viento sobre los paneles solares, se ha estudiado la posibilidad de colocar un deflector para redirigir dicho aire e incorporarlo en el sistema de ventilación de la vivienda y su posible aplicación en fachadas ventiladas. De esta forma, nos permite una adecuada ventilación de la cámara de aire posterior y una reducción de la temperatura, además de proporcionar espacio para el cableado y las conexiones.

Palabras clave: Energía solar fotovoltaica, Seguimiento solar, integración arquitectónica,

eficiencia energética, Arduino.

ABSTRACT

At the end of the last century photovoltaic solar energy was at its peak. Even with the precarious technologies existing at that time, the possibility of transforming solar energy into electrical energy was a phenomenon that none left indifferent. However, this technology was losing strength to the detriment of fossil fuels and other forms of energy generation that are less respectful with the environment, but that provide greater performance.

Fortunately, the global landscape is changing, the depletion of oil and the environmental problems associated with the use of fossil fuels, have favored the resurgence of renewable energies, backed by governments that develop directives where use is already mandatory. of long-lasting and non-polluting energy sources.

The building sector has also been affected by this change in the way energy is produced. Since the entry into force of the current Technical Building Code, it already includes the obligation to contribute a significant percentage of the energy generated in buildings through solar energy or other renewable sources. That is why any effort that is made to improve this type of facilities and facilitate their architectural integration, is to bet on a technology that is sure to be used in the near future.

In this work a prototype of an isolated installation is presented for a measurement will be taken, to later make a comparison with the measurements taken with the same installation, but replacing the fixed module with a solar tracking system.

This tracking system is self-made, with two axes, capable of performing zenith and azimuthal movements positioned perpendicular to the sun's rays throughout the day, so that the radiation hits the surface of the panel as directly as possible, increasing its efficiency and improving the performance of this type of technologies. For the logic of control and programming of movement mechanisms, the Arduino coding language has been used, due to its simplicity and ease of handling. Its reduced cost compared to other technologies, makes it a leading tool when making electronic circuits. The rest of components are of own design, trying to optimize the space and making the most of the characteristics of the photovoltaic module.

This photovoltaic installation has also been applied for the development of an autonomous irrigation system with which to maintain the plant facade installed in said house.

Taking advantage of the incidence of wind on solar panels, the possibility of placing a deflector to redirect this air and incorporate it into the ventilation system of the house and its possible application in ventilated facades has been studied. In this way, it allows adequate ventilation of the rear air chamber and a reduction in temperature, in addition to providing space for wiring and connections.

Keywords: Photovoltaic solar energy, Solar tracking, architectural integration, energy efficiency, Arduino.

AGRADECIMIENTOS

El trabajo que supone la realización de esta tesis es un reto tanto académico como personal, ya que conlleva un trabajo arduo y lleno de dificultades, en el que de un modo u otro han contribuido personas importantes en mi vida profesional y personal.

Por ello quiero ofrecer mis mas profundos agradecimientos a:

Mi director de tesis el Dr. Carlos Morón Fernández por la confianza y el apoyo depositado en mi trabajo, además de la orientación brindada a lo largo de mi recorrido en la Escuela de Edificación, desde la realización del Master en Ciencia y Tecnología en Edificación.

A mi codirector, el Dr. Daniel Ferrández Vega, por el aporte invaluable no solo en la realización de esta tesis, sino también por sus consejos e ideas, además de su disponibilidad y paciencia que han sido una pieza fundamental para realización de el buen trabajo que hemos realizado juntos, gracias a esto me llevo una gran amistad.

Al personal del laboratorio de Materiales de Construcción de la ETSEM, por haberme permitido hacer uso de las instalaciones, y por el tiempo prestado cuando la ocasión lo amerita.

Al la institución Salesianos de Carabanchel, ya que tanto sus profesores, como alumnos del ciclo formativo de grado superior de Eficiencia Energética y Energía Solar Térmica, me han aportado sus conocimientos y me han facilitado el acceso a las instalaciones necesarias para realizar este trabajo.

A mis Padres y hermana por el constante apoyo moral que me han brindado en todo momento que me han dado las fuerzas necesarias para continuar y por estar presente en los momentos más importantes de mi vida.

A mi esposo, por su comprensión, paciencia y apoyo incondicional que me han permitido culminar este trabajo con éxito.

A toda mi familia, entre ellos mi suegra, tíos y primos que dentro de sus posibilidades han podido aportarme ese granito de arena para que yo pueda cumplir mis metas.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	21
1.1. OBJETIVOS	30
1.2. METODOLOGÍA	30
2. ESTADO ACTUAL DEL CONCOMIMIENTO	32
2.1. ENERGÍA SOLAR	32
2.1.1. El movimiento del sol	32
2.1.1.1. Coordenadas solares	34
2.1.1.2. Cartas solares	36
2.1.1.2.1. Carta solar Fisher	36
2.1.1.2.2. Carta solar Fisher-Mattioni	37
2.1.1.2.3. El diagrama gnómico	38
2.1.1.2.4. Carta solar estereográfica	39
2.1.1.2.5. Carta solar de Ruiz Aizpiri	40
2.1.2. Distribución de la radiación solar	41
2.1.2.1. Irradiancia solar	41
2.1.2.2. Elementos de medida de la radiación solar	43
2.1.2.2.1. Piranómetro	43
2.1.2.2.2. Pirheliómetro	44
2.1.2.2.3. Pirgeómetro	44
2.1.2.2.4. Heliógrafo	45
2.1.2.2.5. Fotómetro	46
2.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	46
2.2.1. Principio del funcionamiento	47
2.2.2. Tipos de células	48
2.2.2.1. Silicio monocristalino	48
2.2.2.2. Silicio policristalino	49
2.2.2.3. Silicio amorfo y capa fina	50
2.2.2.4. Arseniuro de galio	50

2.2.2.5. Teluro de cadmio	51
2.2.2.6. Diseleniuro de cobre	51
2.2.2.7. Otras tecnologías	51
2.2.3. Tipos de instalaciones fotovoltaicas	52
2.2.3.1. Instalación fotovoltaica aislada	52
2.2.3.1.1. Características y aplicaciones de una instalación aislada	52
2.2.3.1.2. Elementos de la instalación fotovoltaica aislada	53
2.2.3.2. Instalación fotovoltaica conectada a red	58
2.2.3.2.1. Características y aplicaciones	58
2.2.3.2.2. Elementos de instalación fotovoltaica conectada a red	59
2.2.4. Integración de módulos fotovoltaicos en la edificación	62
2.2.4.1. Grados de integración	63
2.2.4.1.1. Nula	63
2.2.4.1.2. Media	65
2.2.4.1.3. Alta	65
2.2.5. Normativa aplicada a las instalaciones de energía solar fotovoltaica en España.	66
2.2.5.1. Código Técnico de la Edificación.	66
2.2.5.1.1. Exigencia básica HE 5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.	67
2.2.5.2. Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (R.E.B.T)	70
2.2.5.3. Pliego de condiciones técnicas para instalaciones aisladas publicado por el IDAE.	71
2.2.5.4. Normas AENOR	71
2.2.5.4.1. Elementos fotovoltaicos	71
2.2.5.4.2. Acondicionadores de potencia	72
2.2.5.4.3. Protección	73
2.2.5.4.4. Diseño	73
2.2.5.4.5. General	73
2.2.5.4.6. Otros	73
2.2.5.5. NORMAS IEC	73
2.2.5.5.1. Dispositivos fotovoltaicos	73
2.2.5.5.2. Acumuladores	74

2.2.5.5.3. Acondicionadores de potencia	74
2.2.5.5.4. Protección	75
2.2.5.5.5. Diseño	75
2.2.5.5.6. General	75
2.2.5.5.7. Otros	75
2.3. EL EFECTO VELA Y SU PROBLEMÁTICA EN LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.	76
2.4. SEGUIMIENTO SOLAR	78
2.4.1. Clasificación de los seguidores solares	78
2.4.2. Seguidores solares según su grado de libertad	79
2.4.2.1. En un eje único	79
2.4.2.1.1. En un eje polar	80
2.4.2.1.2. En un eje acimutal	80
2.4.2.2. En doble eje	80
2.4.2.2.1. Doble eje horizontal	81
2.4.2.2.2. Azimut – Latitud	82
2.4.3. Seguidores solares según su estrategia de control	82
2.4.3.1. Seguidores de bucle cerrado	83
2.4.3.2. Seguidores de bucle abierto	84
2.4.4. Seguidores solares según su método de seguimiento	85
2.4.4.1. Seguidores pasivos	85
2.4.4.1.1. Ventajas en inconvenientes	88
2.4.4.2. Seguidores activos	89
2.4.4.2.1. Microprocesador y sensores electroópticos	89
2.4.4.2.2. Fecha y hora	91
2.4.4.2.3. Células bifaciales auxiliares	92
2.4.4.2.4. Combinación de sensor y fecha/hora	93
2.4.5. Seguimiento solar y monitorización de paneles fotovoltaicos.	94
2.4.6. Tipos de sensores empleados para el seguimiento solar	100
2.4.6.1. Sensores fotoeléctricos	100
2.4.6.1.1. Sensores por barrera de luz	100

2.4.6.1.2. Sensor de reflexión sobre espejo	101
2.4.6.1.3. Sensor de reflexión sobre objeto	101
2.4.6.1.4. Sensor de fibra óptica	102
2.4.6.2. Sensores de Luz	103
2.4.6.2.1. LDR	103
2.4.6.2.2. Fotodiodo	104
2.4.6.2.3. Fototransistor	105
2.4.7. Sistemas de control, motores, plataformas de sustentación, procesadores.	106
2.4.7.1. Controladores	106
2.4.7.2. PC Convencional	106
2.4.7.3. PLC	106
2.4.7.4. Paneles de relés	107
2.4.8. Microcontroladores	107
2.4.8.1.1. Fabricantes de microcontroladores	107
2.4.8.1.2. Plataformas de desarrollo	109
2.4.9. Análisis de los beneficios de usar seguimiento solar frente a instalaciones fotovoltaicas fijas.	113
2.4.10. Eficiencia energética en los edificios	114
3. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA	116
3.1. ESTUDIO SOLAR DE LA ZONA	116
3.2. COMPROBACIÓN DEL ESTADO DE LOS PANELES	118
3.2.1. Aplicación de la termografía infrarroja para la inspección de paneles solares fotovoltaicos.	118
3.2.2. Estudio real de los paneles	119
3.2.2.1. Elementos utilizados en la inspección	119
3.2.2.1.1. Cámara Termográfica	119
3.2.2.1.2. Prototipo inicial básico de una instalación fotovoltaica	120
3.2.2.1.3. Medidor de ángulos digital	120
3.2.2.2. Designación de los paneles	120
3.2.2.2.1. Tipo 1. Panel ISOFOTÓN I-10	121
3.2.2.2.2. Tipo 2. Panel ISOFOTÓN IS-10	122

3.2.2.2.3. Tipo 3. Panel SHELL POWERMAX ULTRA 155-C	123
3.2.2.3. Inspección de los paneles	124
3.3. COMPONENTES DEL SISTEMA	126
3.3.1. Módulo fotovoltaico	126
3.3.2. Regulador	127
3.3.3. Interruptor Magnetotérmico	127
3.3.4. Batería	128
3.3.5. Fusible	128
3.3.6. Carga	129
3.4. MONTAJE DEL PROTOTIPO DE INSTALACIÓN AISLADA	129
3.5. MODO EN QUE SE REALIZA EL ENSAYO CON EL PROTOTIPO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA.	130
4. APLICACIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA EL RIEGO DE UNA FACHADA AJARDINADA.	131
4.1. DIMENSIONADO DEL DEPÓSITO	131
4.1.1. Agua necesaria	132
4.2. CÁLCULO DE POTENCIA DE LA BOMBA Y NÚMERO DE PANELES	133
4.2.1. Presión mínima	133
4.2.2. Presión máxima	134
4.2.3. Potencia de la bomba con un rendimiento del 80%	134
4.2.4. Caudal	134
4.2.5. Número de bombas necesario	135
4.2.6. Energía de la bomba (E_B)	135
4.2.7. Energía de los paneles (E_P)	136
4.2.8. Número de los paneles (N_P)	136
4.3. CÁLCULO DE BATERÍAS	137
4.3.1. Capacidad de los acumuladores	137
4.3.2. Capacidad de una batería	137
4.4. DIMENSIONADO DE LOS SISTEMAS DE EVACUACIÓN DE AGUA EN CUBIERTA	137
4.4.1. Bajante de pluviales	138

4.4.2. Canalones	138
4.4.3. Arqueta	139
5. APLICACIÓN DE UN DEFLECTOR DE EFECTO VELA PARA EL APROVECHAMIENTO DEL AIRE EN SISTEMAS DE VENTILACIÓN NATURAL.	140
5.1. COMPONENTES DEL SISTEMA	141
5.2. PRINCIPIO DEL FUNCIONAMIENTO	141
5.3. SIMULACIÓN DEL PROTOTIPO	143
6. APLICACIÓN DE UN SEGUIDOR SOLAR EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.	146
6.1. DESCRIPCIÓN DE LOS MATERIALES Y COMPONENTES EMPLEADOS.	146
6.1.1. Componentes Electrónicos	146
6.1.1.1. Autómata de control	146
6.1.1.2. Controlador del motor de rotación	147
6.1.1.3. Controlador del motor de inclinación	147
6.1.1.4. Sensor de Luz	148
6.1.1.5. Módulo fotovoltaico	148
6.1.2. Componentes Mecánicos y demás componentes	149
6.1.2.1. Motor de rotación	149
6.1.2.2. Motor de inclinación	149
6.1.2.3. Baterías	149
6.1.2.4. Estructura metálica	150
6.2. DIMENSIONADO DE ELEMENTOS QUE COMPONEN EL SISTEMA	150
6.2.1. Actuador lineal	150
6.2.1.1. Acciones que ejercen efecto sobre el actuador lineal.	150
6.2.1.1.1. Acciones permanentes	150
6.2.1.1.2. Acciones variables	151
6.2.1.2. Cálculo del actuador lineal	154
6.2.2. Motor paso a paso	155
6.2.2.1. Consideraciones sobre los elementos que conforman el movimiento azimutal.	156
6.2.2.1.1. Elementos de fricción de la plataforma	156
6.2.2.1.2. Ejes	156

6.2.2.1.3. Plataforma de sustentación	156
6.2.2.1.4. Motor paso a paso	156
6.2.2.2. Cargas y dimensionado del motor paso a paso	157
6.2.2.2.1. Peso propio madera plataforma circular	157
6.2.2.2.2. Otros elementos	158
6.2.2.2.3. Esquema de cargas y dimensionado	158
6.3. DISEÑO DEL BLOQUE DE SENSORES. ESQUEMAS DE CONEXIONADO.	159
6.3.1. Circuito	159
6.3.2. Elementos adicionales	160
6.3.2.1. Amplificador Operacional	160
6.3.2.2. Potenciómetro	160
6.4. DISEÑO DEL SISTEMA EXPERIMENTAL.	161
6.4.1. Diseño en 2D	161
6.4.2. Diseño en 3D	162
6.5. PRUEBAS EXPERIMENTALES Y DE CALIBRACIÓN INICIAL.	162
6.5.1. Simulación del prototipo	162
6.5.2. Resultado de la simulación	164
6.6. CABLEADO ENTRE LOS COMPONENTES DEL PROTOTIPO	165
6.6.1. Cableado del bloque de sensores	165
6.6.2. Cableado del actuador lineal	166
6.6.3. Cableado del motor paso a paso	167
6.7. FLUJOGRAMAS DE CONTROL Y DIAGRAMAS DE BLOQUES	168
6.8. CONSTRUCCIÓN DEL PROTOTIPO	170
6.9. PRESUPUESTO DEL PROTOTIPO	171
7. RESULTADOS	173
7.1. DATOS OBTENIDOS CON EL PROTOTIPO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON SISTEMA FIJO	173
7.2. DATOS OBTENIDOS CON EL PROTOTIPO DE SEGUIDOR SOLAR FOTOVOLTAICO	174
7.3. COMPARACIÓN ENTRE LOS DATOS OBTENIDOS CON EL SISTEMA FIJO Y LOS OBTENIDOS CON EL SEGUIDOR SOLAR FOTOVOLTAICO.	175

7.4. RESULTADOS OBTENIDOS DEL SISTEMA DE RIEGO SOLAR FOTOVOLTAICO PARA FACHADA AJARDINADA.	176
7.5. RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS SIMULACIONES DEL DEFLECTOR DE EFECTO VELA	178
7.5.1. Simulaciones de la presión en la cara trasera del panel	178
7.5.2. Simulaciones de la velocidad del viento	181
7.5.3. Discusión de los resultados.	183
8. CONCLUSIONES	184
9. FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	185
10. ANEXOS	186
10.1. ANEXO 1. TABLA DE DATOS RECOGIDOS CON LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FIJA Y EL SEGUIDOR SOLAR.	187
10.1.1. Enero	187
10.1.2. Febrero	188
10.1.3. Marzo	189
10.1.4. Abril	190
10.1.5. Mayo	191
10.2. ANEXO 2. VISTAS EN 2D DE LOS COMPONENTES DEL SEGUIDOR SOLAR FOTOVOLTAICO.	192
10.2.1. Dimensiones de la placa Arduino UNO	192
10.2.2. Dimensiones del driver DM 542-a	193
10.2.3. Dimensiones del Motor NEMA 23HS9430	194
10.2.4. Dimensiones del actuador lineal	195
10.2.5. Dimensiones del Módulo de Relé Doble	196
10.2.6. Dimensiones del fotodiodo BPW34	197
10.3. ANEXO 3. VISTAS EN 3D DE LOS COMPONENTES DEL SEGUIDOR SOLAR FOTOVOLTAICO.	198
10.3.1. Planta del seguidor solar fotovoltaico	198
10.3.2. Perfil del seguidor solar fotovoltaico	199
10.3.3. Planta y perfil del diseño del bloque de sensores	200
10.3.4. Detalle de elementos electrónicos	201

10.3.5. Despiece 3D de placa Arduino	202
10.3.6. Despiece 3D de Driver DM 542-a	203
10.3.7. Despiece 3D de Módulo de Relé Doble	204
10.3.8. Despiece 3D de Motor NEMA 23HS9430	205
10.3.9. Despiece 3D de Actuador Lineal	206
10.3.10. Despiece 3D del Fotodiodo BPW34	207
10.4. ANEXO 4. CABLEADO DEL PROTOTIPO.	208
10.5. ANEXO 5. PROGRAMACIÓN DEL SEGUIDOR SOLAR FOTOVOLTAICO.	209
11. BIBLIOGRAFÍA	213

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 ÓRBITA DESCRITA POR LA TIERRA ALREDEDOR DEL SOL.	33
FIGURA 2.2 EJE DE INCLINACIÓN DE LA TIERRA.	33
FIGURA 2.3 MOVIMIENTO DEL SOL CON RESPECTO A LA TIERRA.	34
FIGURA 2.4 POSICIÓN DEL SOL FRENTE A SUPERFICIES HORIZONTALES.	35
FIGURA 2.5 CARTA SOLAR FISHER PARA SOLSTICIOS Y EQUINOCIOS.	37
FIGURA 2.6 CARTA SOLAR FISHER-MATTIONI PARA UNA LATITUD DE 40°N Y EL SOLSTICIO DE VERANO.	37
FIGURA 2.7 CARTA SOLAR CILÍNDRICA PARA UNA LATITUD DE 40°N.	38
FIGURA 2.8 DIAGRAMA GNÓMICO PARA LATITUDES 0,00° Y 23°27'.	39
FIGURA 2.9 CARTAS SOLARES ESTEREOGRÁFICA PARA LATITUDES 0,00° Y 23°27'.	40
FIGURA 2.10 CARTAS SOLARES DE RUIZ AZPIRI PARA LATITUDES 0,00° Y 23°27'.	40
FIGURA 2.11 PIRANÓMETRO	44
FIGURA 2.12 PIRHELIÓMETRO	44
FIGURA 2.13 PIRGEÓMETRO	45
FIGURA 2.14 HELIÓGRAFO CAMPBELL-STOKES	45
FIGURA 2.15 FOTÓMETRO	46
FIGURA 2.16 ESTRUCTURA DE LA UNIÓN PN (CENIFER, 2006)	48
FIGURA 2.17 CÉLULA MONOCRISTALINA	49
FIGURA 2.18 CÉLULA POLICRISTALINA	49
FIGURA 2.19 CÉLULA SILICIO AMORFO	50
FIGURA 2.20 TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN CON CÉLULAS DE ARSENIURO DE GALIO	51
FIGURA 2.21 PANEL SOLAR TÁNDEM.	52
FIGURA 2.22 ESQUEMA DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA.	54
FIGURA 2.23 NÚMERO DE CICLOS VS PROFUNDIDAD DE DESCARGA A 20°C.	56
FIGURA 2.24 ESQUEMA DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED.	59

FIGURA 2.25 ANÁLISIS PREVIO PARA LA INCORPORACIÓN DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA A UN EDIFICIO.	63
FIGURA 2.26 EJEMPLO DE INTEGRACIÓN NULA EN CUBIERTA PLANA.	63
FIGURA 2.27 EJEMPLO DE INTEGRACIÓN NULA EN FACHADA	64
FIGURA 2.28 EJEMPLO DE INTEGRACIÓN MEDIA EN FACHADA	64
FIGURA 2.29 EJEMPLO DE INTEGRACIÓN MEDIA EN FACHADA	65
FIGURA 2.30 EJEMPLO DE INTEGRACIÓN ALTA EN FACHADA.	65
FIGURA 2.31 EJEMPLO DE INTEGRACIÓN ALTA EN CUBIERTA.	66
FIGURA 2.32 VARIACIÓN DE LA SUPERFICIE ENFRENTADA A LA FUERZA DEL VIENTO SEGÚN LA DIRECCIÓN PREDOMINANTE DEL VIENTO.	76
FIGURA 2.33 EFECTO DEL VIENTO SOBRE UN PANEL FOTOVOLTAICO. (A) VIENTO INCIDIENDO EN LA PARTE TRASERA DEL CAPTADOR GENERANDO EFECTO VELA, (B) VIENTO A FAVOR DEL ANCLADO DEL PANEL.	77
FIGURA 2.34 SEGUIDOR SOLAR DE EJE ÚNICO ACIMUTAL (BALAM TAMAYO, 2011).	80
FIGURA 2.35 SEGUIDOR SOLAR DE EJE ÚNICO ACIMUTAL (BALAM TAMAYO, 2011).	80
FIGURA 2.36 SEGUIDOR SOLAR HORIZONTAL DE DOBLE EJE (BALAM TAMAYO, 2011).	82
FIGURA 2.37 SEGUIDOR SOLAR DE DOBLE EJE. (A) MONTURA AZIMUT-LATITUD, (B) AZIMUT-LATITUD, ELEVADO (BALAM TAMAYO, 2011).	82
FIGURA 2.38 DIAGRAMA GENERAL DE CONFIGURACIÓN DE SEGUIDOR FOTOVOLTAICO DE BUCLE CERRADO (NSENGIYUMVA, GUO CHEN, HU, & CHEN, 2017)	83
FIGURA 2.39 DIAGRAMA GENERAL DE CONFIGURACIÓN DE SEGUIDOR FOTOVOLTAICO DE BUCLE ABIERTO (NSENGIYUMVA, GUO CHEN, HU, & CHEN, 2017)	84
FIGURA 2.40 SEGUIDOR SOLAR PASIVO QUE UTILIZA DOS TUBOS CILÍNDRICOS IDÉNTICOS LLENOS DE UN FLUIDO BAJO PRESIÓN PARCIAL (CLIFFORD & EASTWOOD, 2004).	86

FIGURA 2.41 SISTEMA DE SEGUIMIENTO UTILIZA DOS RECEPTORES IDÉNTICOS, CONECTADOS POR TUBO, LLENOS DE LÍQUIDO BAJO PRESIÓN (CASTAÑEDA, 2011).	87
FIGURA 2.42 ESQUEMA DE SEGUIDOR TERRESTRE BIFACIAL (POULEK & LIBRA, A VERY SIMPLE SOLAR TRACKER FOR SPACE AND TERRESTRIAL APPLICATIONS, 2000).	93
FIGURA 2.43 POSICIONES DE LA TIERRA EN LAS DIFERENTES ESTACIONES EN EL PLANO DE LA ECLÍPTICA.	95
FIGURA 2.44 ESPECTRO ELECTROMAGNÉTICO DE RADIACIÓN SOLAR.	96
FIGURA 2.45 NIVELES DE IRRADIANCIA EN MADRID. FUENTE: CIEMAT.	97
FIGURA 2.46 SISTEMA DE REPRESENTACIÓN DE COORDENADAS ESFÉRICAS.	99
FIGURA 2.47 CONTROL EN LAZO CERRADO.	100
FIGURA 2.48 SENSOR POR BARRERA DE LUZ (KEYENCE, 2017)	101
FIGURA 2.49 SENSOR DE REFLEXIÓN POR ESPEJO (KEYENCE, 2017)	101
FIGURA 2.50 SENSOR DE REFLEXIÓN SOBRE OBJETO (KEYENCE, 2017)	102
FIGURA 2.51 SENSOR DE FIBRA OPTICA (KEYENCE, 2017)	102
FIGURA 2.52 RESISTENCIA DEPENDIENTE DE LUZ O LDR. (A) IMAGEN REAL, (B) SÍMBOLO ELECTRÓNICO	103
FIGURA 2.53 EJEMPLOS DE FOTODIODOS. (A) IMAGEN REAL, (B) SÍMBOLO ELECTRÓNICO DE FOTODIODO	104
FIGURA 2.54 FOTOTRANSISTOR BPW76A. (A) IMAGEN REAL, (B) SÍMBOLO ELECTRÓNICO DE FOTOTRANSISTOR	105
FIGURA 2.55 MICROPROCESADOR ATMEGA 328	108
FIGURA 2.56 MICROCONTROLADOR PIC18F24K22	108
FIGURA 2.57 ENTORNO DE PROGRAMACIÓN MPLAB-IDE DE MICROCHIP.	110
FIGURA 2.59 ENTORNO DE PROGRAMACIÓN DE ARDUINO	112
FIGURA 2.60 CALIFICACIÓN ENERGÉTICA	114
FIGURA 3.1 POTENCIAL FOTOVOLTAICO EN EUROPA.	116
FIGURA 3.3 INCLINACIÓN ÓPTIMA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	117
FIGURA 3.2 IRRADIANCIA GLOBAL Y POTENCIAL ELÉCTRICO EN ESPAÑA	117
FIGURA 3.4 CARTA SOLAR JUNIO-DICIEMBRE.	118

FIGURA 3.5 CÁMARA TERMOGRÁFICA FLUKE TI90.	119
FIGURA 3.6 PROTOTIPO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INICIAL.	120
FIGURA 3.7 MEDIDOR DE ÁNGULOS DIGITAL.	120
FIGURA 3.8 TERMOGRAFÍA PANEL PP1 FOTOVOLTAICO SIN SIGNOS DE AVERÍA.	124
FIGURA 3.9 IMAGEN REAL DEL PP1 FOTOVOLTAICO SIN SIGNOS DE AVERÍA.	124
FIGURA 3.10 TERMOGRAFÍA 3D PANEL PP1 FOTOVOLTAICO SIN SIGNOS DE AVERÍA.	124
FIGURA 3.11 TERMOGRAFÍA PANEL PP3 FOTOVOLTAICO CON SIGNOS DE AVERÍA.	125
FIGURA 3.12 IMAGEN REAL DEL PP3 FOTOVOLTAICO SIN SIGNOS DE AVERÍA.	125
FIGURA 3.13 TERMOGRAFÍA 3D PANEL PP3 FOTOVOLTAICO CON SIGNOS DE AVERÍA.	125
FIGURA 3.14 PANEL ISOFOTON I-10	127
FIGURA 3.15 PANEL ISOFOTON I-10	127
FIGURA 3.16 INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO IC60N.	128
FIGURA 3.17 BATERÍA VICTRON ENERGY DE 12V	128
FIGURA 3.18 FUSIBLE ACCFUS0013.	128
FIGURA 3.19 BOMBILLA INCANDESCENTE DE 40W.	129
FIGURA 3.20 ESQUEMA DE PROTOTIPO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	129
FIGURA 3.21 INSTALACIÓN REAL DE PROTOTIPO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	130
FIGURA 4.1 DISTRIBUCIÓN DE CANALONES EN CUBIERTA.	139
FIGURA 5.1 ELEMENTOS DE ANCLAJE PRESENTES EN LAS ESTRUCTURAS DEL SOPORTE.	141
FIGURA 5.2 ESQUEMA SIMPLIFICADO DEL PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.	142
FIGURA 5.3 DISEÑO 3D DEL SISTEMA ANTI EFECTO VELA ELABORADO PARA LAS SIMULACIONES.	143
FIGURA 5.4 EJEMPLO DE MALLADO EMPLEADO EN LA SIMULACIÓN.	144
FIGURA 5.5 ROSA DE LOS VIENTOS. (A) VELOCIDADES; (B) FRECUENCIAS.	145
FIGURA 6.1 PLACA ARDUINO UNO R3	146

FIGURA 6.2 DRIVER DM542-A	147
FIGURA 6.3 MÓDULO DE RELÉ DOBLE	147
FIGURA 6.4 FOTODIODO BPW34	148
FIGURA 6.5 PANEL ISOFOTON I-10	148
FIGURA 6.6 MOTOR PASO A PASO NEMA 23HS9430	149
FIGURA 6.7 ACTUADOR LINEAL LA-10	149
FIGURA 6.8 BATERÍA VICTRON ENERGY DE 12V	150
FIGURA 6.9 VALORES DEL COEFICIENTE DE EXPOSICIÓN SEGÚN CTE. MARCADO PARA NUESTRO SEGUIDOR SOLAR FOTOVOLTAICO.	152
FIGURA 6.10 COEFICIENTE EÓLICO EN EDIFICIOS DE PISOS SEGÚN CTE.	152
FIGURA 6.11 ESFUERZOS A VENCER EN EL MOVIMIENTO CENITAL. PROTOTIPO REAL Y DIAGRAMA DE CUERPO LIBRE EMPLEADO.	154
FIGURA 6.12 POSICIONES DEL MOTOR PASO A PASO UNIPOLAR.	157
FIGURA 6.13 IMAGEN DE LA PLATAFORMA SUPERIOR Y DIAGRAMA DE CUERPO LIBRE DEL ESFUERZO SOBRE EL MOTOR STEPPER	158
FIGURA 6.14 IMAGEN EN PLANTA Y PERFIL DEL BLOQUE DE SENSORES.	159
FIGURA 6.15 CIRCUITO DEL BLOQUE DE SENSORES.	160
FIGURA 6.16 AMPLIFICADOR OPERACIONAL LM 741.	160
FIGURA 6.17 POTENCIÓMETRO TIPO.	161
FIGURA 6.18 DISEÑO 2D DEL SEGUIDOR SOLAR FOTOVOLTAICO	161
FIGURA 6.19 DISEÑO 3D DEL SEGUIDOR SOLAR FOTOVOLTAICO	162
FIGURA 6.20 ESQUEMA DEL PROTOTIPO SIMULADO	163
FIGURA 6.21 RESPUESTA DE LA SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL ACTUADOR LINEAL.	164
FIGURA 6.22 RESPUESTA DE LA SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL MOTOR PASO A PASO.	165
FIGURA 6.23 ESQUEMA DE CABLEADO DEL BLOQUE DE SENSORES.	166
FIGURA 6.24 ESQUEMA DE CABLEADO DEL ACTUADOR LINEAL.	167
FIGURA 6.25 ESQUEMA DE CABLEADO DEL MOTOR PASO A PASO.	168
FIGURA 6.26 DIAGRAMA DE BLOQUES EN LAZO CERRADO DEL SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR.	169

FIGURA 6.27 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SEGUIMIENTO SOLAR DEL PROTOTIPO.	169
FIGURA 6.28 CAJA PROTECTORA DEL CIRCUITO.	170
FIGURA 6.29 ESQUEMA REAL DEL CONEXIONADO DE LOS ELEMENTOS DEL PROTOTIPO.	171
FIGURA 7.1 MEDIA DE LA PRODUCCIÓN DIARIA OBTENIDA	173
FIGURA 7.2 INSTALACIÓN REAL DE PROTOTIPO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	173
FIGURA 7.3 MEDIA DE LA PRODUCCIÓN DIARIA OBTENIDA CON EL SEGUIDOR SOLAR DISEÑADO.	174
FIGURA 7.4 MEDIA DE LA PRODUCCIÓN DIARIA OBTENIDA CON EL SEGUIDOR SOLAR DISEÑADO.	175
FIGURA 7.5 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN DIARIA MEDIA ENTRE SISTEMA FIJO Y SEGUIDOR SOLAR.	176
FIGURA 7.6 ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE RIEGO.	177
FIGURA 7.7 DISTRIBUCIÓN DE PANELES SOBRE CUBIERTA.	178
FIGURA 7.8 PANEL CON ESTRUCTURA INCLINADA 60°. SIMULACIÓN DE PRESIÓN EN PA.	179
FIGURA 7.9 PANEL CON ESTRUCTURA INCLINADA 75°. SIMULACIÓN DE PRESIÓN EN PA.	179
FIGURA 7.10 PANEL CON ESTRUCTURA INCLINADA 85°. SIMULACIÓN DE PRESIÓN EN PA.	180
FIGURA 7.11 PANEL SIN DEFLECTOR DE EFECTO VELA. SIMULACIÓN DE PRESIÓN EN PA.	180
FIGURA 7.12 PANEL CON ESTRUCTURA INCLINADA 60°. SIMULACIÓN DE VELOCIDAD EN M/S.	181
FIGURA 7.13 PANEL CON ESTRUCTURA INCLINADA 75°. SIMULACIÓN DE VELOCIDAD EN M/S.	181
FIGURA 7.14 PANEL CON ESTRUCTURA INCLINADA 85°. SIMULACIÓN DE VELOCIDAD EN M/S.	182

FIGURA 7.15 PANEL SIN DEFLECTOR DE EFECTO VELA. SIMULACIÓN DE VELOCIDAD EN M/S.

182

1. INTRODUCCIÓN

Debido al gran desarrollo económico que presentan los países industrializados y al crecimiento de su población ha elevado notablemente el consumo energético en los últimos años (Walsh, Cóstola, & Chebel, 2017). Gracias a esto han aparecido diversas regulaciones nacionales e internacionales enfocadas en la reducción del consumo energético para impedir daños irreversibles sobre el planeta como el calentamiento global y la escasez de materiales fósiles empleados para la producción energética.

Actualmente la energía solar se muestra como una gran alternativa a la energía eléctrica tradicional por el elevado consumo que se está produciendo de la misma y también porque representa una fuente de recursos ilimitados muy destacable entre los modelos de fuentes renovables (Vallina, 2010).

El interés por este tipo de energía solar ha aumentado en los últimos años ya que se trata de la fuente energética alternativa más atractiva, no solo por ser limpia y gratuita, sino también a la cantidad de energía solar disponible que llega a la superficie terrestre, obteniendo hasta diez veces más energía que la total anual consumida por nuestro planeta, siendo de carácter inagotable a escala humana, por lo que el problema no está en la cantidad de energía que se dispone, sino en las dificultades de poder obtener su aprovechamiento óptimo. Inicialmente la energía fotovoltaica se desarrolló con el fin de ser utilizada como fuente de energía en satélites artificiales. Sin embargo, este tipo de tecnología empezó a utilizarse a nivel terrestre y aplicado a la arquitectura a partir de la década de los 80 (Schiller & Martin Evans, 1998).

La energía solar fotovoltaica permite la transformación energética de la radiación solar que se produce como resultado de las reacciones nucleares de fusión, ocasionada por los fotones que llegan a la tierra, los cuales interactúan con la atmósfera y se transforma en energía eléctrica aprovechando las propiedades eléctricas de los materiales semiconductores, esta energía es completamente renovable y de fácil almacenaje. Gracias a su variedad a la hora de ser almacenada y las características particulares de cada una de ellas permite ser utilizada de manera muy versátil, tanto a pequeña como a gran escala según los autores (Schiller & Martin Evans, 1998).

De entre todas las tecnologías desarrolladas para producir electricidad mediante energía solar (Captadores cilindro-parabólicos, captadores parabólicos de disco Stirling...etc.), la energía solar fotovoltaica es la más utilizada para su aplicación en viviendas, por su sencillez en la instalación y su buena relación producción-precio según (Martín & Montero, 2017) (Kim B. K., 2017). Existe así, una gran variedad de estudios que tratan de mejorar el rendimiento de este tipo de instalaciones, mediante el empleo de paneles bifaciales (Kim Lo, Lim, & Abd), lentes de concentración (Beltagy, Semmar, Lehaut, C, & Said, 2017), paneles geométricamente integrados en los edificios (Spertino, Ahmad, Ciocia, & Di Leo, 2017), desarrollo de nuevas células solares (Y.Zhang, y otros, 2013), mejora en las etapas de conversión (Meer, Widen, & Munkhammar, 2017)...etc.

El incremento significativo de la demanda que existe actualmente en el sector terciario de la Unión Europea conlleva a integrar estos sistemas fotovoltaicos en los edificios, para conseguir aportaciones energéticas considerables, sobre todo en horas punta, contribuyendo a disminuir la producción energética diurna. Dentro de las aplicaciones más frecuentes de integración arquitectónica están: los recubrimientos de fachadas, parasoles o pérgolas, en las cubiertas tanto en las planas como en las inclinadas. Sin embargo la necesidad de querer captar la mayor cantidad de energía posible, ha llevado al ser humano a transformar elementos comunes en la envolvente de las edificaciones en captadores fotovoltaicos., llegando a conseguir soluciones constructivas muy innovadoras.

Para captar la mayor potencia de un módulo fotovoltaico es preciso orientar la superficie del panel de forma perpendicular a los rayos solares de modo que esta capte la mayor cantidad de radiación solar generando los máximos de producción de energía.

Hasta la actualidad diversos autores han venido desarrollando diferentes prototipos de seguidores solares con el fin de optimizar su rendimiento (Quesada, Guillon, Rousse, & et al., 2015) (Miloudi, Acheli, & Ahmed, 2013). Sin embargo el sistema que utilizan la mayoría de estos seguidores solares es una estructura formada por una parte fija y una parte móvil que cuenta con equipos de seguimiento y equipos de producción de energía (Wang & Lu, 2013). Entre todos los seguidores que actualmente existen en el mercado los que han dado mejores resultados son aquellos que se mueven en dos ejes azimutales y cenitales (Hong & et al, 2016) (Fathabadi, 2016). Este tipo de seguidores se han desarrollado utilizando dos tipos de sistema de control automático los de bucle abierto y bucle cerrado (Mi, Chen, Chen, Bai, & Liu, 2016) (Garrido & Díaz, 2016), siendo el más eficaz el de bucle cerrado ya que dentro de su esquema de funcionamiento incorpora sensores capaces de recibir señales de radiación solar. Entre los tipos de sensores utilizados están los dependientes de luz como los LDR o el dispositivo de carga acoplada (CCD), todo ello retroalimentado al controlador para orientar el panel aprovechando de manera óptima la radiación solar (Fernández, M. Casares, Ramírez, & López, 2017) (Fathabadi, 2016). En caso de que se produjera una señal de error previamente calibrada procedente del sistema de control, los motores se activan y la superficie del panel se redirige (Mousazadeh, y otros, 2009) (Ribeiro, do Prado, Gonçalves, & de Souza , 2013).

Dentro del mercado hay una gran variedad de controladores capaces de interpretar la señal de los sistemas de regulación automatizados. En el caso de los equipos de seguimiento solar por lo general se utilizan tácticas complejas de seguimiento, utilizándose chips de microprocesador como plataforma de control (Sidek & et al, 2017). También se ha venido utilizando con más frecuencia la plataforma Arduino para la programación de los equipos ya que es un software libre que apareció hace más de un década y la cual se ha implementado para optimizar el rendimiento de las instalaciones solares llegando a presentar ahorro en comparación con otros controladores (Morón, Díaz, Ferrández, & Ramos, 2016) (Bawa & Patil, 2013).

1.1. Objetivos

Los objetivos principales marcados para el desarrollo de este trabajo son:

- Diseñar, construir y parametrizar un prototipo de instalación fotovoltaica para estudiar el comportamiento de los paneles solares fotovoltaicos.
- Diseñar y dimensionar un sistema de bombeo solar aplicado al riego de fachada vegetal para un caso práctico.
- Modelizar un deflector anti - efecto – Vela, para un sistema de ventilación aplicado a la edificación.
- Crear un nuevo prototipo de seguidor solar fotovoltaico de dos ejes (azimutal y cenital) utilizando la tecnología Arduino. Para ello se crea un dispositivo formado por cuatro fotodiodos de alta sensibilidad los cuales se utilizaron para captar los niveles de radiación y emitir una respuesta eléctrica que es interpretada por el controlador Arduino UNO. También se utilizó un motor paso a paso para proporcionar un movimiento azimutal y un actuador lineal para obtener una inclinación óptima. Este sistema es totalmente autónomo y pretende mejorar los niveles de captación solar y a su vez la producción de energía de paneles solares fotovoltaicos. Con el fin de calcular la ganancia de energía obtenida mediante el seguimiento solar desarrollado, se compararon los niveles de energía producidos por el prototipo y por un panel estático orientado según la latitud del área.

1.2. Metodología

La estructura que se ha seguido para el desarrollo de esta tesis es la siguiente:

En **el capítulo 2**, se desarrollan los aspectos teóricos relacionados con la energía solar fotovoltaica y se realiza un estudio teórico basado en la investigación bibliográfica de otros estudios relacionados con este tema. Entre los contenidos desarrollados están los siguientes:

- Energía solar y el movimiento de la tierra respecto del sol van a influir en la cantidad de radiación. Esta radiación va a depender de la dirección de los rayos solares que se percibe en la superficie terrestre.
- Diferentes aparatos existentes para la medida de la radiación.
- También se desarrollan todos los temas relacionados con la energía solar fotovoltaica y las tipologías de instalaciones fotovoltaicas, además de los elementos que las componen.
- Aplicaciones de este tipo de energía en la actualidad.
- La integración de la energía solar fotovoltaica en la edificación y como afecta en su consumo.
- Normativa aplicable al campo de la Energía solar fotovoltaica, desde su aplicación, hasta su dimensionamiento en función de la edificación.
- También se desarrolla la manera de optimizar la captación solar a través de la utilización de seguidores fotovoltaicos. Además de enumerar los diferentes sistemas de seguimiento existentes en la actualidad.

En el **capítulo 3**, se aplica el concepto de instalación solar fotovoltaica, a través la realización de un prototipo en pequeña escala para corroborar los conceptos, mediante la toma de medidas.

En el **capítulo 4**, se realiza el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica aislada para un caso práctico, donde se va a alimentar un sistema de riego de una fachada ajardinada.

En el **capítulo 5**, se utiliza una de las desventajas que presentan las instalaciones fotovoltaicas como es el viento con el efecto vela, convirtiéndolo en un punto favorecedor, gracias al aprovechamiento del mismo para la ventilación dentro de las edificaciones.

En el **capítulo 6**, se fabrica un prototipo de seguidor solar fotovoltaico basado en Arduino, donde se va a realizar una simulación previa para verificar su comportamiento a la hora de realizar el seguimiento. Esto nos va a permitir captar datos para posteriormente compararlos con el sistema fijo.

En el **capítulo 7**, se exponen todos los resultados obtenidos derivados de los estudios de los puntos anteriores.

El **capítulo 8**, recoge todas las conclusiones que se han obtenido, a través del desarrollo de la tesis.

En el **capítulo 9**, se exponen las posibles futuras líneas de investigación.

2. ESTADO ACTUAL DEL CONCOMIMIENTO

2.1. Energía solar

La energía solar hoy en día, gracias al aumento en los costes de los combustibles de procedencia fósil y a los diversos problemas medioambientales, se ha convertido en el estándar más destacable de fuente renovable (Vela, 2006).

Aunque la Energía solar representa una fuente de recursos ilimitados muy destacable entre los modelos de fuentes renovables, ya que se toma directamente de la radiación solar, su aprovechamiento energético no logra llegar a los rendimientos que otras fuentes de energía consiguen (Moro Vallina, 2010).

Además, el Sol representa una de las mayores fuentes de energía de las que dispone el planeta, y toda la energía de la que dispone proviene de reacciones termonucleares. Este cuerpo está compuesto por gases ligeros, entre ellos el hidrógeno y el helio, y debido a su gran tamaño y a la atracción gravitatoria propia de las masas gaseosas que son las encargadas de elevar su presión y temperatura, es capaz de transmitir temperaturas de hasta 6000°C. Sin embargo, de toda esta cantidad de energía que irradia, solamente una pequeña parte es capaz de llegar al planeta, debido a los efectos que provocan varios factores atmosféricos (Vela, 2006).

A pesar de ello, la cantidad de energía que llega a la Tierra es 10.000 veces mayor que el consumo energético actual, por lo que el problema no está en la cantidad de energía que se dispone, sino en las dificultades para poder aprovecharla al máximo (Valdez, Sanchez Flores , & Cervates Garfias, 2007).

2.1.1. El movimiento del sol

El movimiento que describe la Tierra respecto al Sol es levemente elíptico. El Sol se sitúa en uno de los focos de la elipse, debido a esto la distancia entre el Sol y la Tierra va a variar en función de donde esté situada la Tierra respecto al mes del año.

El punto en el que el Sol se encuentra más cercano a la tierra se denomina perihelio, mientras que el punto en el que se encuentran más alejados se llama afelio (Figura 2.1) (Schiller & Martin Evans, 1998).

La Tierra dispone de dos tipos de movimiento, el de rotación que realiza sobre su propio eje, efectuando una vuelta por día, y el de traslación que es el que realiza alrededor del Sol y dura un tiempo estimado de un año (Vela, 2006).

Figura 2.1 Órbita descrita por la Tierra alrededor del Sol.

El plano sobre el que se origina el movimiento de traslación se denomina plano de la **eclíptica**. Si lo tomamos como referencia, se puede percibir que el eje de giro de la Tierra está inclinado respecto a dicho plano con un ángulo de $23,45^\circ$, lo que provoca que los rayos solares incidan de manera más directa en ciertas épocas del año y regiones que en otras, conocido como **declinación** (Figura 2.2), dando así variaciones en el clima que se conocen como estaciones (Moro Vallina, 2010).

Figura 2.2 Eje de inclinación de la Tierra.

Este ángulo de declinación puede variar a medida que el planeta Tierra realiza su movimiento de traslación, llegando a alcanzar valores extremos en los solsticios tanto de verano como de invierno en los que el día es más largo y la noche es más corta respectivamente, y nulos en los equinoccios donde la noche y el día duran las mismas horas (Valdez, Sanchez Flores , & Cervates Garfias, 2007). La declinación puede calcularse de manera aproximada mediante la ecuación de Cooper (Cooper, 1969).

$$\delta = 23.45 \cdot \sin \left[\frac{360(D + 284)}{365} \right] \quad (1)$$

donde:

δ : declinación, en grados sexagesimales

D: Número del día del año empezando desde el primero de enero.

2.1.1.1. Coordenadas solares

Teniendo en cuenta los movimientos mencionados en el apartado anterior, y situando el sistema de referencia en la superficie del planeta, se analiza desde esta superficie el movimiento que describe el Sol. Este realiza un movimiento en una superficie esférica, situada por encima de la superficie de referencia, la cual se denomina bóveda celeste, (Figura 2.3) (Moro Vallina, 2010).

Figura 2.3 Movimiento del Sol con respecto a la Tierra.

Dentro del recorrido que realiza la Tierra por la elíptica se definen cuatro posiciones fundamentales: solsticio de verano, solsticio de invierno, equinoccio de primavera y equinoccio de otoño.

El solsticio de invierno tiene lugar el 22 de Diciembre, día en que la Tierra se sitúa en el perihelio y la declinación del sol es de $-23,5^\circ$, siendo en esta fecha donde el día dura menos de 12 horas ya que la elevación del Sol es menor respecto al solsticio de verano. Por otro lado el solsticio de verano se origina el 22 de Junio (en el hemisferio Norte), donde la Tierra se sitúa en el afelio y existe una declinación del sol de $+23,45^\circ$, donde la duración del día es de más de 12 horas (García-Badell, 1983). Los equinoccios tanto de primavera como de otoño tienen lugar los días 22 de Marzo y 22 de Septiembre respectivamente, donde la duración del día es de 12 horas (García-Badell, 1983).

Considerando que el Sol se desplaza sobre una superficie de forma esférica que se sitúa sobre la superficie terrestre, denominada bóveda celeste, en la cual nosotros somos el centro (Higón Calvet, 2003), dentro del sistema de coordenadas solares la posición del sol se va a dar mediante los siguientes ángulos: elevación (α) y azimut (γ) y Cenit (θ) (Figura 2.4). (Duffie & Beckman, 2006).

Figura 2.4 Posición del Sol frente a superficies horizontales.

El azimut solar (γ) es la desviación angular que presenta el haz de radiación en el plano horizontal, comprendidos en valores negativos entre 0° y -180° al este del sur o al oeste del sur con valores positivos entre 0° y 180° (Moro Vallina, 2010).

La elevación solar (α) es el ángulo que forma la posición aparente del Sol en el cielo con la horizontal del lugar. El valor de este ángulo se define por la siguiente ecuación:

$$\alpha = 90^\circ - \phi + \delta \quad (2)$$

donde,

α : elevación solar, en grados sexagesimales
 ϕ : latitud del lugar, en grados sexagesimales
 δ : declinación solar, en grados sexagesimales

Cenit (θ) es el ángulo entre la vertical y la línea del sol, es decir el ángulo que forma el haz de radiación solar con una superficie horizontal.

2.1.1.2. Cartas solares

La carta solar es la representación de las distintas posiciones que toma el Sol en la bóveda celeste, donde se trazan la dirección que presentan los rayos incidentes en el centro de la bóveda. Normalmente se representan las trayectorias de los días que originan los sucesos astronómicos de solsticios y equinoccios que suelen coincidir con los días 22 de los meses de diciembre, marzo, junio y septiembre, los cuales se toman como valores extremos, para interpolar entre las trayectorias de los meses intermedios proporcionando continuidad a las cartas.

Según los elementos que puedan intervenir en la proyección y representación de estas proyecciones se han establecido diferentes tipos de cartas solares (Higón Calvet, 2003).

2.1.1.2.1. Carta solar Fisher

Esta carta solar está basada en el concepto de sistema diédrico (Figura 2.5), que permite conocer en un momento exacto la dirección que tienen los rayos solares de acuerdo a su azimut y elevación solar.

Las cartas solares se van a calcular según una latitud, coordenada geográfica y longitud solo en el caso de tener que relacionar horas oficiales con solares (Siegfried Villar, Domínguez de Posada, & Magro Andrade, 2011). Para la elaboración de esta carta solar se escoge una ubicación geográfica, de la cual se va a tomar su valor de latitud (ϕ) para poder orientar las trayectorias solares en paralelo al ecuador celeste del lugar. Así se sitúan sobre un solo plano las trayectorias solares de los equinoccios que forman un ángulo con el horizonte de $(90 - \phi)$ llamado también colatitud, el cual es perpendicular al eje de la Tierra (Higón Calvet, 2003).

Figura 2.5 Carta solar Fisher para solsticios y equinoccios.

2.1.1.2.2. Carta solar Fisher-Mattioni

Esta carta está basada en la anterior, con el inconveniente que hay que tener con anterioridad las coordenadas solares para poder representarlas basándose en el sistema de planos acotados, siendo necesario tener con antelación otra carta solar que no requiera de datos solares previos. Sin embargo una de las ventajas que presenta esta carta es su manejo una vez ha sido elaborada (Siegfried Villar, Domínguez de Posada, & Magro Andrade, 2011).

Figura 2.6 Carta solar Fisher-Mattioni para una latitud de 40°N y el solsticio de verano.

- Carta solar cilíndrica

Estas cartas se basan en cómo se proyecta la posición solar sobre una superficie cilíndrica de revolución. Se trata de una proyección cónica ya que se realiza la proyección desde un punto llamado vértice que a su vez coincide con el punto geográfico del lugar para el que se está realizando la carta, sobre un horizonte localizado también sobre dicho punto. Este tipo de cartas al igual que la anterior necesita de datos previos (coordenadas solares) para su elaboración, con lo cual se necesitará de una carta Fisher con antelación. Una de sus desventajas es su proceso de elaboración que resulta un poco complejo, pero una vez se ha elaborado su manejo es sencillo (Siegfried Villar, Domínguez de Posada, & Magro Andrade, 2011).

Figura 2.7 Carta solar cilíndrica para una latitud de 40°N.

2.1.1.2.3. El diagrama gnómico

Se utiliza para calcular el soleamiento y se basa en la aplicación del sistema gnómico de proyección. Este sistema está formado por un plano del cuadrado y un segmento perpendicular a él denominado **gnomo**, y permite representar las radiaciones solares de rectas y planos que inciden en el extremo del gnomon. Esta representación no es mas que un sistema de proyección cónica, donde al abatir el gnomon en varias direcciones respecto de su extremo sobre el plano del cuadrado, el punto principal, genera un círculo de distancias (Raya Román, 2001).

La representación gnomónica de las trayectorias solares genera las cartas solares gnomónicas (Figura 2.8). Estas trayectorias solares representadas sobre la esfera celeste

se muestran como secciones planas de conos de revolución con sus vértices en el centro de proyección, y sus bases son circunferencias sobre la esfera celeste. En el caso de los equinoccios el cono degenera en un plano que coincide con el ecuador celeste. Dichas secciones planas son curvas cónicas, están caracterizadas como circunferencias, elipses, parábolas o hipérbolas en función de la posición relativa de los conos respecto del plano del horizonte, que en este caso sirve de plano del cuadro (Raya Román, 2001).

El uso de las cartas solares gnomónicas permite, una vez esté definida la carta para una latitud concreta, conocer la dirección del vector solar para un día y una hora concretas (Higón Calvet, 2003).

Figura 2.8 Diagrama Gnomónico para latitudes 0,00° y 23°27'.

2.1.1.2.4. Carta solar estereográfica

Este sistema representa la bóveda celeste por el método de proyección estereográfica, el cual es un sistema de proyección cónica, en este se colocan unos puntos sobre la superficie de la esfera y se utiliza uno de los puntos de la propia esfera como centro de proyección y como plano de cuadro un plano perpendicular al radio que queda definido por el centro de proyección (Soler Sanz, 1989).

Se suele utilizar este tipo de representación de la carta solar estereográfica, para representar únicamente el hemisferio correspondiente a las trayectorias diurnas; con lo cual la carta solar queda delimitada por la sección que se genera entre la esfera y el plano del horizonte.

Si se quiere elaborar una carta solar que corresponda a una latitud concreta se realiza la proyección de la esfera celeste, en la que el ecuador celeste forma un ángulo con el plano del horizonte igual a la colatitud del lugar (Higón Calvet, 2003).

Figura 2.9 Cartas solares estereográfica para latitudes 0,00° y 23°27'.

2.1.1.2.5. Carta solar de Ruiz Aizpiri

Este tipo de carta es una variante de la carta solar estereográfica. En este sistema el punto de proyección estereográfica se sitúa en el punto perpendicular a los equinoccios. Fijando la dirección este. Asimismo las trayectorias solares pertenecientes a diferentes latitudes, generan las mismas imágenes sobre el plano del cuadro, teniendo como única diferencia el giro propio al cambio de latitud. Este sistema no es más que la superposición de los diagramas estereográficos y gnómico, al cual se le ha variado el ángulo que el ecuador celeste forma respecto del plano del horizonte, igualándolo a la colatitud del lugar.

Figura 2.10 Cartas solares de Ruiz Azpiri para latitudes 0,00° y 23°27'.

2.1.2. Distribución de la radiación solar

La radiación solar es la energía electromagnética que surge de los procesos de fusión de hidrógeno del Sol. Esta radiación solar que se acumulada fuera de la atmosfera sobre una superficie perpendicular a los rayos del Sol se la conoce como constante solar, que va a variar en función del recorrido elíptico del planeta (Valdez, Sanchez Flores , & Cervates Garfias, 2007).

2.1.2.1. Irradiancia solar

El sol es la estrella más próxima a nuestro planeta, representa una gran fuente de energía, y toda la energía que dispone proviene de reacciones termonucleares. Este cuerpo está compuesto por gases ligeros, entre ellos hidrógeno y helio, y debido a su gran tamaño y a la atracción gravitatoria propia de las masas gaseosas que son las encargadas de elevar su presión y temperatura, es capaz de transmitir temperaturas de hasta 6000 °C (Moro Vallina, 2010). Está situado a una distancia de 149.490.000 kilómetros de la tierra y su constante solar I_{sc} recomendada por el centro radiométrico mundial (WRC) que es la utilizada habitualmente para estimar la radiación solar es: $I_{sc}=1366,1 \text{ W/m}^2$ (Huashan , Yongwang , Xianlong , Weibin , & Liang , 2011).

La constante solar I_{sc} es la energía del sol por unidad de tiempo recibida sobre una unidad de superficie perpendicular a los rayos solares, a una distancia media tierra-sol fuera de la atmósfera (Duffie & Beckman, 2006).

Sin embargo, en gran parte del planeta, no es fácil obtener las mediciones de la radiación solar, ya que son muy costosas las técnicas empleadas (Pandey & Katiyar , 2009). Además, de toda esta cantidad de energía que irradia, solamente una pequeña parte es capaz de llegar al planeta, debido a los efectos que provocan varios factores atmosféricos. A pesar de ello, la cantidad de energía que llega a la Tierra es 10.000 veces mayor que el consumo energético actual, por lo que el problema no está en la cantidad de energía que se dispone, sino en las dificultades para poder aprovecharla al máximo (Valdez, Sanchez Flores , & Cervates Garfias, 2007).

Debido a que el movimiento que describe la tierra respecto al sol es levemente elíptico, situándose éste en uno de los focos de dicha elipse, provoca que la distancia entre el Sol y la Tierra varíe. El punto en el que el Sol se encuentra más cercano a la Tierra se denomina perihelio, mientras que el punto en el que se encuentran más alejados se llama afelio; debido a esto se provoca una variación de tipo sinusoidal en la irradiancia solar I , que alcanza la atmosfera terrestre, y puede calcularse con el método de Spencer (Spencer, 1971), a través de la ecuación (3), que es una ecuación simple con una precisión adecuada. Aunque más adelante Duffie y Beckman (Duffie & Beckman, 2006) proporcionan una formula más precisa ($\pm 0.01\%$), mediante la ecuación (4).

$$\frac{I}{I_{sc}} = 1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{360 D}{365}\right) \quad (3)$$

donde:

I: Irradiancia solar, en J/m²

I_{SC}: Constante solar, en W/m²

D: Número del día del año empezando desde el primero de enero.

$$H_o = \frac{24 \cdot 3600 \cdot I_{SC}}{\pi} \cdot \left[1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{360D}{365}\right) \right] \cdot \left(\cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \frac{2 \cdot \pi \cdot \omega_s}{360^\circ} \cdot \sin \varphi \cdot \sin \delta \right) \quad (4)$$

donde:

H₀: irradiancia solar extraterrestre, en W/m²

ISC: constante solar, en W/m²

D: número del día del año empezando desde el primero de enero.

φ: latitud el lugar, en grados sexagesimales

δ: declinación solar, en grados sexagesimales

ω: ángulo horario del amanecer, en grados sexagesimales

Toda la energía emitida por el Sol no llega a la superficie terrestre ya que cuando la radiación atraviesa la atmósfera, esta sufre alteraciones ocasionadas por el aire, vapor de agua, partículas en suspensión, suciedad, etc., entonces se refleja y absorbe parte de esta energía. Este efecto va a depender de la masa de aire (AM) que tiene que atravesar la radiación, por eso cuando el Sol se encuentra perpendicular a la superficie terrestre, la distancia que tiene que recorrer la radiación es mínima por lo que estos efectos van a ser menores (Moro Vallina, 2010).

$$AM = \frac{1}{\sin \alpha} \quad (5)$$

donde:

AM: masa de aire

α: ángulo de elevación del sol, en grados sexagesimales

La radiación que llega a la superficie puede ser directa o difusa. La directa incide sobre la superficie con un ángulo determinado, sin embargo la difusa incide con diversos ángulos, ya que su dirección es modificada debido a la dispersión por la atmosfera (Valdez, Sanchez Flores , & Cervates Garfias, 2007). La suma de ambas radiaciones nos proporcionan el valor de la irradiancia total G_T en superficies horizontales (Stanciu, Stanciu, & Paraschiv, 2015).

$$G_T = G_B + G_D \quad (6)$$

donde:

G_T : irradiancia total, en W/m^2

G_B : radiación solar directa, en W/m^2

G_D : radiación solar difusa, en W/m^2

Cuando sobre una radiación directa se interpone un obstáculo un objeto, la zona sombreada no va a encontrarse completamente oscura esto es debido a la radiación dispersa, lo cual va a tener cierta importancia a nivel técnico para los elementos fotovoltaicos, ya que pueden funcionar con radiación dispersa (Moro Vallina, 2010).

Las superficies inclinadas, a su vez, pueden recibir radiaciones reflejadas tanto por el terreno como por espejos de agua u otras superficies horizontales. A este fenómeno se le conoce como **albedo** (Cfr. Raya Román, 2001).

Tanto los valores de radiación directa, como dispersa y de albedo van a depender de los siguientes factores:

- Condiciones meteorológicas ya que en un día nublado predomina la radiación dispersa y en un día soleado la directa.
- La inclinación u orientación que presenta la superficie respecto al plano horizontal, ya que la radiación dispersa será mayor si no existen objetos a una altura mayor a la de la superficie.
- La existencia de superficies reflectantes, ya que mientras más clara sea la superficie mayor será su reflectancia.

2.1.2.2. Elementos de medida de la radiación solar

Existen varios dispositivos o instrumentos para medir la radiación solar, entre los que destacan los siguientes:

2.1.2.2.1. Piranómetro

Elemento utilizado para medir la radiación global y difusa, aunque también se puede utilizar a veces para medir la radiación incidente sobre superficies inclinadas y si se coloca de manera invertida puede medir la radiación global reflejada (albedo).

En el caso de que solamente se necesite medir la componente difusa de la radiación solar, se procede a cubrir a través de un sistema de pantalla o sombreado la componente directa de la radiación (Moro Vallina, 2010).

Figura 2.11 Piranómetro

2.1.2.2.2. Pirheliómetro

Elemento utilizado para medir la radiación solar directa, es decir mide solamente la radiación procedente del sol y una región anular del cielo muy próxima a él. El haz de luz que entra por el visor del aparato se dirige a una termopila la cual se encarga de convertirla en una señal eléctrica.

Este tipo de elemento suele estar dotado de un sensor que dispone de un visor el cual hace coincidir una marca localizada en el mismo visor con un pequeño punto luminoso, quedando éste en una posición perfectamente perpendicular al haz solar directa (Levenson, Chen, Ferrari, Berdahl, & Slack, 2016).

Figura 2.12 Pirheliómetro

2.1.2.2.3. Pirgeómetro

Este aparato meteorológico se utiliza para medir las radiaciones de onda larga, eliminando las longitudes de onda corta a través de filtros que tienen una transparencia constante a longitudes de onda larga y a su vez son opacos a las longitudes de ondas mas cortas (Siegfried Villar, Domínguez de Posada, & Magro Andrade, 2011).

Figura 2.13 Pirgeómetro

2.1.2.2.4. Heliógrafo

Este instrumento mide el tiempo que dura la insolación diaria, entre los tipos de heliógrafos que existen el utilizado en los observatorios es el de **Campbell-Stokes** (Figura 2.14.), que está compuesto por una esfera de vidrio que es la encargada de converger los rayos solares recibidos en cualquier dirección. El foco está formado por una banda de cartulina que rodea concéntricamente la esfera, sujeta de manera apropiada a un soporte del conjunto. Dicho soporte va a llevar tres sistemas de ranuras para poder adaptar el tipo de banda que se coloque según la época del año en que se utilice ya que va a depender de la posición del sol debido a su declinación.

Entre los tres tipos de bandas que existen están: la banda recta va a ir colocada en la ranura intermedia durante la época de los equinoccios (marzo y septiembre), la banda curva larga va a ir colocada en la parte inferior y se utiliza desde el mes de abril hasta agosto, mientras que la corta se coloca en la parte superior durante los meses de octubre hasta febrero.

Figura 2.14 Heliógrafo Campbell-Stokes

2.1.2.2.5. Fotómetro

Este instrumento se encarga de medir la radiación directa del Sol, esta entra a través de un tubo colimador sobre el que se dispone la cabeza del dispositivo, atravesando los límites de cada canal y llegando al sensor (fotodiodos). Este tubo colimador es el encargado de evitar que la radiación dispersa que proviene del cielo llegue hasta el detector, obteniendo una limitación en el campo de visión (Papandrea, y otros, 2015).

Figura 2.15 Fotómetro

2.2. Energía solar fotovoltaica

La energía solar hoy en día gracias al aumento en los costes de los combustibles de procedencia fósil y a los diversos problemas medioambientales, se ha convertido en el estándar más destacable de fuente renovable (Schiller & Martin Evans, 1998).

Inicialmente la energía fotovoltaica se desarrolló con el fin de ser utilizada como fuente de energía en satélites artificiales. Sin embargo, este tipo de tecnología empezó a utilizarse a nivel terrestre a partir de la década de los 80 (Rezae Jordehi, 2016), este sector ha experimentado un gran crecimiento en los últimos años, gracias a los avances que ha ido adquiriendo la industria solar para solventar su demanda y la introducción de normativa regulatoria en el caso de las instalaciones conectadas a red (Orbegozo & Arivilca, 2010).

La energía solar fotovoltaica permite la transformación energética de la radiación solar que se produce como resultado de las reacciones nucleares de fusión, ocasionada por los fotones que llegan a la tierra, los cuales interactúan con la atmósfera y se transforma en energía eléctrica aprovechando las propiedades eléctricas de los materiales semiconductores (Moro Vallina, 2010).

El sector fotovoltaico es un sector versátil que se encuentra en continuo progreso ya que busca ideas para producir células fotovoltaicas más eficientes y abaratando su coste de

producción, innovando en sus productos y encaminándolo a la demanda actual del mercado (Orbegozo & Arivilca, 2010).

2.2.1. Principio del funcionamiento

La radiación solar se transforma en energía eléctrica ya que se produce una transferencia de flujo de calor a través de ondas electromagnéticas gracias a la célula fotovoltaica, ya que en ella sucede un proceso de transformación denominado efecto fotovoltaico, el cual se produce cuando la radiación solar impacta sobre un material semiconductor. En este caso el material semiconductor son las células fotovoltaicas que están compuestas por silicio, que es un material que ha sido modificado químicamente dando lugar a dos estructuras eléctricas distintas (semiconductor tipo p y semiconductor tipo n), este material es el más utilizado como semiconductor debido a su fácil obtención en la naturaleza ya que se presenta en diferentes formas cristalinas. El cristal de silicio tal como se encuentra en la naturaleza carece de electrones libres, siendo un mal conductor eléctrico, por ello se le incorpora un porcentaje de otros elementos químicos, a este proceso se le denomina **dopaje**. Al realizar el dopaje del silicio con el fósforo considerado un material pentavalente se obtiene un material que dispone de electrones libres en su configuración (cargas negativas) denominado silicio del tipo N (Figura 2.16.). Este mismo proceso se realiza, pero sustituyendo el fósforo por boro, un material trivalente, del cual se obtienen características inversas a las del silicio tipo N, es decir carece de electrones, por lo que su configuración presenta cargas positivas, denominado silicio del tipo P (Figura 2.16.) (Orbegozo & Arivilca, 2010).

Cuando estos elementos se ponen en contacto se forma una unión del tipo PN (Figura 2.16.) con dos regiones separadas, haciendo que los electrones excedentes de la de la región N, se propaguen por la región P, ocasionando un exceso de huecos o cargas positivas. Al formar parte de una red cristalina los electrones de la configuración los electrones carecen de un movimiento libre para poder recombinarse formándose un campo eléctrico, debido a que se forma una diferencia de potencial entre las capas N y P. El campo eléctrico evita que las cargas se muevan haciendo que el proceso de difusión se detenga provocando un momento de equilibrio electrónico (Moro Vallina, 2010).

Al exponer al Sol la unión PN, los electrones de la red absorben los fotones, quienes a través de la energía que portan rompen los enlaces y forman nuevos pares de electrón-hueco, el campo eléctrico que se forma de las dos regiones provoca que los electrones se desplacen hacia la región N y los huecos hacia la región P, a esta fase se le denomina **efecto fotoeléctrico** (Moro Vallina, 2010). Se genera una corriente eléctrica gracias a que los fotones transportan la energía solar que incide sobre ellos transformando de cierta manera la célula fotovoltaica en una pequeña pila que genera corriente eléctrica. Esta corriente dependerá tanto de la irradiancia como de otros parámetros (temperatura de la célula y el ambiente, viento) provocando que la célula funcione de manera variable (Martínez, y otros, 2016).

Figura 2.16 Estructura de la unión PN (CENIFER, 2006)

2.2.2. Tipos de células

Una célula fotovoltaica es un elemento electrónico que basa su funcionamiento en transformar la energía captada del sol (fotones) en energía eléctrica (electrones) a través del efecto fotoeléctrico (Kant, Shukla, Sharma, & Biwale, 2016).

Existen varios tipos de células o celdas, y su clasificación a va a depender de los materiales semiconductores empleados para su elaboración, entre las que destacan: Las de silicio monocristalino, las de silicio policristalino, las de silicio amorfo y las células de capa fina. A parte de estos tipos de células existen otras que están en fase experimental, con lo cual no se encuentran muy presentes en el mercado, como: arseniuro de galio, sulfuro de cadmio, fosfuro de indio o telururo de cadmio (CENIFER, 2006).

2.2.2.1. Silicio monocristalino

Son células densamente cristalinas que disponen de una estructura muy uniforme, el método de fabricación de esta tipologías de células es conocido como **método Czochralski**, consiste en someter a altas temperaturas de fusión e incorporar una pequeña cantidad de boro a la sílice pura para obtener una masa líquida, sobre la que se introduce una varilla en cuyo extremo hay un “cristal germen” de silicio, donde van a ir depositándose nuevos átomos de manera ordenada siguiendo la estructura del cristal (CENIFER, 2006). Estas barras cilíndricas de silicio monocristalino elaboradas en hornos especiales posteriormente se cortan en obleas; la fabricación de estas barras cilíndricas es bastante

lenta, con lo cual tienen un consumo de energía elevado. Debido a las mejoras que presenta el silicio policristalino en cuanto a eficiencia, han provocado que las células de silicio monocristalino estén menos presentes en el mercado, provocando su encarecimiento, llegando a aproximar su valor a las de silicio policristalino que tradicionalmente era más caro (Moro Vallina, 2010).

Para completar la fase del proceso se le aplica un tratamiento antireflectante, recubriendo o texturizando la superficie de la célula, a través de unas mini estructuras piramidales las cuales van a captar la radiación, obteniendo con esto que el rayo reflejado tenga mayores posibilidades de incidir antes de que se pierda (CENIFER, 2006).

Figura 2.17 Célula monocristalina

2.2.2.2. Silicio policristalino

Estas células densamente cristalinas tienen una estructura no uniforme, obtenidas a partir de bloques de silicio fabricados en moldes rectangulares. Estos moldes tienen un proceso de enfriamiento lento, hasta su solidificación, y es en este proceso donde los átomos no se organizan como un único cristal (Rezae Jordehi, 2016). Su proceso de fabricación tiene un coste menor que el de las celdas de silicio monocristalino, y a día de hoy gran parte de los paneles solares comercializados están constituidos por células de silicio policristalino. Aunque su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad es menor que las de silicio monocristalino, en la actualidad se ha equiparado bastante, hasta obtener valores entre el 13 y 16, valores que aumentan anualmente (Martínez, y otros, 2016).

Figura 2.18 Célula policristalina

2.2.2.3. Silicio amorfo y capa fina

Estas células también se las denomina células de segunda generación, presentan una película delgada, obtenida a partir de la colocación de las diversas capas delgadas de silicio dispuestas sobre superficies de vidrio o metal (Moro Vallina, 2010).

El silicio amorfo presenta una estructura no cristalina, la cual empezó a utilizarse en materiales fotovoltaicos a partir de 1974, pero es en 1996, cuando el silicio amorfo pasó a ser de más del 15% de la producción mundial de celdas fotovoltaicas (Rezae Jordehi, 2016).

El silicio amorfo presenta una eficiencia en conversión de luz solar en electricidad entre un 5 y 7%. Su rendimiento es aproximadamente la mitad del de las células cristalinas, por lo que en la tipología de capa fina se empiezan a emplear otro tipo de materiales semiconductores como el seleniuro de cobre e indio (CIS) o telurio de cadmio (CdTe) (Martínez, y otros, 2016).

El coste de fabricación de este tipo de células es bajo, ya que no necesita de un proceso de cristalización previo. Sin embargo, uno de los problemas que presenta es la baja eficiencia respecto al silicio monocristalino y policristalino y su mantenimiento es alto debido a la degradación que se produce en las juntas por el tipo de ambiente al que está expuesto. Este tipo de paneles disponen de un rendimiento estabilizado que ronda el 6 por ciento (Martínez, y otros, 2016).

Debido a la capacidad de absorción lumínica que disponen los materiales presentes en esta tecnología se emplean capas del mismo con espesores de 0,001mm (Rezae Jordehi, 2016).

Figura 2.19 Célula silicio amorfo

2.2.2.4. Arseniuro de galio

Las células fotovoltaicas son células flexibles que utilizan un material diferente al silicio. Este material tiene un mejor comportamiento frente al silicio respecto a la capacidad de convertir la luz en electricidad ya que ofrece casi el doble de eficiencia energética respecto a las células de silicio, aunque su coste es más elevado (Latunussa, Ardente, Blengini, & Cancini, 2016).

Figura 2.20 Tecnología de concentración con células de Arseniuro de Galio

2.2.2.5. Teluro de cadmio

Este material fue diseñado principalmente para convertir la luz solar en energía eléctrica. Dentro de las energías fotovoltaicas destaca por su espesor tan fino respecto al silicio. En la actualidad esta tipología de células ha presentado un desarrollo muy rápido debido a su competitividad en relación precio-eficacia y a los procesos de fabricación disponibles (Vela, 2006). Las células comerciales han alcanzado hasta un 12,6% en eficiencia de conversión (Mosseri & Jeandel, 2013).

2.2.2.6. Diseleniuro de cobre

Es un material fotovoltaico policristalino, muy parecido a la del teluro de cadmio. Son muy fáciles de fabricar, y en el mercado actual se fabrican en gran abundancia. Se utilizan sobre todo en aplicaciones integradas en soluciones constructivas de edificios, gracias a su gran eficiencia, aunque uno de los grandes inconvenientes que presenta este material es su dificultad de conseguir películas uniformes y sin defectos por lo que se ve frenado su desarrollo (Vela, 2006).

2.2.2.7. Otras tecnologías

Entre otras tecnologías tenemos el Panel Tándem, que es un panel que utiliza un sistema de concentración, que consiste en el agrupamiento de dos células individuales. Son células de silicio amorfo sobre células de silicio cristalino, las cuales van solapadas consiguiendo con ello mejorar el rendimiento en comparación a las células individuales, sean amorfas o cristalinas. Además de la capa de silicio, los paneles con células tándem se componen de

una capa adicional de dióxido de titanio. En este compuesto, no obstante, llama especialmente la atención la inclusión de perovskita, un material cristalino organometálico producido en laboratorio que posee excelentes características como semiconductor (Fathabadi, 2016).

La principal característica es la sensibilidad en un amplio rango de longitudes de onda, lo que hace que proporcione un alto rendimiento.

Figura 2.21 Panel solar Tándem.

2.2.3. Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas las aisladas o las conectadas a red.

2.2.3.1. Instalación fotovoltaica aislada

2.2.3.1.1. Características y aplicaciones de una instalación aislada

Son aquellas que no están conectadas a la red general de distribución por lo que generalmente su tamaño suele ser menor al de las instalaciones conectadas a red (Vela, 2006). Este tipo de sistema es una alternativa a las energías tradicionales, proporcionando un autoconsumo en zonas donde es inviable hacer llegar un tendido eléctrico, haciendo que la energía solar sea la única alternativa posible (Moro Vallina, 2010). Este tipo de sistema se dimensiona con una potencia y capacidad de acumulación necesaria para que al menos tenga tres días de autonomía. Existen diferentes aplicaciones a parte de las mencionadas anteriormente para este tipo de energía, fundamentalmente su uso va ser idóneo en cualquier situación donde se requiera de un suministro de energía continuo (Alonso Montes, y otros, 2007).

- **Alumbrado público**

En este tipo de sistemas se requiere de una iluminación en corriente continua (D.C.), por eso los sistemas fotovoltaicos se han presentado como una solución económica para los requerimientos de iluminación tanto en entradas a los pueblos, cruces de carreteras, áreas

de descanso, etc.

- **Consumo de instalaciones agropecuarias que no disponen de red eléctrica**

Entre las aplicaciones que cabe destacar a nivel agropecuario está la electrificación para controles de riego y electroválvulas, que ha permitido obtener un ahorro considerable de agua.

El uso de inversores de gran potencia ha permitido poder ejecutar obras en el medio ganadero, aparte de suministrar energía para sistemas de ordeño, de refrigeración, bombas de limpieza, iluminación, etc.

- **Bombeo y tratamiento de aguas**

Los sistemas de bombeos de agua de accionamiento directo, están compuestos por un conjunto paneles fotovoltaicos, un equipo electrónico y todo el sistema de controles y sensores del bombeo.

El equipo electrónico citado en el párrafo anterior, para sistemas de poco caudal su función principal es obtener el máximo rendimiento del panel. En bombeos de gran caudal tiene también la función de convertir la corriente continua del panel fotovoltaico en alterna.

La ventaja principal de los bombeos es que hace posible la extracción de agua en el medio rural donde la posibilidad de instalar una línea convencional es inviable por su elevado coste (Alonso Montes, y otros, 2007).

- **Señalización vial**

En el caso de las señalizaciones viales la energía solar fotovoltaica ha permitido que se desarrolle la automatización de los faros, señalizaciones de rotondas, curvas y señales de tráfico entre otras, también destaca, para señalizaciones en pistas aérea, pasos de niveles de ferrocarriles, plataformas petrolíferas, etc.

Uno de los puntos fundamentales de este tipo de instalaciones es que al requerir poco consumo, el volumen de la instalación fotovoltaica es pequeño (Grupo Elecnor, 2017).

2.2.3.1.2. Elementos de la instalación fotovoltaica aislada

Una de las características fundamentales de las instalaciones fotovoltaicas aisladas es su volumen reducido. Los elementos que componen la instalación según se puede observar en el esquema (Figura 2.22.) son los módulos fotovoltaicos, cableado eléctrico, el regulador y la batería o acumulador. Estas baterías dotan al sistema de corriente continua, sin embargo, cuando se precisa corriente alterna es necesario colocar un inversor en la instalación (Moro Vallina, 2010).

Figura 2.22 Esquema de una instalación fotovoltaica aislada.

- **Módulos fotovoltaicos**

Es un elemento que permite usar los rayos del sol como energía. Lo que hacen estos dispositivos es recoger la energía térmica o fotovoltaica del astro y convertirla en un recurso que pueda emplearse para producir electricidad (Vela, 2006).

Los paneles solares que permiten generar corriente eléctrica cuentan con diversas células o celdas que aprovechan el denominado efecto fotovoltaico (Balam Tamayo, 2011).

Las celdas de estos paneles pueden estar construidas con silicio y arseniuro de galio. Para funcionar deben estar en contacto directo con los rayos del sol. Gracias a la energía solar producida por este tipo de paneles es posible desde movilizar un automóvil hasta cocinar alimentos o iluminar un ambiente. Una célula independiente, solo es capaz de proporcionar una tensión de algunas décimas de voltio y una potencia máxima de 1 o 2 W. Por eso, se precisa un determinado número de células conectadas en serie para producir tensiones de diferentes rangos. Al conjunto así formado, convenientemente ensamblado y protegido, se le denomina panel o módulo fotovoltaico (Alonso Montes, y otros, 2007).

- **Regulador**

Este elemento tiene dos funciones fundamentales dentro de una instalación fotovoltaica aislada, evita situaciones de carga y sobre descarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil y conseguir la mayor potencia de los módulos fotovoltaicos (Morón, Díaz, Ferrández, & Ramos, 2016).

El regulador funciona en las dos partes del circuito, en la de carga, garantizando la carga suficiente al acumulador y cortando la comunicación con los módulos fotovoltaicos en el caso de que esté completamente cargado, evitando situaciones de sobrecarga, y en la descarga, asegurando el suministro eléctrico diario suficiente y evitando dichas descargas excesivas de la batería jugando con su vida útil y provocando daños que la dejen inservible (Valdez, Sanchez Flores , & Cervates Garfias, 2007).

Los reguladores en su gran mayoría intentan de cierta manera obtener la máxima potencia

de los paneles fotovoltaicos, mediante mediciones continuas de la corriente tanto de salida, como de realimentación y fijando dicha corriente encargada de generar la máxima potencia según las condiciones atmosféricas en las que se encuentre el circuito (Morón, Díaz, Ferrández, & Ramos, 2016).

- **Acumulador/batería**

Son elementos capaces de transformar la energía química en eléctrica. El funcionamiento en una instalación es la siguiente:

Las baterías se recargan desde la electricidad producida por los paneles solares, a través de un regulador de carga y pueden proporcionar su energía a la salida de la instalación, donde será consumida (Sagahon Piriz, 2013). El trabajo de la batería es fundamental en una instalación fotovoltaica, y sus principales características son:

- Almacenar energía durante un determinado tiempo
- Proporcionar una potencia instantánea elevada
- Fijar la tensión de trabajo de la instalación

Para elegir una batería se tendrá en cuenta la **capacidad**, que se puede definir como la cantidad de electricidad que puede lograr en una descarga completa del acumulador. Esta capacidad se mide en Amperios hora (Ah) y se puede obtener mediante la siguiente ecuación (Vela, 2006):

$$C_n = I_n \cdot t_n \quad (7)$$

donde,

C_n : Capacidad nominal de la batería, en Ah

I_n : Corriente de carga/descarga, en A

t_n : Duración de la carga/descarga, en h

Además de la capacidad, se deberá tener en cuenta otros parámetros en los acumuladores que se van a utilizar en la instalación:

- **Profundidad de descarga:** Es el porcentaje de capacidad con respecto a la total, que se ha utilizado de carga o descarga en una batería (**Fenercom, 2016**). Existen dos tipos de descargas, las superficiales que son aquellas descargas de tan solo un 20% de su capacidad nominal, mientras que las descargas profundas son aquellas de un 60-80% de su capacidad nominal.

Figura 2.23 Número de ciclos vs profundidad de descarga a 20°C.

- **Eficiencia de carga:** Relación entre la energía que se usa para recargar la batería y la energía verdadera almacenada. Tiene que ser un valor lo más elevado posible al 100, lo que indicaría que toda la energía utilizada para la recarga es factible de ser empleada en la salida de la instalación (**Fenercom, 2016**).
- **Carga y descarga:** La vida útil de una batería (numero de ciclos de carga y descarga), está definida por la profundidad de las descargas a que se ve sometida durante su vida. A descargas más profundas, menor número de ciclos (**Fenercom, 2016**).
- **Auto descarga:** Proceso mediante el cual el acumulador, sin estar en uso tiende a descargarse. La autodescarga se ve afectada por la temperatura ambiente de forma que al aumentar ésta también aumenta la autodescarga (**Fenercom, 2016**).

Dentro de una instalación fotovoltaica aislada hay que tener en cuenta el cálculo correcto de la batería, que va depender de las características la batería que se empleé en el circuito. Para ello va a ser necesario realizar un calculo mediante la siguiente ecuación (Moro Vallina, 2010):

$$C_B = \frac{L_D \cdot F_{SB}}{PD_{m\acute{a}x}} \quad (8)$$

donde,

C_B : cálculo de la batería, en Wh

L_D : consumo medio diario, en Wh

F_{SB} : tiempo de autonomía, en días

$PD_{m\acute{a}x}$: profundidad máxima de descarga a la que se someterá la batería, en %

Existen varios tipos de baterías aplicadas para instalaciones fotovoltaicas aisladas:

- **Pb-Ácido:** Este tipo de batería ha sido la más utilizada y comercializada debido a su bajo coste y disponibilidad. Existen dos grupos principales de esta batería: las de electrolito inundado o ventiladas (VLA) en la que sus electrodos están sumergidos en electrolito líquido y las selladas o reguladas por válvula (VRLA) en las que el electrolito se encuentra inmovilizado por un gel (**Sagahon Piriz, 2013**).
- **Ni-Cd y otras baterías de electrodo de Níquel:** Estas tecnologías proveen almacenamiento de energía en varios campos de aplicación. Destaca por su durabilidad ya que ofrece un ciclo de vida largo en comparación a otras baterías. Entre las baterías basadas en electrodo Níquel están: Ni-Fe, Ni-Zn (**Sagahon Piriz, 2013**).
- **Na-S:** Las baterías de sulfuro de sodio disponen de buenas características en cuanto a potencia, costes y vida útil. El electrodo negativo de sodio situado en el centro se encuentra rodeado del electrolito sólido de beta-alúmina, que a su vez está rodeado de un electrodo positivo de sulfuro (**Sagahon Piriz, 2013**).
- **Zn-Br₂:** Las baterías de Zinc-Bromo destacan por su sistema de almacenamiento y a la alta densidad de energía que proporcionan.
- **Redox:** Estas baterías forman parte de las baterías de flujo redox donde los electrolitos almacenados en tanques circulan a través de las celdas gracias a un sistema de bombeo (**Sagahon Piriz, 2013**).

- **Inversor**

Es un elemento que se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna igual a la utilizada a la red eléctrica; 220V con una frecuencia de 50 Hz. Este aparato es importante para la instalación conectada a red y estará conectada en la mayoría de instalaciones autónomas. Algunos inversores funcionan como reguladores de carga de las baterías.

La principal diferencia entre las instalaciones autónomas y conectadas a red es que las autónomas se conectan con los acumuladores para almacenar energía y reguladores de carga de los mismos, mientras que las instalaciones conectadas a red, la energía eléctrica no se almacena, si no que se pone a disposición de los usuarios a través de la red eléctrica según se produce.

- **Elementos eléctricos auxiliares**

Dentro de una instalación fotovoltaica una vez que se han montado todos los dispositivos necesarios para su correcto funcionamiento, es necesario conectarlos entre si, a través de los elementos adecuados para esta función. Este cableado será el necesario para poder transmitir la corriente eléctrica desde los módulos fotovoltaicos hasta el regulador y las baterías y está formado por componentes conductores capaces de transmitir electrones.

Esta transmisión va a generar pérdidas aunque se disponga de un material con una excelente conductividad térmica ya que según el Principio de la Termodinámica las pérdidas se traducen en calor que a su vez repercute en la tensión que conducen estos cables. Esta pérdida de tensión puede calcularse a través de la Ley de Ohm:

$$\Delta V = R_c \cdot I \quad (9)$$

donde,

ΔV : pérdida de tensión en el conductor, en V

R_c : resistencia del cableado, en Ω

I : Intensidad que circula por el cableado, en A

La resistencia puede también obtenerse mediante la siguiente ecuación:

$$R_c = \rho \cdot \frac{L}{S} \quad (10)$$

donde,

R_c : resistencia del cableado, en Ω

ρ : resistividad del material, en $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

L : longitud del cable, en m

S : sección del cable, mm^2

2.2.3.2. Instalación fotovoltaica conectada a red

2.2.3.2.1. Características y aplicaciones

Este tipo de instalación deposita su energía a la red eléctrica sin necesidad de un acumulador de energía. Esta corriente se transmite a la red con una frecuencia específica que debe ser la misma que la que proporciona las instalaciones de generación eléctrica, consiguiendo con ello trastornar el comportamiento de la red, por lo que el Inversor toma un papel decisivo en este caso (Fathabadi, 2016). Dentro de esta tipología de instalación se pueden diferenciar dos subtipos que son: monofásicas y trifásicas, obteniendo con ello instalaciones que trabajan en baja tensión, media tensión o alta tensión.

Las instalaciones monofásicas son aquellas que disponen de una sola fase y una única señal de corriente. En España estas instalaciones se utilizan para potencias inferiores a 5 kW y están regidas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Sin embargo para potencias superiores se utilizan instalaciones trifásicas que disponen de tres fases y tres señales de corriente, este tipo de instalaciones no se suelen emplear en viviendas ya que su tensión normalizada es de 400 V.

Existen dos usos fundamentales para este tipo de instalaciones. El primero es para centrales fotovoltaicas o huertos solares donde la energía eléctrica generada se deposita directamente a la red eléctrica, esta aplicación es de carácter industrial y puede instalarse

solo en zonas rurales o en grandes cubiertas de zonas urbanas (aparcamientos, zonas comerciales, etc.).

La otra aplicación de este tipo de energía es la integración en edificios siempre cumpliendo con el código técnico de la edificación. Estas instalaciones pueden utilizarse en tejados, terrazas de viviendas siempre que cuenten con conexión a una red eléctrica de distribución, también pueden ser sustituidos ciertos elementos arquitectónicos, por nuevos elementos que realicen la misma función pero que incluyan un elemento fotovoltaico, como por ejemplo: fachadas ventiladas, muros cortina, parasoles, pérgolas, ventanas, etc.

2.2.3.2.2. Elementos de instalación fotovoltaica conectada a red

Dentro de una instalación conectada a red el proceso para la producción de energía va a venir comprendido en varias fases: primero la producción de energía gracias a los módulos fotovoltaicos, que se conduce en corriente continua hasta el inversor quien transformará esta corriente continua en alterna (normalmente en trifásica), finalmente se transporta hasta la estación de transformación para elevar su tensión y adecuarla a la red eléctrica (ver Figura 2.24) (Moro Vallina, 2010).

Figura 2.24 Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a red.

- **Módulos fotovoltaicos**

Al igual que el apartado de instalaciones aisladas, los módulos fotovoltaicos son los encargados de generar energía, estos dispositivos pueden ir conectados tanto en serie como en paralelo formando un conjunto al que se le denomina generador fotovoltaico. Cuando los módulos fotovoltaicos se encuentran conectados en serie, a este elemento se le denomina comúnmente **string**, la tensión de entrada al inversor va a ser la suma de la tensión de todos los módulos que la componen. Si una instalación está compuesta por varios strings estos deben tener un mismo valor de tensión (Moro Vallina, 2010).

- **Inversor**

Como se veía en el apartado de las instalaciones fotovoltaicas aisladas, los inversores cumplen la misión de transformar la energía que recibe del módulo fotovoltaico (en forma de corriente continua) en corriente alterna para posteriormente suministrarla a la red. Dentro de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red el inversor cumple un papel fundamental, ya que no solo es el encargado de realizar la transformación de corriente

continua a alterna, sino que debe también coordinar la onda producida con la de la red eléctrica, obteniendo con ello una compatibilidad total. Dentro de las funciones que cumple el inversor dentro de la instalación también está garantizar la calidad de la electricidad proporcionada en la red y la seguridad tanto de la instalación como de las personas (Díaz & Rubio, 2010).

Entre las características principales y prestaciones de un inversor están las siguientes:

- **Potencia:** definirá la potencia máxima de salida en condiciones óptimas. Entre las gamas de potencias existentes en el mercado desde sistemas domésticos con potencias entorno a 50-400W, hasta modelos pensados para poder conectarlos en paralelo, obteniendo mayor potencia en la instalación.
- **Rendimiento energético:** Este parámetro es muy importante ya que determinará la potencia de trabajo. Entre los modelos que actualmente existen en el mercado sus valores de rendimiento rondan el 90%. Este rendimiento va a incrementar cuanto más próximos se esté a su potencia nominal. Por ello con el fin de mejorar el balance energético, es necesario hacer coincidir los valores de potencia pico del campo fotovoltaico con los de la potencia nominal del inversor. Sin embargo para obtener un funcionamiento óptimo de la instalación, la potencia de pico del campo fotovoltaico nunca debe ser inferior al de la potencia nominal del inversor.
- **Protecciones:** el inversor deberá disponer al menos de las siguientes protecciones generales protecciones generales.
- **Interruptor automático:** dispositivo de corte automático, sobre el cual actuarán los relés de mínima y máxima tensión que controlarán la fase de la red de distribución sobre la que está conectado el inversor.
- **Funcionamiento «en isla»:** el inversor debe contar con un elemento capaz de evitar el funcionamiento del circuito cuando ha fallado el suministro eléctrico o su tensión ha descendido por debajo de un determinado umbral.
- **Limitador de la tensión máxima y mínima.**
- **Limitador de la frecuencia máxima y mínima**
- **Protección contra contactos directos.**
- **Protección contra sobrecarga.**
- **Protección contra cortocircuito.**
- **Bajos niveles de emisión e inmunidad de armónicos.**
- **Indicadores luminosos:** dispositivos capaces de emitir mediante un código de luces el estado de funcionamiento del inversor. El inversor también debería disponer lo posibilidad de poder conectarle un ordenador para poder monitorizarlo.

También existen varias formas de conectar los módulos fotovoltaicos dentro de una instalación y la forma de colocarlos en relación al inversor, entre los que tenemos:

- **Inversor central:** donde se utiliza un único inversor para toda la instalación. Todos los strings que componen la instalación están conectados en paralelo a un mismo inversor, la tensión de entrada de estos será la de cualquiera de los strings, mientras que su corriente será la suma de la corriente que proporciona

cada uno ellos (**Alonso Abella, 2013**).

- **Varios inversores:** debido a que la instalación puede disponer de diferentes niveles de potencia, y siempre y cuando la potencia supere unos límites establecidos, se pueden emplear varios inversores para una misma instalación, cada uno de estos inversores estará conectado a un grupo de strings ya que en una misma instalación los módulos fotovoltaicos pueden estar expuestos a diferentes condiciones de irradiancia, orientación, etc (**Moro Vallina, 2010**).
- **Funcionamiento maestro-esclavo:** dentro de una instalación fotovoltaica puede existir más de un inversor pero de potencias más pequeñas, dejando actuar a uno de ellos como maestro. En este caso el sistema actuaría de la siguiente forma cuando los niveles de irradiancia sean bajos solo actuará el inversor maestro, mientras que si los niveles de irradiancia aumentan irán funcionando uno a uno los inversores esclavos, obteniendo con ello una mayor eficiencia en la conversión, ya que no operarían sin necesidad todos a la vez (**Moro Vallina, 2010**).
- **Inversor de módulo:** este sistema consiste en dotar a cada módulo de un pequeño inversor, logrando que cada uno de los paneles tenga un funcionamiento independiente y sea con un montaje más sencillo (**Moro Vallina, 2010**).

- **Elementos auxiliares**

Aunque dentro de una instalación conectada red los elementos más importantes son los generadores fotovoltaicos y el inversor, no hay que desestimar el papel que juegan los elementos auxiliares dentro de la instalación para su correcto funcionamiento. Estos elementos auxiliares están compuestos por: el cableado, los conectores de los paneles, contadores de consumo entre otros (Carrillo Coll, 2009).

- **Cableado**

Elemento que conecta los diferentes paneles con las cajas de interconexión y otros elementos de la instalación, estos elementos serán elaborados con materiales de alta calidad ya que deben cumplir con ciertas características entre las que destacan: la resistencia a la exposición ambiental, a la acción de roedores, entre otras y deberá cumplir con el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT) (Carrillo Coll, 2009).

Dentro de una instalación fotovoltaica conectada a red se utilizan tres tipos diferentes de cableado. El primer tipo de cableado es el que une los módulos fotovoltaicos entre ellos para formar los strings. Otro tipo de cableado es el de corriente continua que está situado en la unión del generador fotovoltaico y el inversor, estas dos tipologías de cableado utilizan el mismo tipo de cable de un solo conductor. Por último la tercera tipología de cableado dentro de la instalación es el cableado de corriente alterna el cual conduce la electricidad desde el inversor hasta la red eléctrica, en esta última fase se utilizan cables de tres conductores (fase, neutro y tierra) en los sistemas monofásicos y de cinco conductores (tres fases, neutro y tierra) para trifásicos (Ibañez Gallardo, 2012).

- **Contadores**

Una instalación fotovoltaica tiene que estar dotada de al menos dos contadores, uno colocado entre el inversor y la red que será el encargado de medir la energía producida e inyectada a la red y otro contador que medirá el consumo que genera el inversor en ausencia de radiación solar. Finalmente en caso de aplicar a consumo eléctrico para viviendas se colocarán contadores individuales desde la red eléctrica, totalmente independiente al sistema fotovoltaico (GOBIERNO DE CANARIAS, 2002).

- **Interruptores**

Son elementos importantes dentro de la instalación, existen varios tipos de interruptores cada uno estará instalado en diferentes puntos estratégicos, pero generalmente cumplen la función de facilitar la desconexión de parte de la instalación (Ibañez Gallardo, 2012).

- **Conexión a tierra**

Al igual que en cualquier instalación eléctrica, el propósito de la conexión a tierra es proteger a nivel humano de cualquier riesgo eléctrico. En una instalación fotovoltaica se dispone de dos conexiones a tierra, una que se instalará en la parte continua y otra en la alterna. Estas conexiones se realizan con picas de tierra o hilos de cobre e incluso suelen utilizarse elementos de obra civil para realizar la conexión.

En cuanto a las características que deben cumplir estas conexiones serán las indicadas en el REBT (Ibañez Gallardo, 2012).

2.2.4. Integración de módulos fotovoltaicos en la edificación

Los sistemas fotovoltaicos se adaptan al espacio disponible en las edificaciones respecto a otros sistemas de producción energética que necesitan de un espacio determinado. Una planta fotovoltaica puede integrarse en las superficies de edificaciones ya existentes, pudiendo formar parte de la solución constructiva elegida. Debido a esto los módulos fotovoltaicos han ido evolucionando dejando de ser un elemento meramente utilizado para la producción de energía y llegando a convertirse en un elemento constructivo, incluso sustitutivo de elementos tradicionales (Ruzafa Oton, 2009).

Los fabricantes de estos elementos al ver la necesidad de integración en la construcción se han visto obligados a ofrecer nuevas soluciones, desarrollando nuevos modelos de generadores solares que faciliten su integración tanto en cubierta como en fachada.

Previamente a la integración de estos sistemas habrá que estudiar la solución que se pretende adoptar dependiendo de las necesidades de la edificación y lo viable que sea la solución adoptada, siempre teniendo en cuenta la normativa que se aplica a esta rama (Ruzafa Oton, 2009).

Figura 2.25 Análisis previo para la incorporación de una instalación solar fotovoltaica a un edificio.

2.2.4.1. Grados de integración

El grado de integración de los módulos fotovoltaicos va a depender de la solución constructiva adoptada en función de la solución permitida por el edificio.

2.2.4.1.1. Nula

Los módulos o captadores solares no forman parte de la solución constructiva, es decir no están integrados en ella, simplemente se apoyan sobre la estructura a través de fijaciones, soportes o subestructuras. Este tipo de solución se suele emplear en cubiertas planas (ver Figura 2.26.) y fachadas de edificios reformados (ver Figura 2.27.), ya que no suponen ningún inconveniente a la hora de realizar el montaje, además permite una mejor orientación. Sin embargo, este sistema no se integra dentro de la solución constructiva, proporcionando un elevado impacto visual.

Figura 2.26 Ejemplo de integración nula en cubierta plana.

Figura 2.27 Ejemplo de integración nula en fachada.

2.2.4.1.2. Media

Los módulos solares siguen si formar parte de la solución constructiva, aunque visualmente se encuentran un poco más integrados ya que los paneles se disponen paralelos a la superficie de apoyo, produciendo un menor impacto visual y una menor carga de viento.

Este sistema suele aplicarse generalmente sobre edificios ya contruidos, sobre los que se ha realizado una rehabilitación energética.

Figura 2.28 Ejemplo de integración media en fachada.

Figura 2.29 Ejemplo de integración media en fachada.

2.2.4.1.3. Alta

En el caso de un grado de integración alta los módulos fotovoltaicos cumplen no solo una función energética, sino que también cumplen una función arquitectónica, formando parte de la solución constructiva del edificio, llegando a sustituirse elementos constructivos por captadores solares, ofreciendo soluciones innovadoras y de gran atractivo visual.

Normalmente estos sistemas suelen aplicarse en fachadas (muros cortina, fachadas ventiladas, lamas de sombreado, fachadas inclinadas) y cubiertas (tejado fotovoltaico, lucernarios, pérgolas y parasoles).

Figura 2.30 Ejemplo de integración alta en fachada.

Figura 2.31 Ejemplo de integración alta en cubierta.

2.2.5. Normativa aplicada a las instalaciones de energía solar fotovoltaica en España.

A nivel legislativo en el ámbito de la edificación y las instalaciones en España existen una serie de normas, entre las que están las de obligado cumplimiento y las informativas que son aquellas de las que disponemos para consultar a la hora de realizar el diseño o dimensionado de las instalaciones. En España respecto a otros países, aunque es un país con gran aportación solar debido a los niveles elevados de irradiancia recibidos, ha quedado muy por detrás en cuanto a impulsar la integración de las energías renovables en la edificación. La normativa vigente para el desarrollo de instalaciones aisladas en el ámbito edificatorio que actualmente existe en el país es la siguiente:

2.2.5.1. Código Técnico de la Edificación.

El Código Técnico de la Edificación (CTE) es el marco normativo que establece las exigencias que deben cumplir los edificios en relación con los requerimientos básicos de seguridad y habitabilidad establecidos en la Ley de Ordenación de la Edificación (LOE) (Ministerio del fomento, 2006). Sin embargo el objetivo final de este documento es promover una construcción más sostenible generando con esto una normativa más exigente a la actual, interviniendo sobre la envolvente de los edificios y la eficacia de sus instalaciones, que permitan obtener unas condiciones higrotérmicas aptas para su uso, reduciendo el consumo de energía fósil para potenciar el uso generalizado de las energías renovables (Ruzafa Oton, 2009). Debido a esto se plasma en el código técnico unas “Exigencias básicas” en cuanto al ahorro energético:

Exigencia básica HE 1: Limitación de demanda energética.

Exigencia básica HE 2: Rendimiento de las instalaciones térmicas.

Exigencia básica HE 3: Eficiencia energética de las instalaciones de iluminación.

Exigencia básica HE 4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria.

Exigencia básica HE 5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.

Dentro del CTE entre las exigencias básicas existentes cabe centrarse en la normativa del CTE-DB H5. Debido a que esta normativa desarrolla todo lo relacionado con las instalaciones fotovoltaicas en España.

2.2.5.1.1. Exigencia básica HE 5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.

Esta sección del CTE determina la necesidad de incorporar en determinado edificios en función de su capacidad o superficie, sistemas de captación solar fotovoltaica donde su potencia vendrá determinada por la zona climática donde esté situado el edificio, su superficie construida y el tipo de uso. Estas instalaciones fotovoltaicas deberán ir conectadas a la red interior del edificio en caso de ser utilizada para consumo interno, sino deberá ir conectada a la red de distribución para su suministro. Independientemente del caso estas instalaciones deberán cumplir con el Real Decreto 842/2002, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, y con el Real Decreto 1663/2000, sobre conexión a la red eléctrica de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

Todos los cálculos derivados de la instalación fotovoltaica deberán añadirse al proyecto general del edificio e ir legalizada por el órgano competentes dentro de la comunidad autónoma donde se sitúe, así como se hace con el resto de instalaciones.

• Ámbito de Aplicación

Se colocarán sistemas de captación y transformación por procedimientos fotovoltaicos dentro de las edificaciones para uso de consumo propio o suministro eléctrico, según establece el CTE en la tabla 2.1.

Tipo de uso	Límite de aplicación
Hipermercado	5000 m ² construidos
Multitienda y centro de ocio	3000 m ² construidos
Nave de almacenamiento	10000 m ² construidos
Administrativos	4000 m ² construidos
Hoteles y hostales	100 plazas
Hospitales y clínicas	100 camas
Pabellones de recintos feriales	10000 m ² construidos

Tabla 2.1. Ámbito de aplicación (Ministerio del fomento, 2006).

Siempre que se justifique podrá reducirse o suprimirse la potencia mínima de aplicación en esta exigencia según los siguientes casos:

- a) Cuando se cubra la producción eléctrica estimada que correspondería a la potencia mínima, mediante el aprovechamiento de otras fuentes de energía renovables.
- b) Cuando el emplazamiento no cuente con suficiente acceso al sol por barreras externas al mismo y no se pueden aplicar soluciones alternativas.
- c) En rehabilitación de edificios, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la configuración previa del edificio existente o de la norma urbanística.
- d) En edificios de nueva planta, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la norma urbanística aplicable que imposibiliten de forma evidente la disposición de la superficie de captación necesaria.
- e) Cuando así lo determine el órgano competente que deba dictaminar en materia de protección histórico-artística.

En el caso de existir limitaciones dentro del proyecto en edificios de nueva planta, se permitirá incluir medidas o elementos alternativos que favorezcan en un ahorro eléctrico proporcional a la producción que se obtendría con la instalación solar mediante mejoras en instalaciones consumidoras de energía eléctrica tales como la iluminación, regulación de motores o equipos más eficientes (Ministerio del fomento, 2006).

- **Caracterización y cuantificación de las exigencias**

Las potencias que se determinan en este documento son de carácter mínimo, pudiendo aumentarse de manera voluntaria por el promotor o la administración competente.

- **Potencia**

$$P = C \cdot A \cdot S + B \quad (11)$$

donde:

P: es la potencia pico a instalar, en kWp.

A y B: coeficientes definidos en la tabla 2.2. en función del uso del edificio.

Tipo de uso	A	B
Hipermercado	0,001875	-3,13
Multitienda y centro de ocio	0,004688	-7,81
Nave de almacenamiento	0,001406	-7,81
Administrativos	0,001223	1,36
Hoteles y hostales	0,003516	-7,81
Hospitales y clínicas	0,000740	3,29
Pabellones de recintos feriales	0,001406	-7,81

Tabla 2.2. Coeficientes de uso (Ministerio del fomento, 2006).

C: coeficiente definido en la tabla 2.3. en función de la zona climática establecida en el apartado de zonas climáticas.

Tabla 2.4 . Zonas climáticas (Ministerio del fomento, 2006).

S: superficie construida del edificio, en m².

La superficie que se considerará para el caso de edificios ejecutados en el mismo recinto será:

- a) Un mismo uso: Se tomará como superficie la suma de todas las superficies de los edificios del recinto.
- b) Distintos usos: La potencia a instalar será la suma de la de todos los edificios del recinto, siempre que sean positivas. Para que esta exigencia sea de obligado cumplimiento, la potencia resultante deberá superar 6,25kWp.

Los módulos fotovoltaicos deberán disponerse de tal manera que las pérdidas ocasionadas por la orientación o inclinación sean las mínimas, valores que están reflejados en la tabla 2.5. intentando en la medida de lo posible la integración de esos módulos en la edificación.

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 2.5. Pérdidas límite (Ministerio del fomento, 2006).

Además de los procedimientos de cálculo en el CTE figuran los planes de mantenimiento que deberán llevar las instalaciones fotovoltaicas para su correcto funcionamiento.

2.2.5.2. Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (R.E.B.T)

Es un reglamento español de obligado cumplimiento, que establece las condiciones técnicas que deben cumplir las instalaciones eléctricas conectadas a un suministro de baja tensión que garanticen la seguridad de las personas y bienes que implican estas instalaciones, además de su correcto funcionamiento para que otras instalaciones no se vean afectadas (Servicio de normativa técnica, Supervisión y control, 2004). Según las indicaciones del reglamento se entiende por baja tensión aquella que es inferior o igual a 1000 voltios en corriente alterna o 1500 voltios en corriente continua.

El Reglamento actual fue publicado en el Boletín Oficial del Estado 224 el 18 de septiembre de 2002 y sustituye al Reglamento del año 1973 que fue aprobado según el Real Decreto 842/2002 del 2 de agosto de 2002. Este documento supuso un gran avance en materia de reglas técnicas e implantó un esquema normativo, basado en un marco reglamentario y unas instrucciones complementarias, en las que se definían aspectos específicos.

Lo que destaca en el reglamento es la remisión a normas, sobre todo cuando se trata de carácter técnico y, fundamentalmente características de los materiales. Estas normas a las que se hace referencia en su gran mayoría proceden de las normas europeas EN e internacionales CEI, consiguiendo de manera rápida disponer de soluciones técnicas

manteniendo una sintonía con las soluciones aplicadas en países más avanzados (Ruzafa Oton, 2009).

El REBT está compuesto por dos partes. La primera por una serie de artículos de cuestiones meramente legales y administrativas en relación a las instalaciones, y la segunda que se centra más en los aspectos técnicos de las instalaciones, desarrollando así las 52 Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) que componen el documento. El REBT no hace especialmente referencia a las instalaciones fotovoltaicas, sin embargo mediante este documento se realiza el diseño y dimensionado de las instalaciones eléctricas (Ministerio de Economía, 2003).

2.2.5.3. Pliego de condiciones técnicas para instalaciones aisladas publicado por el IDAE.

El IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) recomienda unos criterios técnicos que deben tomarse en consideración en el diseño de instalaciones solares fotovoltaicas. Estos requisitos están recogidos en los pliegos de condiciones técnicas de instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de red y conectadas a red.

En estos documentos se indican las condiciones que deben cumplir cada uno de los elementos que componen la instalación fotovoltaica, así como el dimensionado del sistema. Siempre que vaya acorde con las disposiciones del REBT.

2.2.5.4. Normas AENOR

Son normas de carácter voluntario creados por comités técnicos de normalización, que garantizan los niveles de calidad y seguridad de las instalaciones.

2.2.5.4.1. Elementos fotovoltaicos

UNE 206001:1997 EX Módulos fotovoltaicos. Criterios ecológicos.

UNE-EN 50380:2003 Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

UNE-EN50461:2007 Células solares. Información de la documentación técnica y datos del producto para células solares de silicio cristalino.

UNE-EN 60891:1994 Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino (Versión oficial EN 60891:1994).

UNE-EN 60904-1:1994 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica intensidad-tensión de los módulos fotovoltaicos (Versión oficial EN 60904-1:1993).

UNE-EN 60904-2:1994 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia (Versión oficial EN 60904-2:1993).

UNE-EN 60904-2/A1: 1998 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.

UNE-EN 60904-3:1994 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia (Versión oficial EN 60904-3:1993).

UNE-EN 60904-5:1996 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente (TCE) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto.

UNE-EN 60904-6:1997 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia

UNE-EN 60904-6/A1:1998 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.

UNE-EN 60904-7:1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 7: Cálculo del error introducido por desacoplo espectral en las medidas de un dispositivo fotovoltaico.

UNE-EN 60904-8:1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico (FV).

UNE-EN 60904-10:1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.

UNE-EN 61646:1997 Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

UNE-EN 61215:1997 Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

UNE-EN 61215:2006 Módulos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

UNE-EN 61829:2000 Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.

UNE-EN 61701:2000 Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).

UNE-EN 61721:2000 Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico (FV) al daño por impacto accidental (resistencia al ensayo de impacto).

UNE-EN 61701:2000 Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).

UNE-EN 61345:1999 Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).

2.2.5.4.2. Acondicionadores de potencia

UNE-EN 61683:2001 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

2.2.5.4.3. Protección

UNE-EN 61173:1998 Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía – Guía.

2.2.5.4.4. Diseño

UNE-EN 61727:1996 Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.

UNE-EN 62093:2006 Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales (IEC 62093:2005).

UNE-EN 62124:2006 Equipos fotovoltaicos (FV) autónomos. Verificación de diseño (IEC 62124:2004).

2.2.5.4.5. General

UNE-EN 61725:1998 Expresión analítica para los perfiles solares diarios.

UNE-EN 61277:2000 Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.

UNE-EN 61724:2000 Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.

UNE-EN ISO 9488:2001 Energía solar. Vocabulario. (ISO 9488:1999)

UNE-20460-7-712:2006. Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV)

UNE-EN 61194:1997 Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.

2.2.5.4.6. Otros

UNE-EN 61702:2000 Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico (FV) de acople directo.

2.2.5.5. NORMAS IEC

2.2.5.5.1. Dispositivos fotovoltaicos

CEI 60904-10:1998 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.

CEI 60904-2:1989 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.

CEI 60904-2:1989/A1:1998 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.

CEI 60904-3:1989 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.

CEI 60904-5:1993 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente (TCE) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto.

CEI 60904-7:1998 Dispositivos fotovoltaicos - Parte 7: Cálculo del error introducido por desacoplo espectral en las medidas de un dispositivo fotovoltaico.

CEI 60904-8:1998 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico (FV).

CEI 61345:1998 Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).

CEI 61646:1996 Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

CEI 61701:1995 Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).

CEI 61829:1995 Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino - Medida en el sitio de características I-V.

CEI 61215:1993 Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

CEI 61215:2005 Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

2.2.5.5.2. Acumuladores

CEI 61427:1999 Acumuladores para sistemas de conversión fotovoltaicos de energía solar. Requisitos generales y métodos de ensayo.

CEI 61427:2005 Acumuladores para sistemas de conversión fotovoltaicos de energía (PVES). Requisitos generales y métodos de ensayo.

2.2.5.5.3. Acondicionadores de potencia

CEI 61683:1999 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

2.2.5.5.4. Protección

CEI 61173:1992 Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía. Guía.

2.2.5.5.5. Diseño

CEI 61727:1995 Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.

CEI 62093:2005 Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.

CEI 62124:2004 Equipos fotovoltaicos (FV) autónomos. Verificación de diseño.

2.2.5.5.6. General

CEI 60364-7-712:2002 Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).

CEI 61194:1992 Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.

CEI 61277:1995 Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia - Generalidades y guía.

CEI 61725:1997 Expresión analítica para los perfiles solares diarios.

2.2.5.5.7. Otros

CEI 61702:1995 Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico (FV) de acoplo directo.

2.3. El efecto vela y su problemática en las instalaciones fotovoltaicas.

En las instalaciones de energía solar fotovoltaica (y también en los captadores solares térmicos), el efecto nocivo del viento puede acarrear problemas, derivados de su impacto sobre las superficies planas de los paneles que componen los sistemas de captación solar en los edificios.

Un viento fuerte que sople a velocidades superiores a los 70 km/h puede volcar los paneles de una instalación si estos no se encuentran bien anclados, con la consiguiente pérdida del componente y los posibles daños materiales y personales a su alrededor. Este fenómeno se conoce bajo el nombre de efecto vela, y depende la fuerza que ejerce el viento sobre los paneles que componen la instalación, siendo mayor cuanto más grande es la superficie que se opone a la circulación del viento. En el caso de las instalaciones ubicadas en España, al encontrarse orientadas hacia el Sur buscando el Ecuador, serán los vientos que soplen en esa dirección los que provocarán mayores daños al incidir perpendicularmente en la parte inferior de los paneles, favoreciendo el vuelco.

Figura 2.32 Variación de la superficie enfrentada a la fuerza del viento según la dirección predominante del viento.

Como se puede apreciar en la Figura 2.33., al ejercer el viento una presión sobre la parte de inferior del panel, se genera un esfuerzo a tracción en los anclajes, que es el que resulta realmente peligroso para la integridad de la instalación. Por otro lado, cuando el viento proviene del ecuador e índice sobre el panel, este lo hace en la parte frontal del mismo, con el consiguiente esfuerzo de compresión generado, es transmitido a los soportes que anclan el panel y disipado a través de la estructura del edificio.

Así pues, para evitar que el viento pueda volcar los paneles, es preciso que la estructura

de soporte ejerza una fuerza hacia el suelo mediante anclajes, o bien lastrada mediante pesos, que sea capaz de resistir el esfuerzo del viento en la zona donde se ubica la instalación. También, será necesario emplear tornillería de primera calidad resistente a la

Figura 2.33 Efecto del viento sobre un panel fotovoltaico. (a) Viento incidiendo en la parte trasera del captador generando efecto vela, (b) Viento a favor del anclaje del panel.

corrosión a fin d evitar un desgaste prematuro de los sistemas de unión (Morón, Ferrández, & Saiz Díaz, 2016)

De entre todos los captadores solares que existen en el mercado, los termosifónicos destinados a la producción de agua caliente sanitaria, son lo únicos que ofrecen una solución real a este problema generado por el viento, ya que al llevar incorporado el tanque en su parte superior poseen suficiente peso para soportar vientos elevados.

Algunos autores (Stathopoulos, Zisis , & Xipnitou, 2014), han estudiado de forma experimental el efecto producido por la presión del viento en las superficies de los paneles ubicados en los edificios. Estos estudios, encontraban diferencias significativas en la succión ejercida sobre la instalación según cual fuera la dirección crítica del viento, jugando un papel muy importante la orientación de la instalación, más incluso que la propia altura del edificio. Además, se apreciaba como los paneles situados en los laterales de la instalación se encontraban mucho más expuestos a la acción del viento, siendo necesario un cálculo más exhaustivo en estas condiciones. Las direcciones de 45° y 135° son críticas con coeficientes de vuelco similares (Mohamed & Hangan, 2016).

Pero los estudios del efecto vela no han sido realizados únicamente en el sector de la edificación. Las grandes centrales de producción de energía solar también se encuentran sometidas al mismo problema (Moussaad, 2016). En estos casos el empleo de simuladores de mecánica de fluidos computacionales (CFD), reporta grandes beneficios de cara a comprender el funcionamiento real de la instalación en fase diseño. En los estudios llevados a cabo, se encuentra una gran evidencia de que las turbulencias producidas por el viento a gran escala pueden afectar dramáticamente a las cargas pico de viento en los objetos que componen la instalación. Es por esta razón, que para el correcto dimensionado de las instalaciones solares no bastaría con tener en cuenta únicamente las velocidades del viento

facilitadas por el CTE, sería necesario llevar a cabo una simulación basada en las hipótesis de cálculo más desfavorables para la estructura de cara a dimensionar siempre del lado de la seguridad. Estas simulaciones CFD, demuestran que el modelado del panel en fase de diseño recogiendo los valores del historial de carga del viento en la zona, permite realizar un diseño más exhaustivo para los anclajes de la estructura, además de comprender mejor que ocurre cuando este incide sobre la superficie del captador (Reina & Stefano, 2017).

2.4. Seguimiento Solar

Un módulo PV / panel / matriz o concentrador solar transforman la energía solar en energía eléctrica o térmica (Fathabadi, 2016).

La necesidad de poder obtener una potencia de salida máxima de un módulo fotovoltaico o de un concentrador solar, hace indispensable tratar captar la mayor cantidad de radiación solar, utilizando para ello seguidores solares capaces de seguir la dirección del sol, de manera que estos rayos incidan perpendicularmente sobre la superficie del módulo o concentrador solar y den un seguimiento desde el este hasta el oeste en la puesta del sol, capturando el valor máximo de energía. Un seguidor solar está compuesto básicamente de una parte fija y una móvil, la cual cuenta con una superficie de captación que debe permanecer perpendicular a los rayos del Sol durante el día y dentro de su rango de movimiento, cuya finalidad es el aumento de la captación de radiación solar. Su movimiento está inspirado en la trayectoria seguida por los girasoles y hay dos movimientos que se deben controlar, el de la trayectoria del Sol durante el día y la variación de esta trayectoria durante el año.

Actualmente se utilizan controladores de seguimiento de potencia máxima ajustando el funcionamiento del panel o concentrador solar al punto de potencia máxima. Es ampliamente utilizado en sistemas fotovoltaicos para aumentar su eficiencia, y para extraer la mayor potencia instantánea posible del módulo / panel fotovoltaico (Daraban, Petreus, & Morel, 2014). Este tipo de tecnología de seguimiento solar es aplicado para: energía solar fotovoltaica convencional, de concentración y para energía termosolar.

Para sistemas fotovoltaicos, otras investigaciones han mostrado que aproximadamente entre el 20% y el 50% más de energía solar puede ser obtenida dependiendo de la ubicación geográfica y mediante la aplicación de un seguidor solar a un sistema fotovoltaico (Quesada, Guillon, Rousse, & et al., 2015). Por lo tanto, el ángulo de inclinación óptimo para un sistema de energía solar va a depender tanto de la latitud del lugar como de la aplicación que se le va a dar (Al-mohamad, 2004).

2.4.1. Clasificación de los seguidores solares

Para que un panel solar funcione no es necesaria la presencia de un seguidor solar, sin embargo, la ausencia de este reduce el rendimiento del panel. Un seguidor o rastreador solar permite que la célula fotovoltaica se posicione de manera precisa hacia el sol, corrigiendo los cambios existentes en el ángulo de elevación del sol a lo largo del día, en el ángulo azimutal y el desplazamiento latitudinal del sol durante los cambios estacionales.

Los seguidores solares se clasifican según su grado de libertad, es decir en función de sus ejes (Balam Tamayo, 2011), según su estrategia de control, su método de seguimiento el cual va a depender de la tecnología que se emplee para realizar el rastreo de la posición solar, clasificándose en dos categorías: seguidores pasivos (mecánicos) y activos (eléctricos) (Mousazadeh, y otros, 2009).

2.4.2. Seguidores solares según su grado de libertad

Existen varios tipos de seguidores solares activos que van a depender según el grado de libertad de movimiento (Sallaberry, Pujol-Nadal, Larcher, & Rittmann-Frank, 2015):

2.4.2.1. En un eje único

El seguidor de eje único, tiene un grado de libertad, proporcionado por un eje de rotación, el cual dentro de los dispositivos se encuentra alineado con el norte, para lograr esta correcta alineación se utilizan algoritmos desarrollados para esta función.

Va a ser de suma importancia la orientación del módulo con respecto al eje, por ello se proporcionan varias opciones de montaje: colocación horizontal, vertical o inclinada. Este único eje de un seguidor solar de un solo eje deberá estar alineado a lo largo del meridiano norte local, por lo que sólo podrá captar la radiación solar en una dirección que es la trayectoria diaria del sol (Chong & Wong, 2009). Un sistema de seguimiento solar de un solo eje incrementa la potencia de salida diaria del módulo fotovoltaico entre un 5% y un 20% en comparación con un sistema de módulo fotovoltaico fijo (Al-mohamad, 2004), además su eficiencia podría aumentar hasta en un 30% dependiendo donde sea implementado y los recursos solares de la región (Zhong, Li, Tang, & Dong, 2011). Entre las investigaciones que han realizado varios autores coinciden que este tipo de seguidor solar ha sido empleado frecuentemente gracias a la sencillez de su estructura y a su fácil ejecución de los sistemas de control.

En relación con lo anterior, en el año 2000, Poulek y Libra proponen un novedoso sistema de seguimiento solar de un solo eje con paneles solares bifaciales conectados de manera directa a un motor que trabaja en corriente continua (CC), encargado de realizar los movimientos de seguimiento (Poulek & Libra, 2000). Otra investigación similar fue la de Kim et al. quienes sugieren un seguidor de un solo eje polar con un colector solar para el rastreo del sol con una velocidad de rotación de 15°/h y la mejora de su comportamiento térmico (Kim, Han, & Seo, 2008).

En 2011, Chin et al. Elaboró un seguidor solar de único eje activo, que según sus características permitía ser montado en una pared. El sistema disponía de dos sensores de resistencias dependientes de luz (LDR) colocados en la superficie del panel, los cuales captaban la radiación solar y permitían el giro del panel fotovoltaico, llegando a alcanzar un 20% de eficiencia en relación a los paneles fijos (Chin, Babu, & McBride, 2011). Dentro de esta tipología de seguidor solar existen 3 tipologías diferentes en función de donde esté situado el eje de giro.

2.4.2.1.1. En un eje polar

La superficie de captación solar se le da una inclinación igual a la latitud y se orienta hacia el sur, girando sobre un eje (Figura 2.34.). El giro se ajusta para que la normal a la superficie

Figura 2.34 Seguidor solar de eje único acimutal (Balam Tamayo, 2011).

coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol. La velocidad de giro es de 15° por hora, como la del reloj (Balam Tamayo, 2011).

2.4.2.1.2. En un eje acimutal

La superficie gira sobre un eje vertical, el ángulo de la superficie es constante e igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al Sol (Figura 2.35.). La velocidad de giro es variable a lo largo del día (Balam Tamayo, 2011).

Figura 2.35 Seguidor solar de eje único acimutal (Balam Tamayo, 2011).

2.4.2.2. En doble eje

En los seguidores de doble eje, existen dos grados de libertad que funcionan como ejes de

rotación. Frecuentemente estos ejes se disponen perpendiculares entre sí. Este tipo de sistema se considera más exacto que los de un solo eje, aunque tienden a ser más complejos (Eke R, 2012).

El sistema está compuesto por un eje primario que permanece fijo al sitio de colocación del seguidor o a su base y un eje secundario, que se encuentra sobre este, y generalmente es perpendicular al otro, según Barker et al.,” Un seguidor solar de dos ejes tiene dos grados de libertad, por lo que puede rastrear la trayectoria solar en dos direcciones que son movimientos diarios y estacionales del sol” (Barker, Neber, & Lee, 2013).

“La potencia de salida de un módulo fotovoltaico se puede mejorar hasta aproximadamente un 33% en comparación con un módulo fotovoltaico fijo mediante la utilización de un seguidor solar de dos ejes”, aunque el factor de mejora va a depender de la latitud local y los patrones de luz solar directa y difusa (Roth, Georgiev, & Boudinov, 2005). Se han realizado varios estudios sobre sistemas de seguimiento solar utilizando una serie de métodos diferentes.

En 2004, el estudio de Kacira et al, hizo una comparación entre el rendimiento obtenido por un panel plano fijo y un seguidor solar de doble eje, llegando a la conclusión que el de doble eje obtuvo un 34,6% de ganancia energética frente al sistema fijo (Kacira, Simsek, Babur , & Demirkol , 2004). Otro estudio similar fue realizado por Davis et al. que elaboró un seguidor de doble eje y midió su rendimiento produciendo una ganancia energética de 30%, y pudiendo llegar hasta un 40% en días de de solsticio de invierno y verano, en comparación con los sistemas de rastreo solar de un solo eje (Davis, Lawler , Coyle , Reich, & Williams , 2008).

En 2011, Seme et al., planteó un sistema eficiente que calcula la inclinación y el acimut del sol, y utilizando un método de seguimiento solar de doble eje, aplicado a un sistema fotovoltaico. Las trayectorias del sistema de se establecen optimizando la máxima producción de energía eléctrica en el sistema fotovoltaico considerando también el consumo del sistema de seguimiento. En el procedimiento de optimización se evalúan los modelos de radiación solar disponibles, el consumo del sistema de seguimiento y la eficiencia de las células solares con los convertidores dc / dc adecuados (Seme, Stumberger, & and Vorsic, 2011).

Existen varios subtipos dentro de este tipo de seguidor, las cuales van a clasificarse en función de la orientación del eje primario del seguidor solar con respecto al suelo. Entre las más comunes están las siguientes:

2.4.2.2.1. Doble eje horizontal

Este subtipo de seguidor dispone de dos grados de libertad. Normalmente los ejes se disponen perpendiculares uno del otro, considerándose como eje primario al que permanece fijo y hace la función de base, mientras que el otro eje (el secundario), se dispone perpendicular al primario (Figura 2.36.) (Balam Tamayo, 2011).

Figura 2.36 Seguidor solar horizontal de doble eje (Balam Tamayo, 2011).

2.4.2.2. Azimut – Latitud

En el caso de este seguidor el eje primario va perpendicular al suelo sobre la que se apoya unas veces una base giratoria (Figura 2.37. a) y sobre ella el eje secundario o otras veces el eje secundario es un tubo giratorio (Figura 2.37. b).

Figura 2.37 Seguidor solar de doble eje. (a) montura azimut-latitud, (b) azimut-latitud, elevado (Balam Tamayo, 2011).

2.4.3. Seguidores solares según su estrategia de control

La potencia producida por los módulos fotovoltaicos es directamente proporcional a la radiación captada por los mismos, debido a esto con la necesidad de mejorar la captación de energía se proponen varias estrategias que optimicen el ángulo de inclinación de los captadores solares (M.A.H.M. & A.Q., 2001). Estos sistemas de control lo que pretenden es compensar los cambios que se producen en el ángulo de elevación, latitud y azimut en función de la ubicación geográfica. Existen varios modelos matemáticos que indican que la ganancia energética frecuentemente aumenta en un 5% en función del ángulo de inclinación y orientación del módulo fotovoltaico en comparación con un sistema fijo (Mousazadeh, y otros, 2009).

Esta ganancia puede lograrse utilizando algoritmos de control para el seguimiento, que gracias a las nuevas tecnologías los hacen de más fácil manejo. Estos sistemas pueden clasificarse en sistemas de bucle cerrado y de bucle abierto según el tipo de estrategia de control implicada y el modo de operación de la señal (Nsengiyumva, Guo Chen, Hu, & Chen, 2018).

2.4.3.1. Seguidores de bucle cerrado

Los principios de control de esta tipología de seguidores está basados en la retroalimentación. Este elemento recibe señales de entrada, la cual es captada por los sensores encargados del posicionamiento solar. Al recibir esta señal, se gestiona produciendo señales de salida que permitan posicionar el módulo fotovoltaico perpendicular al sol. Según varios autores coinciden que los seguidores solares de bucle cerrado son más flexibles e incluso sus algoritmos de seguimiento son mejores que los de los seguidores comunes (Alorda, Pujol-Nadal, Rodríguez - Navas, Moià-Pol, & Martínez-Moll, 2015). El diagrama general que presentan este tipo de seguidores (Figura 2.38.) es el siguiente:

Figura 2.38 Diagrama general de configuración de seguidor fotovoltaico de bucle cerrado (Nsengiyumva, Guo Chen, Hu, & Chen, 2017)

Un sistema de bucle cerrado tiene una configuración que favorece el funcionamiento de un seguidor solar en cuanto a eficiencia del sistema. Por ejemplo en el caso de una estación energética (Akhmedyarov, Bazarov, Ishankuliev,, Karshenas, & Schaimerdingulyev, 1986) que mejoró su potencia de salida con unos valores de 357W a 500 W a partir de la implementación de un sistema de bucle cerrado para el seguimiento solar.

Actualmente, Stamatescu et al. ha elaborado un nuevo algoritmo de control que gestiona el movimiento del panel fotovoltaico a través de una técnica de control de tres posiciones de bucle cerrado. Este algoritmo de control se aplicó a un seguidor solar en tiempo real que gestionaba los valores de radiación captados por los sensores para emitir una señal encargada de generar el movimiento de los motores del seguidor. Este sistema cuenta con una serie de ventajas desde su alta eficiencia, su adaptabilidad, y su buena relación calidad-

precio entre otros (Stamatescu, Făgărășan, Stamatescu, Arghira, & Iliescu, 2014).

2.4.3.2. Seguidores de bucle abierto

El funcionamiento de un seguidor solar de bucle abierto se realiza mediante un controlador encargado de calcular la entrada dentro del sistema a través de datos que muestran el estado actual y el algoritmo del sistema, posteriormente el algoritmo operativo decide si los valores de entrada alcanzan el objetivo deseado. En comparación con el sistema de bucle cerrado, este sistema es más simple y económico, aunque requiere de un trabajo previo para conseguir los algoritmos adecuados para el sistema. Debido a que este sistema solo controla los datos de entrada, los de salida pueden sufrir errores que pueden no ser detectados, provocando la disfuncionalidad del sistema. A continuación se muestra el diagrama general de una estructura de bucle abierto (Figura 2.39.) (Nsengiyumva, Guo Chen, Hu, & Chen, 2018).

Figura 2.39 Diagrama general de configuración de seguidor fotovoltaico de bucle abierto (Nsengiyumva, Guo Chen, Hu, & Chen, 2017)

Existen varias investigaciones de las diversas aplicaciones de este sistema, entre ellas está:

En 2001, Muriel et al. en su estudio expusieron que los sistemas de seguimiento solar basados en controladores de bucle abierto para el direccionamiento solar deberían ser muy precisos y sencillos a nivel informático, por lo que ellos analizaron los algoritmos utilizados hasta el momento para el posicionamiento solar, creando un nuevo algoritmo capaz de predecir el vector solar por medio del tiempo y la ubicación. Este algoritmo permitía determinar la dirección del vector solar con un error de menos de 0,5 minutos de arco (Blanco-Muriel M., Alarcón-Padilla, López-Moratalla, & Lara-Coi, 2001).

Más adelante en 2004, Abdallah y Nijmeh desarrollaron un sistema de seguimiento de dos ejes, su movimiento se controlaba a través del algoritmo de bucle abierto y un controlador lógico programable (PLC). Este sistema estaba dotado de dos motores, uno de ellos se encargaba de ajustar la inclinación de la superficie de captación, mientras que el otro gestionaba el radio de giro en el eje vertical de la superficie. Este sistema dio como resultado un aumento en la captación energética diaria de 41,34% más que un sistema fijo con una inclinación preestablecida de 32° hacia el sur (Abdallah & Nijmeh, 2004). Sin embargo a partir de estos estudios han venido desarrollándose algoritmos de seguimiento solar de bucle abierto, entre ellos se utilizó el principio de medición de compensación analógica no lineal, donde se obtenida una imagen proyectiva en la superficie del detector

gracias a la radiación captada generando señales de control, proporcionales al área de captación y ángulo de incidencia. Entre los resultados obtenidos se muestra que esta técnica tiene una precisión mayor de 0.2° más que la ya existente (Chen, Feng, & Hong, 2006).

Gran parte de los algoritmos de control de bucle abierto presentan unos errores de seguimiento entre 0.0003° y 0.0027° (Chen, Feng, & Hong, 2006). Sin embargo, este método de control requiere de bastante trabajo previo y diversos ensayos, por lo que deben considerarse opciones más flexibles, según las necesidades de los diseñadores en cuanto a comportamiento y rapidez.

2.4.4. Seguidores solares según su método de seguimiento

2.4.4.1. Seguidores pasivos

Los seguidores pasivos se basan en el uso del calor solar para provocar un desequilibrio que generan el movimiento en el seguidor. Este tipo de seguidores no utilizan una fuente de energía externa, sino que trabajan mediante la expansión térmica de una materia (generalmente Freón) o en aleaciones con memoria de forma.

El sistema de seguimiento pasivo utiliza los principios básicos de almacenamiento de calor. Este calor recogido se utiliza de una manera específica para que por si mismo realice la función para el que fue diseñado.

Este tipo de método de seguimiento solar frecuentemente utiliza dos contenedores llenos de un fluido (gas comprimido) o aleaciones con memoria de forma de fácil evaporación, conectados entre ellos, que se sitúan en los extremos de un panel móvil, y que al incidir sobre ellos la radiación solar provoca el aumento de su temperatura expandiendo el fluido en su interior. Esta expansión va a depender de la cantidad de radiación que reciba cada uno de los contenedores, que funciona como un sistema de contrapesos donde el fluido va a moverse y por consiguiente el seguidor se moverá hasta que la radiación que captan los dos contenedores se iguale (Clifford & Eastwood, 2004).

Frecuentemente emplean un punto bajo de ebullición de gas comprimido líquido o aleaciones con memoria de forma, normalmente este método no es el adecuado para ser aplicado en el sistema de concentración de energía solar ya que requiere de un método más preciso, por ello suelen utilizarse más en sistemas comunes como los módulos fotovoltaicos (Sumathi, Jayapragash, , Bakshi, & Kumar, 2017).

Se han realizado varios estudios en relación a sistemas pasivos de seguimiento solar.

En 1994 Poulek desarrolló un sistema de seguimiento pasivo de un solo eje basado en actuadores con aleaciones de memoria de forma. Estos actuadores pueden ser deformados con gran facilidad a temperaturas bajas de funcionamiento inferiores a 70°C y recuperar su forma original aplicándoles una temperatura por encima de su temperatura de transformación. Se comprobó que la eficiencia de estos actuadores es aproximadamente de un 2% y es de casi dos órdenes de magnitud superior que la de los actuadores

bimetálicos (Poulek & Libra, Testing the new solar tracker with shape memory alloy actors., 1994).

En 2004, Clifford y Eastwood elaboraron un sistema de seguimiento pasivo de bajo coste modelado con ordenador para las regiones próximas al ecuador, obteniendo ganancias de eficiencia de hasta un 23% en relación a los módulos fijos tradicionales, alcanzando unos grandes beneficios y una alta viabilidad en cuanto a aplicaciones en ubicaciones geográficas.

Este diseño de seguidor solar pasivo está formado por una estructura de madera sobre el que se apoyan dos tiras bimetálicas de aluminio y acero de forma simétrica, uno a cada lado del panel desde el eje horizontal central (Figura 2.40.). Cuando el sol incide las tiras bimetálicas estas se doblan en una dirección con calor y en otra con frío. Según va absorbiendo calor la tira bimetálica expuesta, el aluminio se flexiona más que el acero gracias a que su coeficiente de expansión térmica es más elevado. Esta flexión provoca una deflexión máxima en el punto medio de la tira y con la masa unida provoca el desequilibrio de masa que ocasiona el movimiento del panel (Clifford & Eastwood, 2004).

Figura 2.40 Seguidor solar pasivo que utiliza dos tubos cilíndricos idénticos llenos de un fluido bajo presión parcial (Clifford & Eastwood, 2004).

A partir de la evolución que han ido teniendo las nuevas tecnologías, en especial la electrónica a lo largo de los años y el uso más frecuente de la energía fotovoltaica para la producción de electricidad, se hicieron escasas las investigaciones relacionadas con los sistemas de seguimiento pasivo. Sin embargo en 2011, Castañeda presenta una nueva propuesta, utilizando un sistema parecido al de Clifford y Eastwood pero con ciertas modificaciones, especialmente en los materiales utilizados. El sistema está compuesto por una plataforma metálica y en sus extremidades se fijaron dos tubos cilíndricos idénticos, de chapa de acero de 0,50 m de longitud por 0,10 m de diámetro pintados de negro mate. Ambos tubos están interconectados mediante una tubería de cobre de 3/8" y conectores NPT. Esta tubería es la encargada de transferir la solución líquida dentro del sistema, conforme se puede observar en la Fig. 7. En los extremos de la plataforma rectangular se

fijaron dos mamparas en chapa metálica, con espejos tanto en su cara interna como externa, proporcionando la interna la reflexión del sol y la externa sombra. Se incorporaron dos muelles metálicos como amortiguamiento para limitar la velocidad del movimiento.

Otro tipo de seguidor solar pasivo es el de Mwithiga et al., en 2006 que diseñó y construyó un secador con capacidad limitada de seguimiento solar que funcionaba manualmente. La secadora consistió en una placa absorbente plana de acero suave de calibre 20 formada en una caja sin tocino. La unidad de secado se atornilló sobre un eje que a su vez se montó sobre un soporte de modo que se dirigiera hacia la dirección E-W. Un disco selector en el soporte permitió ajustar fácilmente el ángulo de inclinación que la unidad de secado hizo con la horizontal, en incrementos de al menos 15°. De esta manera, la placa colectora podría ajustarse intermitentemente para poder seguir el sol durante el día. Se crearon cuatro ajustes de secado para rastrear el sol. La secadora se fijó en un ángulo de 60° a la horizontal orientada al este a las 8:00 am. Ajustaron el ángulo del secador hecho con la horizontal una, tres, cinco o nueve veces al día cuando se cargaban con granos de café o bajo condiciones de carga. Los resultados mostraron que el secador solar puede usarse para secar granos con éxito. El secado de los granos de café se podría reducir a 2-3 días en comparación con el secado al sol sin sistema de seguimiento, que tarda 5-7 días y la temperatura dentro de la cámara podría alcanzar un máximo de 70,4 °C (Mwithiga G & Kigo, 2006).

Figura 2.41 Sistema de seguimiento utiliza dos receptores idénticos, conectados por tubo, llenos de líquido bajo presión (Castañeda, 2011).

En 2014, Noel León, Héctor García, Carlos Ramírez, crean un concentrador solar de seguimiento semipasivo que requiere un esfuerzo mecánico mínimo, reduciendo el movimiento para el seguimiento del sol. Este seguidor está compuesto por una matriz, una lente de Fresnel y un receptor el cual rastrea la posición del sol para reflejar los rayos captados hacia la lente Fresnel. Se llega a encontrar una inclinación óptima de todo el conjunto de 49.054° maximizando el área de la lente Fresnel evitando en gran parte la sombra que se forma debido a que la matriz está posicionada encima de la lente (León, García, & Ramírez, 2014).

En la actualidad, Srikanth Madala, Robert F. Boehm elabora la idea de acoplar concentradores con un mecanismo de seguimiento solar pasivo, no solo para una mayor captación solar sino para economizar el sistema (Madala & Boehm, 2016). También, M. Natarajan, T. Srinivas que crea un mecanismo de seguimiento solar basado en la gravedad y adaptado a un colector solar lineal, mejorando la eficiencia térmica del colector (Natarajan & Srinivas, 2017).

Los seguidores solares pasivos más frecuentes en el mercado son los producidos por Zomeworks y UniRac. Estos fabricantes utilizan un sistema de tubos que quedan conectados a través de un refrigerante que mediante la incidencia que tenga el sol sobre ellos proporcionará el movimiento. Actualmente en el mercado el precio de estos seguidores solares rondan desde los 600 y 4000 dólares (Zomeworks, 2017).

2.4.4.1.1. Ventajas en inconvenientes

- **Ventajas**

Dentro de las ventajas de los seguidores solares pasivos está la sencillez del sistema ya que el funcionamiento de este sensor no depende de dispositivos eléctricos, ni elementos mecánicos complejos por lo que proporcionan fiabilidad ya que es menos probable el fallo de alguno de los elementos que lo compone.

En cuanto a su mantenimiento no requiere de un control exhaustivo ya que las piezas que lo conforman tienen una vida útil relativamente larga con lo cual no necesitan ser remplazadas periódicamente, además este sistema viene montado de fábrica con lo cual los recipientes que contienen el fluido encargado del funcionamiento del sistema están completamente sellados, evitado así cualquier pérdida o fuga.

Debido a su fácil instalación el coste de este tipo de seguidores solares es bajo en comparación con otros tipos de seguidores solares más complejos.

- **Inconvenientes**

La reacción de estos paneles es bastante lenta ya que estos paneles al funcionar con energía solar requieren de más tiempo para realizar la transferencia de calor, en relación si se realizara una transferencia eléctrica.

En climas fríos debido a las bajas temperaturas y a las condiciones climáticas su funcionamiento suele ser más lento e impreciso.

En general este tipo de seguidores no dispone de un sistema de retorno nocturno por lo que al finalizar el día el seguidor mantiene su posición hacia el oeste, hasta el día siguiente que retorna al este utilizando durante un tiempo estimado de tres horas en días soleados para realizar este movimiento, por lo que el panel va a generar menos electricidad hasta que adopte la posición correcta.

Aunque existe el dispositivo que permite al panel retornar a su posición inicial en la noche,

este se vende por separado y al ser eléctrico provoca que la producción de energía disminuya.

Este tipo de seguidores tienen unos rangos de temperatura establecidos según la zona donde van a ser implantados, por lo que en caso de exista una avería resulta bastante complicado volver a presurizar el fluido para su correcto funcionamiento con lo cual encarecería el mantenimiento.

2.4.4.2. Seguidores activos

Los sistemas de seguimiento activo solar han sido diseñados para que realicen un seguimiento del sol en un solo eje (en relación al ángulo de acimut) o en ambos ejes (de acuerdo con los ángulos azimutales y de altitud solar).

El sistema de seguimiento solar activo utiliza sensores ópticos que determinan la posición del sol y motores para acomodar la orientación de sus diversos componentes. La dirección del sol se localiza de acuerdo con el método de función del sistema que genera las señales de error medida por los sensores, y envía la señal al panel solar para que gire hacia el sol (Chia-Yen, Chou, Chiang, & Lin., 2009). El seguidor detiene su movimiento cuando la iluminación que reciben los sensores es igual en ambos, es decir que los rayos solares se encuentran perpendiculares a la superficie del panel fotovoltaico.

Según varios autores coinciden que este tipo de seguimiento es muy preciso, aunque en días nublados esta precisión puede verse disminuida debido a la dificultad que tiene los sensores de poder captar los rayos solares (Mousazadeh, y otros, 2009).

Principalmente los seguidores activos pueden clasificarse según su estrategia de seguimiento como: microprocesador y sensor electroóptico los cuales pueden controlarse por PC, basado en fecha y hora, células bifaciales auxiliares basadas en células solares y una combinación de estos sistemas.

2.4.4.2.1. Microprocesador y sensores electroópticos

Los seguidores solares electroópticos generalmente están compuestos como mínimo de un par de resistencias fotoeléctricas o células solares fotovoltaicas conectadas en paralelo es decir eléctricamente equilibradas, para que cuenten con una iluminación diferencial de los sensores electroópticos, de modo generen una señal de control para activar un motor de accionamiento que posiciona el aparato para que la iluminación que reciben los sensores electroópticos sea equitativa (Nsengiyumva, Guo Chen, Hu, & Chen, Recent advancements and challenges in Solar Tracking Systems (STS): A review, 2017). Este proceso se repite constantemente, siempre que exista semejanza de iluminación en los sensores.

Dentro de los puntos necesario para el funcionamiento de este tipo de sistema a parte del uso de sensores electroópticos, pueden utilizarse también fotodiodos o dispositivos de sombreado que permitan realizar un seguimiento con mayor precisión.

Los fotodiodos tienen el objetivo de aumentar la sensibilidad de la fotoconductividad, mientras que los dispositivos de sombreado se utilizan como impedimento para que el haz de radiación difusa no interfiera de manera directa con los sensores que son los encargados de indicar de manera precisa la posición solar, enmascarando su toma de medidas.

Este tipo de seguidores se han implementado principalmente en sistemas de concentración solar, debido a su complejidad y precio. Dentro de la literatura existen varios autores que han realizado estudios aplicados a este campo.

En 2004, Abdallah et al. Diseñaron y construyeron un sistema electromecánico de seguimiento solar de dos ejes, de bucle abierto. Para su correcto funcionamiento es preciso definir la pendiente del módulo fotovoltaico y su ángulo azimutal. Se estimó el valor de la pendiente igual al ángulo cenital y el módulo fotovoltaico fue orientado hacia el sur 32° . Para el movimiento del panel se utilizaron dos motores uno para el giro en el eje horizontal y otro para el vertical, impulsados por una lógica de control programable (PLC). Mediante este sistema pudieron obtener un ahorro de hasta un 3% de la potencia total prevista para el consumo y un aumento en la producción energética diaria total de 41,34% en comparación con un sistema fijo (Abdallah & Nijmeh, 2004).

Otro autor es Rumyantsev et al, quienes en 2004, diseñaron un seguidor solar de bucle cerrado, la construcción de este sistema la realizó con materiales estructurales muy baratos compuestos sobre todo de zinc. El sistema de seguimiento era totalmente automatizado a través de un sensor analógico, y el seguimiento solar lo realizaba en dos ejes tanto vertical como horizontal. Ambos ejes disponen de una plataforma que se mueven alrededor de ellos. La plataforma que gira alrededor del eje horizontal es una plataforma suspendida, sobre la que se encuentra un bastidor que tiene un margen de giro de $\pm 45^\circ$ asegurando la alineación de los módulos fotovoltaicos.

Esta repetición continua de la rotación de los motores se realizaba cada vez que se necesitaba devolver a los seguidores solares a la posición inicial una vez finalizado el día o para la captar de manera más rápida el sol en días nublados (Rumyantsev, Chalov, Lonova, Larionov, & Andreev, 2004).

Al-Mohamad diseñó un seguidor solar de un solo eje controlado por una unidad de PLC capaz de analizar la potencia de salida diaria de un módulo fotovoltaico. Para ello se utilizaron dos sensores fotoresistivos los cuales fueron separados por una barrera para proporcionar sombra a uno de ellos, para comparar la resistividad del sensor en función de la intensidad de la radiación solar recibida, comprobando que esta era inversamente proporcional. Las señales de salida de la unidad se conectaron directamente a las entradas analógicas del PLC para realizar una comparación entre la señal de salida y la necesaria para activar el sistema de seguimiento. Se colocó un PC encargado de realizar las tareas de control y la recopilación de datos, llegando a alcanzar una 40% de eficiencia total en las primeras y últimas horas del día (Al-mohamad, 2004).

En 2008, Abu-Khader et al. También elaboró un sistema de seguimiento controlado por PLC para evaluar el clima Jordano. Este sistema disponía de dos accionamientos que era los encargados de gestionar el movimiento alrededor de los ejes tanto el horizontal como el

vertical. La programación del PLC está basada en el análisis de ángulos solares los cuales fueron divididos en cuatro intervalos, cada intervalo con su velocidad de motor asignada. Las mediciones obtenidas con este sistema fotovoltaico muestran un claro aumento global de entre un 30 a 45% en la potencia de salida comparado con el del sistema fotovoltaico fijo. Además concluyendo que este modelo de seguimiento de los ejes N-S es óptimo (Abu-Khader, Badran , & Abdallah , 2008).

Entre los estudios más recientes está el de Senpinar y Mehmet en 2012 quienes hicieron un estudio comparativo del rendimiento de dos sistemas fotovoltaicos, uno fijo y otro móvil con un sistema de seguimiento solar de doble eje. Este sistema de seguimiento solar está controlado por un PC que es el encargado de gestionar los movimientos, además también se utilizó el Pc para el monitoreo de la exposición a colar de los dos sistemas. Dando como resultado que el panel móvil alcanzó unos niveles de potencia entre 13% y 15% mayor a los del módulo fijo (Enpinar & Cebeci, 2012).

Otro estudio reciente es el de Betanher et al. en año 2014, quien elaboró un simple sistema de seguimiento con el fin de monitorear el comportamiento de los paneles solares fotovoltaicos. Su sistema de seguimiento estaba basado en el uso de resistencias dependientes de la luz (LDR), se utilizaron dos de estas resistencias para la precisión de este sistema, en función del ángulo entre los dos LDR. Para obtener el ángulo óptimo entre estas dos fotorresistencias se hizo una evaluación numérica y experimental. Aunque se hizo el uso de algunas aproximaciones en los ensayos realizados para la obtención de algunos parámetros como el coeficiente lineal de los LDR usados y el valor constante de la radiación difusa se obtuvo una buena relación entre los resultados, aunque se podría obtener unos resultados más precisos si la estrategia de control fuera de bucle cerrado (Bentaher, y otros, 2014).

2.4.4.2.2. Fecha y hora

El funcionamiento de este tipo de seguidor depende sobre todo de su sistema de control que se realiza a través de un ordenador o un procesador que son los encargados de calcular la posición del sol partiendo de fórmulas o algoritmos, sensores, su fecha y hora, y hasta información de localización geográfica para generar señales que son enviadas a los motores para accionar el seguimiento (Nsengiyumva, Guo Chen, Hu, & Chen, Recent advancements and challenges in Solar Tracking Systems (STS): A review, 2017).

Davies planteó un sistema de seguimiento solar para la concentración fotovoltaica usando un nuevo logaritmo que empleaba los ejes ecuatoriales y eclípticos. Estos ejes se cruzaban uno con otro en $23^{\circ} 30'$, considerándose como punto fijo desde la tierra al sol. Para comprobar que su teoría era correcta empleó una placa a la que proporciono una configuración para que realice el seguimiento de la órbita terrestre, girando a la misma velocidad angular de la Tierra pero en dirección contraria. Sin embargo debido a que existe una excentricidad en la órbita terrestre se produce un pequeño error de seguimiento de $\pm 2^{\circ}$. El principal punto a favor de este sistema es que utiliza un motor de alta precisión y de velocidad constante y su configuración electrónica de control resulta bastante sencilla (Davies, 1993). Otro estudio es el de Blanco et al. en el año 2001, quien analizó gran parte de los algoritmos para la determinación de la posición solar propuestos hasta el momento,

realizó una comparación de las diferencias de cada uno, y llegó a la conclusión de que en cuanto a precisión, eficiencia y sencillez todos eran cuestionable, incluso los algoritmos de Michalsky que eran considerados los más precisos y completos. Debido a esto desarrolló un nuevo algoritmo basado en bucle abierto que se denominó algoritmo PSA. Este algoritmo fue de bajo costo, mucho más sencillo y preciso. Su controlador calculaba la dirección del vector solar en función de la ubicación geográfica y el tiempo. Este modelo mostró un error de 24,8% en el zenit y 35% en el azimut, valores inferiores al de Michalsky (Blanco-Muriel, Alarcon-Padilla , Lopez- Moratalla , & Lara-Coira, 2001).

En 2006, Khlaichom et al. elaboró un seguidor de doble eje, y un sensor de células solares policristalinas capaces de captar la radiación solar y convertirla en voltaje. En su algoritmo de control el contador y el decodificador reciben señales del codificador óptico convirtiéndola en corriente perteneciente a la posición en grados de las vueltas del eje. Los datos obtenidos son traspasados a un PC a través de una tarjeta interfaz para su correcto procesamiento. Como resultado obtuvo un error de seguimiento de $\pm 10^\circ$ y un aumento de la tensión de 7.084% en relación con el sistema que no dispone de algoritmo de control.

Alata et al. simularon un conjunto de seguidores basados en el tiempo. Para la controlar el funcionamiento del seguidor utilizaron un controlador de lógica difusa. El sistema de seguimiento se realizaba en dos ejes y la estimación de la radiación incidente fue determinada por las reglas IF-THEM difusas. Hicieron una comparación entre los datos obtenidos por la simulación y los obtenidos en tiempo real mostrando resultados muy alentadores (Alata, Nimr, & Qaroush, 2005). Otro autor dos años después, diseñó un seguidor de doble eje obteniendo unos niveles de energía más altos a través del uso de espejos, uno principal encargado del seguimiento y rodeado por varios espejos que reflejaban la radiación solar recogida sobre un blanco inmóvil, obteniendo un seguimiento más exacto del sol. El espejo maestro refleja una imagen solar a los espejos esclavos que va a servir de referencia. A través de esta técnica se redujo el área de enfoque mediante la utilización de espejos cóncavos. Además en comparación con el sistema convencional de reflector de dos capas se abarató su fabricación y simplificó su algoritmo de seguimiento (Aliman, Daut, M., & Adzman, 2007).

2.4.4.2.3. Células bifaciales auxiliares

En la célula solar bifacial auxiliar, la célula solar bifacial detecta y conduce el sistema a la posición deseada y en fecha y hora controladas por PC. Un PC calcula las posiciones del sol con respecto a la fecha y hora con algoritmos y crea señales para el control del sistema (Mousazadeh, y otros, 2009). Estas células al estar conectadas directamente a un motor de imán en corriente continua permanecen fijas al eje de rotación del seguidor, proporcionando la energía necesaria para el movimiento.

Poulek y Libra crean un seguidor solar proporcionándole una nueva disposición a las células, conectadas directamente a un motor reversible para generar la energía necesaria para el movimiento en ambos sentidos. La señal diferencial captada por las células se utiliza para generar mayor fricción y resistencia aerodinámica. El eje rotatorio se orienta en la dirección N-S con una precisión aproximada del 10%. Dando como resultado un seguidor solar mas barato y con un buen comportamiento a bajas temperaturas (hasta -40°C) (Poulek & Libra, 1994). Más adelante en año 2000, Poulek y Libra diseñan un nuevo seguidor solar de células solares bifaciales para futuras aplicaciones espaciales y terrestres (Figura 2.42.) y se eliminaron ciertos componentes como las baterías y la electrónica de conducción que encarecían el prototipo. En comparación con los seguidores solares de célula monofacial este tipo permitía un radio de seguimiento de 360° frente a los 120 ° que permitían los anteriores. Obteniendo como resultado un seguidor solar con un error por desviación de 5° y un índice de 95% de energía captada (Poulek & Libra, A very simple solar tracker for space and terrestrial applications, 2000).

Figura 2.42 Esquema de seguidor terrestre bifacial (Poulek & Libra, A very simple solar tracker for space and terrestrial applications, 2000).

2.4.4.2.4. Combinación de sensor y fecha/hora

Como bien indica el nombre de este tipo de seguidor solar es una combinación de los tres elementos que son: los sensores, la fecha y la hora. Existen gran cantidad de investigaciones en relación a este tema, aquí se indicaran algunas de ellas.

En el año 1984, Hession et al. analizó un seguidor electromecánico de un solo eje, compuesto por un colector y varios sensores encargados de captar la radiación solar, transformarla en voltaje y amplificarla para accionar el motor y generar el movimiento del colector posicionado en la dirección E-O. El número de sensores utilizados fueron 6, todos los sensores disponían de una función, uno de ellos era el encargo de distinguir la noche del día, seis de ellos captaban el ángulo amplio de rotación y los otros dos el ángulo estrecho, obteniéndose un resultado deseado con un margen de error de 0,1° (Hession & Bonwick, 1984).

Posteriormente Saxena et al. en el año 1990, diseñó un seguidor solar de doble eje, controlado por un microprocesador para la realización del movimiento tanto azimutal como cenital a la hora de realizar el seguimiento solar, adquirir datos meteorológicos y fotovoltaicos del sistema, además de controlar la carga de las baterías. El modelo fue diseñado para que funcione tanto en modo de bucle abierto como de bucle cerrado. Su configuración fue diseñada para que empiece su funcionamiento a partir de las 5 de la mañana hasta el anochecer haciendo que el sistema regrese al punto de partida para reiniciarse por la mañana (Saxena & Dutta , 1990).

Georgiev et al. elaboró un sistema de seguimiento solar autónomo, el dispositivo se creó con la finalidad de que soporte instrumentos de medida que en este caso fueron tres pirheliómetros Eppley conectados a un sistema de registro automático y un sensor de medición UV. Las mediciones obtenidas con este sistema fueron comparadas con las obtenidas con el sistema manual (pirheliómetro K&Z), obteniendo una diferencia mínima entre ambos (Georgiev, Roth , & Olivares , 2004). Más adelante Rubio et al. también introdujo otro sistema de rastreo solar basado en estrategias de seguimiento en bucle abierto utilizando un microprocesador cuyo controlador se basa en un modelo de movimiento solar y bucle cerrado que no es más que un controlador electroóptico. La potencia instantánea generada por el sistema fue medida a través de un sensor que emite una señal proporcional a dicha potencia. Esta estrategia de seguimiento dio resultado experimentales que muestran los beneficios que presenta una nueva estrategia con respecto a una estrategia clásica de bucle abierto (Rubio, Ortega , Gordillo , & Lopez-Martinez, 2007).

2.4.5. Seguimiento solar y monitorización de paneles fotovoltaicos.

El Sol describe trayectorias diferentes según la estación del año en que se estudie. Como es bien sabido, en invierno la altura sobre la horizontal es inferior a la que podemos apreciar en verano, esto hace que las sombras y ángulos de máximo aprovechamiento de la radiación solar directa sean diferentes en unas estaciones y en otras.

Podemos definir la constante solar (Li H. et al., 2011) como la energía procedente del Sol, recibida por unidad de tiempo y unidad de área de una superficie perpendicular a la radiación extraterrestre (que no ha sufrido ninguna atenuación atmosférica) en una distancia media anual Tierra-Sol. Dicho valor teórico es de 1.353 W/m², si bien es cierto, que el mismo oscila conforme la ecuación 12.

$$G = G_{cte} \cdot \left[1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{360 \cdot n}{365} \right) \right] \quad (12)$$

donde,

G : es la irradiancia solar variable recibida por la Tierra, en W/m².

G_{cte} : es la constante solar, en W/m².

n : es el número ordinal del día del año.

Así pues, la tierra gira sobre sí misma alrededor de su eje polar en un periodo aproximado de 24 horas, (aunque en realidad son algunas décimas de segundo más, lo cual da lugar a los años bisiestos). Por otra parte, la tierra se mueve alrededor del Sol siguiendo una elipse de baja excentricidad, durante una franja de tiempo de un año, en la cual se dice, que el movimiento está contenido en el plano de la eclíptica. Así pues, entre el eje polar y el plano de la eclíptica hay un ángulo constante de $23,45^\circ$, y entre el plano ecuatorial y la línea que une la Tierra y el Sol hay un ángulo variable denominado declinación (Bolifa, Adane, Rezaqui, & Ameer, 2015).

Figura 2.43 Posiciones de la Tierra en las diferentes estaciones en el plano de la eclíptica.

Las estaciones se deben al ángulo entre el plano ecuatorial y el plano de la eclíptica. Durante el Solsticio de junio la declinación es máxima y los días más largos en hemisferio Norte (verano), además de que el Sol amanece por el Noreste y anochece por el Noroeste en el hemisferio Norte. Por otro lado, durante el Solsticio de diciembre la declinación es mínima y los días más cortos en hemisferio Norte (invierno), amaneciendo el Sol por el Sureste y anocheciendo por el Suroeste en el hemisferio Norte.

Los Equinoccios son periodos donde la declinación es nula y la duración de la noche y el día coincide, con el que Sol amanece por el Este y anochece por el Oeste.

Por otra parte, la irradiación extraterrestre concebida como la radiación solar recibida en el exterior de la atmósfera de la tierra, es un parámetro complementario a la irradiación solar mostrada en la ecuación 13. Esta irradiación extraterrestre solo posee componente directa y se puede estimar mediante cálculos analíticos a partir de la constante solar y su corrección por la distancia Tierra-Sol (Vindel, Polo, & Zarzalejo, 2015). Su expresión matemática tras integrar para un 24h la ecuación de irradiancia solar extraterrestre en la que el ángulo cenital es sustituido por irradiancia solar incidente sobre plano horizontal, es:

$$H_b = \frac{24 \cdot 3600}{\pi} \cdot G_{cte} \cdot \left[1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot n}{365}\right) \right] \cdot \left[\cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega_s + \frac{\pi \cdot \omega_s}{180} \cdot \sin \varphi \cdot \sin \delta \right] \quad (13)$$

donde,

H_b : es la radiación extraterrestre, en J/m^2 ,
 G_{cte} : es la constante solar, igual a $1.353 W/m^2$,
 n : es el ordinal del día del año

φ : es la declinación, en grados sexagesimales

δ : declinación, en grados sexagesimales

ω_s : es ángulo horario del ocaso, en grados sexagesimales

Así pues, ocurre como si el Sol fuese una gigantesca fuente de radiación electromagnética cuyo poder emisor fuese el de un cuerpo negro a una temperatura superior a los 5700 K. Siendo una pequeña parte de esa energía la recibida por la Tierra. En este sentido, se conoce como espectro electromagnético (Norgard, 2007) de la radiación, a aquella distribución energética que comprende la totalidad de las longitudes de onda de las ondas electromagnéticas en su conjunto. Si se refiere a un cuerpo concreto, se denomina simplemente espectro a la radiación electromagnética que emite (espectro de emisión) o absorbe (espectro de absorción) la sustancia de la cual está constituida dicho cuerpo. Esta irradiación viene dada por la ecuación 4 de Stefan-Boltzmann.

$$Q_{rad} = \sigma \cdot \varepsilon \cdot A_s \cdot \theta_s^4 \quad (14)$$

donde,

Q_{rad} : es el calor transmitido por radiación, en W.

σ es la constante de Stefan-Boltzmann $5,67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$.

ε : es la emisividad del cuerpo.

A_s es la superficie en m^2 .

θ_s^4 es la temperatura del cuerpo radiante, en K^4 .

Figura 2.44 Espectro electromagnético de radiación solar.

Es por tanto imprescindible conocer los niveles de radiación de la zona de cara a optimizar el uso de las fuentes de energía solar fotovoltaica en la edificación. Aportaciones como las basadas en nutridos a través del instrumental denominado AVHRR con el cual se dotaba a los satélites operados por la organización estadounidense NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) (Polo, 2015). El histórico de estos datos comprendía

conjuntamente referencias de irradiación solar de datos superficiales obtenidos durante cinco años con resolución a nivel de hora, día, mes, estación y año; y con una precisión espacial limitada al satélite utilizado, en este caso aproximada a unos 3 km² en el punto nadir (punto de esfera celeste diametralmente opuesto al cenit).

Figura 2.45 Niveles de irradiancia en Madrid. Fuente: CIEMAT.

Analíticamente, el algoritmo MAGIC SOL es el más empleado para la ponderación de los valores de irradiancia solar a través de los datos obtenidos por los satélites. El fin último de este algoritmo es cuantificar de manera tangible operaciones de conjuntos de datos (datasets) sobre superficie horizontal y establecer sus correspondientes con parámetros en parte ya conocidos: SIS (Surface Incoming Solar radiation) o irradiancia total que incide sobre la superficie horizontal dentro de la banda espectral 0,2 - 4 µm; y SID (Surface Incoming Direct radiation) definida como la irradiancia que incide sobre la superficie horizontal dentro de la misma banda espectral anterior pero procedente directamente del disco solar.

El primero de los parámetros a calcular es el denominado CAL (Effective Cloud Albedo) como medida adimensional que conceptualmente representa la cantidad de radiancia reflejada por el cielo relativa a la radiancia reflejada para condiciones de cielo despejado y normalizada al máximo de radiancia reflejada por las nubes, viene dado por la ecuación (15).

$$CAL = \frac{R - R_{sfc}}{R_{max} - R_{sfc}} \quad (15)$$

donde,

R: es la irradiancia observada, en W/m²

R_{sfc} : es la irradiancia reflejada en condiciones de cielo despejado, en W/m²

R_{max} : es la irradiancia máxima reflejada por las nubes, en W/m².

El segundo de los parámetros a obtener es el índice de cielo reflejado k , calculable por la expresión que sigue con un valor absoluto del sesgo de 10 W/m²:

$$k = \frac{SIS}{SIS_{cls}} \quad (16)$$

donde,

SIS : es la irradiancia incidente en superficie para unas condiciones de nubosidad determinadas o Surface Incoming Solar radiation, en W/m²

SIS_{cls} : es la irradiancia incidente en superficie con cielo despejado, en W/m².

Ambos parámetros (CAL y k) vienen relacionados por la ecuación X, como resultado de la aplicación de la Ley de Conservación de la Energía:

$$k = \begin{cases} 1,2 & \text{si } CAL < -0,2 \\ 1 - CAL & \text{si } CAL \in [-0,2; 0,8] \\ 2,067 - 3,667 \cdot CAL + 1,667 \cdot CAL^2 & \text{si } \in [0,8; 1,1] \\ 0,05 & \text{si } CAL > 1,1 \end{cases} \quad (17)$$

El tercer parámetro SID (Surface Incoming Direct radiation), se modeliza con valor del sesgo de 15 W/m² mediante:

$$SID = SID_{cls}[(1 - CAL) - 0,38 \cdot CAL]^{2,5} \quad (18)$$

donde,

SID_{cls} : es la irradiancia directa en superficie en condiciones de cielo despejado o Surface Incoming Direct radiation, en W/m².

Por último, se determina el parámetro SIS (Surface Incoming Solar radiation), mediante la expresión:

$$SIS = E_0 \cdot T \cdot \cos(\theta) \quad (19)$$

donde,

E_0 es la irradiancia solar en la cima de la atmósfera (constante solar), en W/m².

θ es el ángulo cenital, en radianes.

T es la transmisividad atmosférica, adimensional.

Por otro lado, se puede asemejar el movimiento del Sol a lo largo de la bóveda celeste al de un punto que se desplaza sobre una esfera. Esto nos permite disponer de un sistema de referencia en el que situar las posiciones del Sol en los diferentes momentos del año.

Parametrizando las ecuaciones de esta esfera, y puesto que prescindimos de la distancia de las tres coordenadas necesarias para situar un punto en el espacio de $\mathbb{R}^3$, solamente necesitaremos dos ángulos, quedando las ecuaciones:

$$\begin{cases} x = r \cdot \text{sen}(\varphi) \cdot \cos(\theta) \\ y = r \cdot \text{sen}(\varphi) \cdot \text{sen}(\theta) \\ z = r \cdot \cos(\theta) \end{cases} \quad (20)$$

donde, se puede apreciar que los ángulos de variación permiten posicionar en el espacio la posición solar, considerando que $\varphi \in [0, \pi/2]$ y $\theta \in [0, \pi]$. Con el radio r siempre mayor que cero.

Figura 2.46 Sistema de representación de coordenadas esféricas.

Para poder conseguir la máxima efectividad en un sistema de seguimiento solar, se debe tratar de generar un sistema de control que permita el movimiento simultáneo en los dos ángulos antes mencionados (acimutal y cenital). Si bien es cierto, que a efectos prácticos, la gran mayoría de las instalaciones se realizan con un solo movimiento en el plano horizontal, manteniendo constante la inclinación del panel en función de la latitud de la zona. Se mejora con creces el rendimiento si el movimiento del panel se produce en los dos ejes (Jordehi, 2016).

Estos sistemas de seguimiento a dos ejes son más efectivos si trabajan en lazo cerrado (Garrido & Díaz, 2016), es decir, si existe una realimentación entre la entrada y la salida del sistema de regulación automático. De esta forma, el sistema puede estar constantemente informado de la respuesta que se está produciendo a la salida, y que viene condicionada por los niveles de radiación que en ese momento inciden sobre la superficie del panel. El esquema básico de este tipo de sistema de control se muestra en la figura 2.47.

Figura 2.47 Control en lazo cerrado.

Así pues, se puede determinar la función global de transferencia del sistema empleando la transformada de Laplace como herramienta. De esta forma, podemos convertir la variable tiempo (en relación con el tiempo de seguimiento), en una variable compleja s , fácil de transponer a un sistema electrónico.

$$F(s) = L[f(t)] = \int_0^{-\infty} f(t) \cdot e^{-st} dt \quad (21)$$

Por tanto, el sistema se considerará estable si, ante cualquier entrada acotada en un intervalo cualquiera de tiempo, la salida también se encuentra acotada.

De entre todos los sistemas de regulación existentes, los más empleados por su versatilidad son los PID (Regulador de acción Proporcional Integral Derivativa), ya que permiten reducir las oscilaciones producidas en régimen transitorio y corregir las desviaciones que se producen tanto a la entrada como a la salida del sistema (Fathabadi, Comparative study between two novel sensorless and sensor based dual-axis solar trackers, 2016).

2.4.6. Tipos de sensores empleados para el seguimiento solar

2.4.6.1. Sensores fotoeléctricos

Su funcionamiento se basa principalmente en la emisión de un haz de luz (visible o infrarrojo), que es captada por un receptor para detectar el movimiento. Este dispositivo genera una respuesta que va a depender del cambio que presente la intensidad de la luz. Normalmente son utilizados para detectar, posicionar y clasificar objetos.

Los sensores fotoeléctricos se clasifican en tres tipos:

2.4.6.1.1. Sensores por barrera de luz

Este sensor está formado por dos componentes: un emisor que es el encargado de generar un haz de luz y un receptor. Dentro del sistema se establece un área de detección en el que el objeto que se pretende posicionar, es detectado cuando dicho objeto interfiere en el haz de luz. Para poder realizar esta detección sin ningún problema es preciso posicionar

de forma alineada tanto el emisor como el receptor. Ya que este sistema funciona por interrupción en el haz de luz no afectan las características físicas del objeto a detectar (KEYENCE, 2017).

Figura 2.48 Sensor por barrera de luz (KEYENCE, 2017)

2.4.6.1.2. Sensor de reflexión sobre espejo

En este sistema tanto el componente emisor como receptor están colocados en un solo elemento, la luz viaja desde el emisor hasta un reflector, quien refleja la luz para que vuelva al mismo punto donde está colocado el receptor. Se puede detectar el posicionamiento del objeto en este sistema cuando el objeto interfiere en el haz de luz que se genera entre el emisor, el reflector y el receptor. Debido a que este sistema funciona al igual que el anterior por haz de luz no afecta el color del objeto a detectar, por lo que el objeto puede ser opaco y también tener cierto grado de transparencia (Lab-Volt (Quebec) Ltda., 2001).

Figura 2.49 Sensor de reflexión por espejo (KEYENCE, 2017)

2.4.6.1.3. Sensor de reflexión sobre objeto

El haz de luz se propaga en línea recta hasta que interfiere sobre el objeto a detectar, el cual desvía este haz de luz y lo remite al receptor. Para que el objeto pueda ser detectado sin problemas debe tener colores claros ya que el color negro absorbería toda la luz, por lo que el sensor no presentaría ningún cambio y haría imposible su detección (Lab-Volt (Quebec) Ltda., 2001). Dentro de esta tipología de sensor existen dos clases de fotocélulas de reflexión:

- **Reflexión difusa**

En estas fotocélulas el elemento emisor envía un haz de luz sobre el objeto, al chocar con él se origina una reflexión difusa de la luz, parte de esta luz llega hasta el receptor provocando que cambie la señal de salida de la fotocélula.

- **Reflexión definida**

Su funcionamiento es muy similar al de reflexión difusa, ya que ambos presentan el mismo tipo de reflexión, diferenciándose solo por el tipo de óptica empleada, en este caso la distancia entre el objeto y la fuente de luz es mayor que la distancia focal, haciendo que el haz converja en un punto del eje óptico.

Figura 2.50 Sensor de reflexión sobre objeto (KEYENCE, 2017)

2.4.6.1.4. Sensor de fibra óptica

Estos sensores disponen de una fibra óptica conectada a una fuente de luz, esta fibra está compuesto por un núcleo que se encuentra revestido por materiales con un alto índice de

Figura 2.51 Sensor de fibra optica (KEYENCE, 2017)

refracción. El haz de luz se transporta a lo largo de todo el núcleo refractándose por las paredes del revestimiento, sin presentar ninguna pérdida, formando ángulos de 60° en cada una de sus refracciones (KEYENCE, 2017).

2.4.6.2. Sensores de Luz

Se emplean para captar la luz y generar una señal de salida específica en función de la cantidad de luz recibida. Estos sensores disponen de un transductor fotoeléctrico que es capaz de convertir la luz recibida en una señal eléctrica. A estos dispositivos se les puede incorporar electrónica para adaptar la señal de salida.

Entre los sensores de luz más utilizados están los siguientes:

2.4.6.2.1. LDR

Las resistencias dependientes de la luz o LDR (Light dependant resistor) es las más común entre los sensores de luz, gracias a su simplicidad y coste reducido. Estas resistencias consisten básicamente en un elemento que varía su resistencia en función de la intensidad de luz recibida.

Cuando sobre estos dispositivos incide la luz ganan la energía suficiente para superar la banda de conducción, en la que los electrones se liberan y conducen la electricidad, provocando que la resistencia total del dispositivo disminuya.

Este tipo de dispositivos no solo funcionarán en respuesta a luz solar, sino que también reaccionarán a un sin número de interferencias lumínicas, por ello hay que tener en cuenta este factor a la hora de diseñar el dispositivo para evitar la influencia excesiva de estos factores frente a la luz solar, que es el componente afectado en cuanto a seguimiento solar. Sin embargo esta tipología de sensores presenta un cierto grado de retardo a la hora de captar la variación lumínica, por lo que no son apropiados cuando esta variación sea muy rápida, (Zamudio Florido, 2016).

Figura 2.52 Resistencia dependiente de luz o LDR. (a) Imagen real, (b) Símbolo electrónico

Existen varios estudios de seguidores fotovoltaicos en los que se ha hecho uso de las LDR para el posicionamiento solar.

En 2012, se desarrolló un sensor de posición solar formado por cuatro LDR colocadas en las posiciones este, oeste, norte y sur, separados por un bloque en forma de cruz y un controlador lógico programable (PLC), este sistema funciona a través de las sombras que genera el bloque en cruz sobre las LDR cuando el sensor no está alineado perpendicularmente al sol. Este sistema dio como resultado un aumento en la eficiencia del módulo de entre 30-40% (Akash, Arindam, & Subhasis, 2012).

Otro autor 2014, Assaf desarrolló un seguidor solar a dos ejes en el que utilizó dos servomotores, un controlador lógico programable (PLC) y cuatro LDR para el posicionamiento solar. Las LDR dan seguimiento al sol y envían una señal de voltaje al PLC que genera una señal de salida a los motores. Obteniendo como resultado las curvas de la radiación solar, que muestran un mayor índice de radiación con el sistema de seguimiento a dos ejes en comparación con un sistema fijo (Assaf, 2014).

2.4.6.2.2. Fotodiodo

Es un diodo semiconductor común con la diferencia que este dispositivo es capaz de conducir la corriente eléctrica en proporción a la cantidad de luz recibida. Este dispositivo es muy sensible a la presencia de luz visible e infrarroja (Deb & Bardhan Roy, 2012).

Un diodo normal trabaja de manera directa permitiendo que la corriente eléctrica pase en un solo sentido y no retorne en sentido contrario, sin embargo un fotodiodo trabaja de manera inversa, la corriente circula en sentido contrario, permitiendo que aumente dicha corriente cuando el fotodiodo se excite por el aumento de la luz.

Lo que le da la característica de alta sensibilidad al fotodiodo es el material semiconductor por eso estos elementos están fabricados de silicio (lo que lo hace sensible a la luz) o germanio (lo hace sensible a la luz infrarroja), sulfuro de plomo, indio, galio o arsénico.

Los fotodiodos a diferencia de las LDR tienen un grado de respuesta más rápido a la hora de captar la variación lumínica, es decir el cambio de oscuridad a iluminación, por lo que pueden ser utilizados en circuitos con tiempo de respuesta más pequeños (Salgado Conrado, 2017).

Figura 2.53 Ejemplos de fotodiodos. (a) Imagen real, (b) Símbolo electrónico de fotodiodo

Existen varios autores que han desarrollado seguidores solares implementando fotodiodos para el posicionamiento solar.

En 2013, Tina et al. fabricaron un seguidor solar que controlaba su ángulo de inclinación a través de nueve fotodiodos distribuidos en una base horizontal y alrededor de ellos se sitúa un cilindro plástico negro para proporcionar sombra en el caso de que no esté orientado perpendicular a los rayos solares (Tina, Arcidiacono, & Gagliano, 2013).

En 2016, Rubén Garrido y Arturo Díaz desarrollaron un sensor de posicionamiento solar, que medía la elevación solar. El sensor está formado por un soporte horizontal que funciona de base del sensor y un cilindro alargado, sobre el que se colocaron cuatro fotodiodos con un amplificador de transimpedancia alrededor del cilindro. Los fotodiodos captan la radiación solar y según la diferencia de voltaje entre ellos proporciona la respuesta para generar el movimiento del seguidor hasta que este voltaje se iguale entre todos los fotodiodos, lo que indica que el seguidor está completamente perpendicular a los rayos solares. Los resultados obtenidos muestran que este seguidor solar tuvo un error de seguimiento de $0,134^\circ$ en el caso de utilizar un controlador integral proporcional (PI) y un error de seguimiento de $0,014^\circ$ en el caso de utilizar un controlador proporcional no lineal (NP-PI) (Garrido & Díaz, 2016).

2.4.6.2.3. Fototransistor

Un transistor es un componente que permite amplificar señales o ser utilizado como interruptor para gestionar el paso de la corriente dentro de un circuito, este dispositivo está compuesto por tres elementos el emisor, colector y base. La base es el elemento que emite la señal necesaria para que se genere el paso de la corriente. Dentro de los transistores existe un subtipo que son los fototransistores que no son más que un transistor común con la diferencia que estos elementos no disponen de base, la corriente de base se genera por medio de la luz incidente.

Figura 2.54 Fototransistor BPW76A. (a) Imagen real, (b) Símbolo electrónico de fototransistor

Los fototransistores son los elementos más utilizados como captadores lumínicos, gracias a que dan la mejor relación entre la sensibilidad a la luz y la velocidad de respuesta, incluso responden bien ante luz visible e infrarroja (Salgado Conrado, 2017).

2.4.7. Sistemas de control, motores, plataformas de sustentación, procesadores.

2.4.7.1. Controladores

Son aquellos programas que sirven de enlace entre los sistemas operativos y el hardware o elementos que componen un ordenador. Existen diferentes tipos de controladores.

2.4.7.2. PC Convencional

Es una plataforma estándar de hardware y software que se está volviendo a utilizar de manera más frecuente para realizar controles de procesos. Este dispositivo mejora apresuradamente y gracias a la multitud de dispositivos que existen en el mercado su precio es bastante competitivo, además de que dispones de mayor potencia en comparación a los PLC. Los sistemas Pentium® ampliamente disponibles en la actualidad superan incluso al PLC más rápido por márgenes de 20:1 o más (Gee, 1995). Los Pc convencionales se renuevan en un periodo aproximado de seis meses, obteniendo nuevas generaciones, mientras que los PLC disponen de actualizaciones cada dos o tres años. El PC es un elemento muy versátil y funcional permitiendo añadir diversos periféricos. Además este dispositivo aporta una solución totalmente integrada, incorporando las funciones del PLC, la interfaz hombre-máquina y el terminal de programación. También, puede prestar sofisticadas herramientas de solución de problemas y diagnóstico, proporcionando un análisis profundo del estado de la máquina, las posibles causas del funcionamiento erróneo y las soluciones recomendadas (Rullán, 1997).

En 1978, Edwards propuso utilizar colectores fotovoltaicos parabólicos en los sistemas de seguimiento solar, controlando el movimiento del seguidor a través de un PC, modificando la velocidad de los actuadores en intervalos de tiempo constantes estableciendo la relación entre la velocidad de la unidad controladora y la cantidad de colectores FV (Edwards, 1978).

2.4.7.3. PLC

El Controlador lógico programable basa su funcionamiento en un PC convencional, el cual se ha desarrollado para controlar un proceso. El PLC relaciona la información captada por los sensores encargados de dar seguimiento al estado de un proceso con el estado de algunos actuadores que puedan cambiarlo (Abdallah & Nijmeh, 2004).

Este dispositivo a diferencia de los PC dispone de un chip microprocesador conectado a la memoria y chips de entrada y salida, a través de direcciones paralelas, datos y buses de control. No disponen de elementos periféricos externos para proporcionar un mayor almacenamiento ya que llevan incorporadas memorias de estado sólido capaces de almacenar programas. Debido a que estos dispositivos no lleva incorporado un monitor o pantalla hace que su manipulación sea más complicada, por eso se suele incorporar una pantalla plana de interfaz entre hombre y máquina.

Los PLC solo pueden realizar una tarea de forma ordenada y llevando una secuencia de instrucciones desde la primera hasta la última, emulando un diagrama de escalera eléctrica. Por ello estos sistemas de control han sido diseñados para ser programados por medio de

diagramas esquemáticos, a través de un lenguaje incorporado en su propia memoria (Al-mohamad, 2004).

2.4.7.4. Paneles de relés

Son controladores hechos a medida con el fin de darle una aplicación particular.

Este sistema suele ser muy caro y bastante complejo a la hora de reconfigurarse, además en comparación el sistema PLC, los paneles de relés tienen un mayor consumo energético y una velocidad algo más lenta.

2.4.8. Microcontroladores

Un microcontrolador no es más que un circuito integrado programable, que ejecuta las ordenes almacenadas en su memoria interna. Este elemento está formado por varias unidades funcionales que desarrollan sus respectivas tareas para las que han sido elaborados. Dentro de un microcontrolador se disponen las tres principales unidades funcionales de un ordenador que son: la unidad central de procesamiento, la memoria y los periféricos de entrada y salida (Crespo, 2014).

Los microcontroladores y sistemas informáticos permiten gestionar los sistemas de seguimiento solar, sustituyendo el uso de sensores por algoritmos y ecuaciones matemáticas que determinen la posición exacta del sol. Dentro del mercado existe un sin número de microcontroladores, sin embargo los que destacan por su bajo coste son el controlador de interfaz programable (PIC) y la placa Arduino (Roth, Georgiev, & Boudinov, 2005).

Entre las aplicaciones que puede dársele a un microcontrolador está: el manejo de sensores, controladores, avisos lumínicos, cerrojos electrónicos, control de motores, alarmas, relojes y robots, entre otros.

2.4.8.1.1. Fabricantes de microcontroladores

Entre los fabricantes más importantes de microcontroladores están:

- **ATMEL**

Es una empresa de semiconductores, y entre sus productos están los microcontroladores, basados en la arquitectura AVR y ARM.

Entre los componentes que conforman las placas Arduino están el microcontrolador de la marca Atmel denominada AVR® 8-Bit RISC. Esta línea de microcontroladores está compuesta por varios grupos, entre los que se encuentra Atmega. La diferencia que existe entre los componentes de una misma familia es que pueden variar según el número y tipo de periféricos que disponen, además de su memoria de almacenaje (Tapia Ayala & Manzano Yupa, 2013).

Una de las características principales que tienen la familia de microcontroladores RISC (Reduced Instruction Set Computer) es que están basadas en la arquitectura AVR, creada por dos estudiantes en el Norwegian Institute of Technology esta arquitectura dispone de una unidad central de proceso, una memoria de programa y una memoria de datos (Tapia Ayala & Manzano Yupa, 2013).

Existe varios modelos de microcontroladores desde los más potentes hasta los de características inferiores entre los que están: ATXMEGA, ATMEGA, ATTINY, AT90USB, AT90CAN, AT90S, con sus diferentes prestaciones desde su capacidad de almacenaje, hasta el número de encapsulado de pines.

Figura 2.55 Microprocesador ATMEGA 328

• MICROCHIP

Es una empresa que proporciona microcontroladores de una gama desde 8-bits, hasta 32-bits, con una gran arquitectura, esta compañía fue fundada en 1989 y en la actualidad cuenta con más de 400 microcontroladores, entre los que destaca es el microcontrolador PIC (Peripheral Interface Controller). El primer microcontrolador PIC fue creado en 1975 por la compañía General Instrument, el cual se denominó PIC1650 (Sanchez, 2013).

Todos los microcontroladores PIC emplean una arquitectura Harvard, es decir que el CPU se encuentra conectado a dos memorias a través de dos buses separados. La memoria de programa contiene las instrucciones del programa, mientras que la memoria de datos, simplemente almacena los datos recibidos (Sanchez, 2013).

Figura 2.56 Microcontrolador PIC18F24K22

Este tipo de microcontroladores son de bajo coste y consumo y presentan una alta velocidad de operación, además operan con la tecnología RISC, que presenta unas instrucciones de fácil manejo.

Esta tecnología ha sido utilizada por autores para sistemas experimentales de seguimiento solar como Kamala et al. (Kamala & Joseph, 2014) quien creó un método de seguimiento solar de un eje que genere la máxima captación de energía. El funcionamiento de este sistema se basa en la utilización de módulos fotovoltaicos que son operados a través de un microcontrolador PIC basado en un algoritmo de seguimiento. Los módulos fotovoltaicos se sitúan uno en frente del otro para detectar el movimiento solar en función de la variación en la intensidad de la luz entre ambos módulos (Kamala & Joseph, 2014).

Otro autor fue Ranganathan et al. (Ranganathan & et al, 2011) quien desarrolló un nuevo sistema de seguimiento solar basado en el procesamiento de señal digital. El nuevo algoritmo empleado permitía optimizar la potencia de salida del sistema, mediante el ajuste de ángulos en los ejes de elevación y acimut. Este sistema de seguimiento se fabricó utilizando microcontroladores de señal digital de 16 bits de tipo dsPIC33FJ32MC204 y un motor paso a paso Microchip dsPICDEM MCSM encargado de generar el movimiento automático por medio de procesamiento de señal digital (DSP). El sistema de seguimiento fue simulado, dando como resultado un sistema con alta precisión de seguimiento y una convergencia rápida.

2.4.8.1.2. Plataformas de desarrollo

Las plataformas de desarrollo más empleadas para la programación de los seguidores solares son:

- **MPLAB-IDE de MICROCHIP**

Microchip crea un entorno de desarrollo integrado (IDE) que recibe el nombre MPLAB, este entorno está compuesto por un software y un ensamblador o placa. El software de este entorno dispone de utilidades que permiten desarrollar proyectos de cualquier envergadura basados en microcontroladores PIC, mostrando en pantalla la programación y simulación (ver Figura 2.57.), permitiendo verificar en cada paso el comportamiento real del elemento según las instrucciones dadas (León Mercado, 2012).

MPLAB permite desarrollar simulaciones con las prestaciones que ofrece el CPU del ordenador utilizado, no siendo estas las mismas que las de microcontrolador.

Figura 2.57 Entorno de programación MPLAB-IDE de Microchip.

• Arduino

Es una plataforma de desarrollo que incorpora en su núcleo un microcontrolador de la línea de Atmel. Arduino es una plataforma electrónica que permite la creación de prototipos y aplicaciones basadas en microcontroladores, y disponen de software y hardware flexibles y fáciles de usar. Este elemento se diseñó con el propósito de que sea adaptable a todo tipo de público, es decir desde personas con altos conocimientos de programación, hasta principiantes (Arduino, 2015). Esta plataforma cuenta con entradas y salidas analógicas y digitales y puede tomar información del entorno que lo rodea a través de los pines de entrada que a su vez permiten conectar una extensa gama de sensores y transductores. También se puede intervenir sobre ese entorno a través de los pines de entrada y salida, permitiendo controlar desde luces, motores, hasta todo tipo de actuadores.

Existe un sin número de plataformas y microcontroladores disponibles pero con un cierto grado de complejidad. Por ello Arduino lo que hace es simplificar este proceso a la hora de trabajar con microcontroladores (Castro Dominguez, 2013).

La placa Arduino se programa mediante el lenguaje de programación Arduino que es una programación bastante sencilla e intuitiva, que es un lenguaje muy similar al lenguaje de programación C, por lo que puede ampliarse a través de librerías C++ o modificarse. También dispone de librerías que están disponibles en la página oficial de Arduino.

Su ambiente de programación es sencillo ya que está basado en un entorno de programación Processing/Wiring lo que permite al usuario editar con el lenguaje Arduino. Este entorno es de código abierto permitiendo trabajar con los diferentes sistemas

operativos como Windows, Macintosh y Linux (Tapia Ayala & Manzano Yupa, 2013).

Esta plataforma es muy utilizada en sistemas fotovoltaicos ya que aumentan su eficiencia, y ayudan a captar la mayor cantidad de potencia instantánea posible del módulo fotovoltaico. En la actualidad se utilizan controladores para sistemas de seguimiento solar ajustando el funcionamiento del panel o módulo solar al punto de potencia máxima.

Unos de los puntos más interesantes en la utilización de la plataforma Arduino es sobre todo la independencia que presenta, debido a que no tiene la necesidad de mantenerse conectado a un PC , ya que tiene la capacidad de trabajar en modo “standalone”, por lo que para ejecutarlo solo hay que haber cargado el programa previamente (Castro Dominguez, 2013).

Varios autores han elaborado sus sistemas de seguimiento basados en Arduino como Otieno et al. (Otieno , 2015) quien creó un sistema de seguimiento solar de doble eje. En el estudio se buscaba hacer una comparativa entre los sistemas de seguimiento de doble eje y los de eje único, obteniendo un mayor rendimiento para el sistema de doble eje de 40% en comparación con el de eje único. Para la fabricación de este sistema se emplearon varios componentes entre ellos un servomotor que permitía realizar las maniobras de giro, LDR como sensores de luz solar y como controlador del sistema una placa Arduino UNO (AL-Rousan, Ashidi Mat Isa, & Khairunaz Mat Desa, 2018).

En 2017, Bharati et al. (Bharati, Divyakumari, Rekha, & Swamy, 2017) también desarrolló un sistema de seguimiento solar de doble eje, basado en el microcontrolador Arduino AT mega 32s. Este seguidor empleaba dos motores paso a paso encargados de realizar el movimiento y 4 LDR como sensores de seguimiento solar, los cuales enviaban las señales al microcontrolador para generar el movimiento necesaria para la captación solar optima de los módulos, obteniéndose como resultado un incremento del 45 % en comparación con los sistemas estáticos (AL-Rousan, Ashidi Mat Isa, & Khairunaz Mat Desa, 2018) .

○ **Características de la placa Arduino**

Hardware

El hardware de Arduino utiliza procesadores de ATMEL, un chip sencillo y de coste reducido que permite el desarrollo de muchos diseños. Las placas Arduino han ido evolucionando, al igual que su software, el microprocesador se ha ido actualizando hasta llegar al modelo más reciente Atmega1280 que presenta mejores prestaciones, con respecto a los modelos anteriores (Nacho Paucara, 2016).

Arduino es un hardware libre ya que permite realizar cualquier tipo de proyecto sin necesidad de licencia.

Las placas Arduino (ver Figura 2.58.), pueden adquirirse por piezas y ser montadas por aficionados o directamente adquirirse montadas desde fábrica. Estas placas están compuestas por los siguientes componentes: Conector USB, regulador de voltaje de 5V,

plug de conexión para fuente de alimentación externa, puerto de conexiones, puerto de entradas análogas, microcontrolador, botón reset, pines de programación ICSP, led ON, leds de recepción y transmisión, puertos de conexión de pines de entrada o salida digitales, puerto de conexiones entradas o salidas adicionales, led pin 13, chip de comunicación y software (Castro Dominguez, 2013).

Software

Para realizar la programación de una placa Arduino es necesario descargar el software de la página web (Arduino, 2015) en el sistema operativo deseado. Este software es libre ya que no requiere de licencia y su uso es gratuito. Además a través de esta página se puede acceder a un foro de ayuda en la programación formado por la comunidad de usuarios de Arduino. El entorno de desarrollo de Arduino (ver Figura 2.59.) está formado por un editor de texto “sketch”, donde se escribirá el código de la programación, en esta área de trabajo se permite realizar cualquier modificación dentro de la programación, incluso cortar y pegar de códigos ya existentes. También existe un área de mensajes, una consola de texto, una barra de herramienta donde se sitúan todos los comandos. A través de este entorno es donde se va a realizar la comunicación con el hardware de Arduino (León Mercado, 2012).

Figura 2.58 Entorno de programación de Arduino

2.4.9. Análisis de los beneficios de usar seguimiento solar frente a instalaciones fotovoltaicas fijas.

Los sistemas de seguimiento solar presentan unos valores altos en cuanto a eficiencia y rendimiento en comparación con los sistemas fotovoltaicos solares fijos. Entre las ventajas que presentan los sistemas de seguimiento solar destaca sobre todo el incremento en la producción de energía dependiendo de la ubicación geográfica donde se situó el seguidor solar, también disminuye el espacio necesario para la colocación de los paneles, ya que a través de este sistema se reduce el número de paneles necesario en comparación con el sistema fijo tradicional que necesita una superficie mayor para conseguir un rendimiento comparable. Sin embargo, los sistemas de seguimiento solar presentan numerosas limitaciones, sobre todo a nivel económico ya que son más caros que los sistemas fijos tradicionales debido a la compleja tecnología aplicada en estos sistemas y al uso de elementos más caros para desarrollar los complejos procedimientos. El incremento del coste tanto por el mantenimiento debido a la necesidad de garantizar el funcionamiento correcto del sistema y al proceso de instalación ya que requiere de personal cualificado para proporcionar las mediciones y cálculos necesarios para el correcto funcionamiento del sistema. También la relación coste/rendimiento de los sistemas de seguimiento solar puede variar ya que existe un sinnúmero de tipos de seguidores solares, en los que puede variar el clima, posicionamiento solar, ubicación geográfica y el tipo de sistema de seguimiento (Salgado Conrado, 2017; Salgado Conrado, 2017). La captación solar va a depender sobre todo de las características del módulo fotovoltaico, por ello es importante mantener los paneles limpios, libres de polvo ya que puede verse afectado su rendimiento (Wang & Lu, 2013).

En la actualidad, la tecnología de seguimiento solar está en constante mejora debido a la elevada demanda de los recursos energéticos. Por ello diversos autores han realizado una serie de estudios implementando nuevos sistemas de seguimiento solar y eliminando las limitaciones actuales. Lo que se plantea es aumentar el uso de las energías renovables en la vida cotidiana limitando el consumo de las no renovables hasta su pronta desaparición (Mousazadeh, y otros, 2009). Debido a la forma de obtención de la energía solar fotovoltaica es necesario mejorar los métodos de captación aprovechando al máximo su rendimiento. Por lo tanto se han propuesto diversas técnicas de mejora en relación a los sistemas de seguimiento solar, entre ellas está el control del movimiento del módulo solar fotovoltaico que permite controlar la energía solar captada diariamente y desde una perspectiva futura plantear nuevas técnicas innovadoras, como redes neuronales, lógica difusa, algoritmo genético, entre otras, que puedan adecuarse y ser aplicadas al ámbito de la energía solar (Mousazadeh, y otros, 2009).

Dentro del campo del seguimiento solar se han ido desarrollando los algoritmos de seguimiento mejorando y obteniendo una gran variedad de aplicaciones en los sistemas solares térmicos y fotovoltaicos en los últimos años. En comparación con los sistemas tradicionales de posición fija, los sistemas de seguimiento solar captan a lo largo del día una cantidad mucho mayor de energía solar generando una mayor potencia de salida, que en ámbito de la edificación puede ser utilizada (AL-Rousan, Ashidi Mat Isa, & Khairunaz Mat Desa, 2018).

2.4.10. Eficiencia energética en los edificios

La eficiencia energética es la cantidad de energía que se necesita para cubrir las necesidades propias del edificio en condiciones normales de uso y ocupación. Entre las necesidades que tiene un edificio están: la calefacción, el calentamiento del agua, la refrigeración, la ventilación y la iluminación. Por ello para cubrir todas estas necesidades también hay que tener en cuenta las soluciones constructivas propias de la edificación, su diseño y orientación, además del tipo de instalaciones que va a disponer, según las condiciones climáticas, orientación y entorno. Por ello el término eficiencia energética no solo retribuye ahorro sino también al hecho ejecutar una edificación sostenible y eficiente, realizando un replanteo de todas las fases propias de la etapa de ejecución, que proporcione una solución energética con el menor coste, respetando el medio ambiente y empleando las tecnologías para intentar evitar el deterioro climatológico (Martorell Reynal, 2012). Debido a esto la ocasión de mejorar la calificación energética de los edificios vendrá dada por la mejora en los sistemas de consumición de energía (Simon Fermosell, 2013). Para obtener un ahorro energético en la edificación existen tres factores claves:

Reducir la demanda de calefacción y refrigeración, por medio de la envolvente del edificio, orientación, y distribución interior del mismo.

Disponer de instalaciones de bajo consumo energético.

Implantación de energías renovables en la edificación. Gracias a este factor entra la aplicación de la energía solar fotovoltaica para el autoconsumo en la edificación, evitando el uso excesivo de las energías derivadas del petróleo y contribuyendo a mejorar la eficiencia de los edificios.

Debido a esto en la actualidad las nuevas construcciones intentan ser autosuficientes energéticamente, evitando generar una carga excesiva de CO₂. Dentro de la comunidad de Madrid se han llevado a cabo ejecución de proyectos con una calificación energética del tipo A que es la mejor calificación dentro del rango de eficiencia compuesto por un grupo de 7 letras desde la A hasta la G (ver Figura 2.60.), gracias a la utilización de energías renovables, entre ellas la energía solar fotovoltaica (Simon Fermosell, 2013).

Figura 2.59 Calificación energética

El uso de estas energías renovables dependerá de los factores climáticos de donde esté situado el edificio, las horas de sol y como incida el viento sobre la edificación, que permitirá valorar la viabilidad del proyecto en función de los costes de la instalación y la amortización de los mismos. Se estima que la vida útil de una instalación fotovoltaica está entre 25 y 30 años, que va a depender en función del uso y mantenimiento (Morote Salmeron , 2013).

Entre los proyectos que se han ejecutado está el proyecto de Arroyo de Bodonal en Tres Cantos, compuesto por 80 viviendas sostenibles, mediante las que se espera obtener un ahorro energético del 70%, gracias a la utilización de fuentes renovables como la geotermia y la fotovoltaica (Simon Fermosell, 2013).

3. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA

Dentro del ámbito de la energía solar fotovoltaica se va a realizar un estudio práctico del uso de una instalación fotovoltaica aislada y su aplicación en la edificación. Necesitando para ello aplicarlo a un edificio real, el cual se ha tomado como referencia para la toma de medidas del prototipo planteado. Este edificio es el colegio Salesianos de Carabanchel, situado en *Madrid* en la calle *Ronda Don Bosco*, 3. Para ello se realizaron una serie de pasos previos antes de la toma de medias.

3.1. Estudio solar de la zona

Para la realización del estudio solar de la zona se utiliza el programa PVGIS del cual se ha obtenido datos del potencial fotovoltaico en Europa (Figura 3.1), obteniendo los valores de irradiancia más elevados en la zona sur de Europa y sobre todo en España, debido a su localización, llegando a registrar unos valores por encima de los 2200 KWh/m², pudiendo llegar a convertirse en uno de los países de gran referencia en cuanto a producción de energía solar.

Figura 3.1 Potencial fotovoltaico en Europa.

Posteriormente se obtiene a través del mismo programa un mapa de radiación solar en España en el que nos muestra datos globales de irradiación solar para superficies montadas horizontalmente (Figura 3.2) y superficies con una inclinación óptima (Figura 3.3) que aprovechan al máximo la radiación solar.

Horizontally mounted photovoltaic modules

Figura 3.3 Irradiancia global y potencial eléctrico en España

Optimally-inclined photovoltaic modules

Figura 3.2 Inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos

Se realiza también una carta solar (Figura 3.4.) del mes más desfavorable del año como es el mes de diciembre y del mes más favorable para la captación solar que es el mes de Julio.

La carta solar nos permite obtener la posición del sol a lo largo del día en un mes concreto del año, para según ello poder disponer los diferentes paneles con una inclinación y posicionamiento adecuado. n

Figura 3.4 Carta Solar Junio-Diciembre.

3.2. Comprobación del estado de los paneles

Debido a que se dispone de varios paneles para poder realizar nuestro estudio, se determina hacer una comprobación previa del estado de los paneles para seleccionar los que se encuentren en mejor estado, por ello se procede en primer lugar a realizar un estudio de cada uno de los paneles a través de termografías para verificar posibles averías, además se mide el ángulo de inclinación que tienen los paneles originalmente.

3.2.1. Aplicación de la termografía infrarroja para la inspección de paneles solares fotovoltaicos.

Entre las diferentes aplicaciones que tienen una cámara termográfica para la inspección de patologías relacionadas con la edificación, también tienen una aplicación en cuanto a la inspección de paneles solares en el que se pueden detectar diversas anomalías a través de las termografías que se le pueden realizar a los paneles en funcionamiento normal

(Motasem, Ghani Albaali, Alasis, & Kaldellis, 2016).

El sistema de paneles fotovoltaicos está constituido por paneles o módulos que contienen las celdas basadas en semiconductores sensibles a la radiación solar encargadas de generar la tensión CC. Estas células se agrupan en el panel en una o varias series en paralelo para lograr la tensión y potencia deseada. En condiciones normales de funcionamiento cada célula fotovoltaica, al recibir la radiación del sol, genera una tensión que al sumarse con el resto de las células en serie proporciona la tensión de salida del panel que alimentará al inversor para generar la tensión alterna de salida (Abd-Elhady, Fouad, & Khalil, 2016).

Por ello cuando existe una avería en una de las celdas o dicha celda no recibe radiación solar esta puede polarizarse y pasar a comportarse como una carga en vez de como un generador (Abd-Elhady, Fouad, & Khalil, 2016), por ello disipa una gran cantidad de calor, con lo cual hace más fácil detectar esta situación mediante una cámara termográfica la cual va a capturar una imagen térmica que muestra la temperatura a la que se encuentra la superficie del objeto a través de una paleta de colores que indica los diferentes niveles de temperatura, y a su vez los puntos donde existe un sobrecalentamiento de las celdas defectuosas, las cuales al estar conectadas en serie pueden provocar una pérdida total o parcial de la potencia del panel (De Rosa, Romano, Rossi, Scarpa, & Tagliafico, 2015).

3.2.2. Estudio real de los paneles

3.2.2.1. Elementos utilizados en la inspección

Para realizar la inspección de nuestros paneles se ha utilizándolos siguientes elementos o dispositivos:

3.2.2.1.1. Cámara Termográfica

Cámara FLUKE Ti90 (Figura 3.5.) y su correspondiente programa (SmartView 3.14) para la edición y análisis de las imágenes obtenidas con la misma, donde se pueden observar los puntos de mayor temperatura que presenta la imagen que sugiere que existe una celda defectuosa dentro del panel (De Rosa, Romano, Rossi, Scarpa, & Tagliafico, 2015).

Figura 3.5 Cámara termográfica Fluke Ti90.

3.2.2.1.2. Prototipo inicial básico de una instalación fotovoltaica

El prototipo está compuesto por un Magnetotérmico y una bombilla, los cuales irán conectados a cada uno de los paneles para crear un circuito cerrado que permita realizar una correcta inspección.

Figura 3.6 Prototipo de instalación fotovoltaica inicial.

3.2.2.1.3. Medidor de ángulos digital

para determinar la inclinación que presentan cada uno de los paneles originalmente y con la cual se van a realizar los diferentes ensayos.

Figura 3.7 Medidor de ángulos digital.

3.2.2.2. Designación de los paneles

En el laboratorio se disponen de nueve paneles para realizar los diferentes ensayos, los cuales van a ser analizados para determinar sus patologías. Entre los nueve paneles que disponemos se pueden diferenciar 3 tipos diferentes de paneles:

3.2.2.2.1. Tipo 1. Panel ISOFOTÓN I-10

Esta tipología de panel se la ha designado con el código PP seguido del número que le corresponda. (Ver Tabla 3.1). De este tipo de panel se disponen 5 unidades en el laboratorio.

CARACTERISTICAS

FISICAS	
Longitud	438 mm
Anchura	287 mm
Espesor	20 mm
Peso	1,8 Kg
Número de células en serie	36 ¼
Número de células en paralelo	1
ELECTRICAS (1000 W/m2 25°C cel, AM 1.5)	
Tensión nominal (V_n)	12 V
Potencia máxima (P_{max})	10 W _P ± 10%
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	0,82 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	21,6 V
Corriente máxima de potencia (I_{max})	0,58 A
Tensión de máxima potencia (V_{max})	17,4 V
CONSTRUCTIVAS	
Células	Si monocristalino, texturadas y con capa antireflexiva.
Contactos	Contactos redundantes, múltiples en cada célula.
Laminado	EVA (etileno-vinil acetato)
Cara frontal	Vidrio templado de alta transmisividad
Cara posterior	Protegida con Tedlar de varias capas
Marco	Aluminio anodizado
Conexión	2 x 1,5 mm ² en cable de doble envolvente de 1,8 m de longitud

Tabla. 3.1. Características de Panel ISOFOTÓN I-10.

3.2.2.2.2. Tipo 2. Panel ISOFOTÓN IS-10

Esta tipología de panel se la ha designado con el código PG seguido del número que le corresponda. (Ver Tabla 3.2). De este tipo de panel se disponen 3 unidades en el laboratorio.

CARACTERISTICAS

FISICAS	
Longitud	485 mm
Anchura	285 mm
Espesor	35 mm
Peso	2,2 Kg
Número de células en serie	36 ¼
Número de células en paralelo	1
ELECTRICAS (1000 W/m² 25°C cel, AM 1.5)	
Tensión nominal (V_n)	12 V
Potencia máxima (P_{max})	10 W _P ± 10%
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	0,82 A
Tensión de circuito abierto (V_{OC})	21,6 V
Corriente máxima de potencia (I_{max})	0,58 A
Tensión de máxima potencia (V_{max})	17,4 V
CONSTRUCTIVAS	
Células	Si monocristalino, texturadas y con capa antireflexiva
Contactos	Contactos redundantes, múltiples en cada célula
Laminado	EVA (etilen-vinil acetato)
Cara frontal	Vidrio templado de alta transmisividad
Cara posterior	Protegida con Tedlar de varias capas
Marco	Aluminio anodizado
Conexión	1 de 2 x 1,5 mm ² en cable de doble envolvente de 1,8 m de longitud

Tabla. 3.2. Características de Panel ISOFOTÓN IS-10.

3.2.2.2.3. Tipo 3. Panel SHELL POWERMAX ULTRA 155-C

Esta tipología de panel se la ha designado con el código G ya que se dispone de una sola unidad de este modelo. (Ver tabla 3.3).

CARACTERISTICAS

FISICAS	
Longitud	1622 mm
Anchura	814 mm
Espesor	40 mm
Peso	18,4 Kg
Número de células en serie	36 ¼
Número de células en paralelo	1
ELECTRICAS (1000 W/m² 25°C cel, AM 1.5)	
Tensión nominal (V _n)	12 V
Potencia máxima (P _{max})	155 W _P ± 5%
Corriente de cortocircuito (I _{SC})	5,37 A
Tensión de circuito abierto (V _{OC})	44,4 V
Corriente máxima de potencia (I _{max})	4,49 A
Tensión de máxima potencia (V _{max})	1000 V
CONSTRUCTIVAS	
Células	Si monocristalino, texturadas y con capa antireflexiva
Contactos	Contactos redundantes, multiples en cada célula
Laminado	EVA (etilen-vinil acetato)
Cara frontal	Vidrio templado de alta transmisividad
Cara posterior	Protegida con Tedlar de varias capas
Marco	Aluminio anodizado
Conexión	1 de 2 x 1,5 mm ² en cable de doble envolvente de 1,8 m de longitud

Tabla. 3.3. Características de Panel SHELL POWERMAX ULTRA 155-C.

3.2.2.3. Inspección de los paneles

Designados todos los paneles con su respectivo código, se procede a analizarlos con la cámara termográfica para determinar los diferentes deterioros que estos puedan tener a través de las termografías y de gráficos en tres dimensiones (Figura 3.10) y (Figura 3.13) donde se aprecian de manera más visual los puntos de mayor temperatura. En la (Figura 3.8) y (Figura 3.10), aparece un panel sin deterioros o averías ya que no dispone de ningún punto caliente que nos haga suponerlo.

Figura 3.8 Termografía Panel PP1 Fotovoltaico sin signos de avería.

Figura 3.9 Imagen Real del PP1 Fotovoltaico sin signos de avería.

Figura 3.10 Termografía 3D Panel PP1 Fotovoltaico sin signos de avería.

Por el contrario, en la (Figura 3.11) y (Figura 3.12), se muestra un panel en el cual se pueden observar que destaca un punto sobre el resto de la superficie y más fácil de apreciar en la (Figura 3.13), donde sobre sale un pico de sobrecalentamiento del resto del panel.

Figura 3.11 Termografía Panel PP3 Fotovoltaico con signos de avería.

Figura 3.12 Imagen Real del PP3 Fotovoltaico sin signos de avería.

Figura 3.13 Termografía 3D Panel PP3 Fotovoltaico con signos de avería.

Analizados todos los paneles se ha realizado una tabla resumen donde se indican los paneles que presentan defectos y los que no los presentan (Tabla 3.4), además de correspondiente ángulo que presenta cada uno.

	COD.	ESTADO	Ángulo °C	IMAGEN DEL CIRCUITO
Panel Tipo1	PP1	Sin defecto	39,3
	PP2	Sin defecto	35	
	PP3	Defecto en celda central del panel superior	34,1	
	PP4	Defecto en celda inferior derecha del panel inferior.	32,1	
	PP5	Sin defecto	30,3	
Panel Tipo 2	PG1	Defecto en celda inferior izquierda del panel superior	30,4
	PG2	Defecto celda inferior derecha del panel superior	27,9	
	PG3	Sin defecto	30,3	
Panel Tipo 3	G	Sin defecto	46,3

Tabla. 3.4. Tabla resumen del estado de los paneles.

3.3. Componentes del sistema

En este apartado se van a enumerar cada uno de los componentes que conforma el circuito, además de sus características más significativas a la hora de realizar el montaje:

3.3.1. Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico utilizado en nuestro prototipo es un Panel ISOFOTON I-10 (Figura 3.5.) de silicio monocristalino de 25 W, su dimensión es de 438 x 287 x 20 mm, y un peso de 1,8 Kg. Este elemento es el más importante dentro de la instalación ya que de él va a depender la captación la radiación solar y que posteriormente se transformará en energía.

Por ello deberá estar bien orientado y con su ángulo de inclinación óptimo para intentar captar la mayor cantidad de radiación posible.

Figura 3.14 Panel ISO FOTON I-10

3.3.2. Regulador

El regulador utilizado es del modelo Phocos CXN que admite una tensión de 12-24 V. La máxima corriente proveniente del panel solar permitida es de 20 A, admite baterías de plomo, gel y AGM, y tiene un consumo propio de 6 mA.

Figura 3.15 Panel ISO FOTON I-10

3.3.3. Interruptor Magnetotérmico

Se utiliza un interruptor Magnetotérmico iC60N de 16A bipolar, como elemento de protección dentro del circuito montado, frente a sobretensiones.

Figura 3.16 Interruptor Magnetotérmico iC60N.

3.3.4. Batería

La batería empleada dentro del circuito es una batería de gel Victron energy de 12 V, necesaria para suministrar corriente a nuestro circuito en caso de que la energía captada por el panel no fuera suficiente para el accionamiento de la carga.

Figura 3.17 Batería Victron energy de 12V

3.3.5. Fusible

Se ha empleado un fusible ACCFUS0013 de 16 A como elemento necesario para evitar cualquier cortocircuito que pueda ocasionarse dentro de la red.

Figura 3.18 Fusible ACCFUS0013.

3.3.6. Carga

En nuestro caso se ha utilizado como carga una bombilla incandescente de 40 W que nos permita cerrar el circuito, y verificar su correcto funcionamiento.

Figura 3.19 Bombilla incandescente de 40W.

3.4. Montaje del prototipo de instalación aislada

Una vez realizada la inspección previa al montaje. Inspección que ha sido necesaria debido a que para poder construir la instalación ha de realizarse con elementos que no presenten ningún tipo de anomalía que pueda ver afectada las propiedades del elemento y con ello su correcto funcionamiento, se procede a construir el prototipo de una instalación fotovoltaica aislada, mediante la cual se va a realizar un ensayo in situ donde se van a ir midiendo varios parámetros en diferentes circunstancias para ver cómo influye en la captación de los paneles.

El prototipo va a presentar el esquema de la Figura 3.20. donde figuran cada uno de los componentes mencionados en el punto anterior, además de dos multímetros necesarios para medir la intensidad y voltaje del sistema.

Figura 3.20 Esquema de prototipo de instalación fotovoltaica

Figura 3.21 Instalación real de prototipo de instalación fotovoltaica

3.5. Modo en que se realiza el ensayo con el prototipo de la instalación fotovoltaica aislada.

A partir del circuito montado se empieza a realizar la toma de medidas del ensayo propuesto durante todos los días que comprenden los meses de enero a mayo. Para ello, se situó el prototipo en la cubierta del centro Salesianos Carabanchel en Madrid (Latitud 40,37° y Longitud -3,75°), capturando datos cada 30 minutos, y obteniendo una media de los mismos. El propósito del ensayo es ver cómo influye el estado del cielo (muy nublado, parcialmente despejado y despejado) en los valores de tensión, intensidad y potencia. El ensayo se realiza con el panel PP1 designado en el punto 3.2.2.3. , ya que es uno de los paneles que no presentó ningún defecto en la inspección previa detallada en dicho punto. Para ello se diseña una tabla en Excel donde se van a ir registrando la fecha exacta y la media de cada uno de los parámetros medidos mediante la utilización del aparato de medida correspondiente detallado en la tabla 3.5. Todos los valores recogidos donde figuran los datos completos de cada uno de los días están en el Anexo 1.

Parámetro	Aparato de medida
Temperatura media (°C)	Termohigrómetro DHT22
Velocidad del viento (km/h)	Anemómetro AO-100-01
Precipitación (mm)	Pluviómetro TFA 47.1008
Radiación (W/m²)	Piranómetro AO-200-03
Tensión (V)	Polímetro digital
Intensidad (mA)	Polímetro digital

Fig. 3.5. Parámetros medidos.

4. Aplicación de una instalación fotovoltaica aislada para el riego de una fachada ajardinada.

Se realiza un estudio donde se aplica el sistema de instalación fotovoltaica aislada para proporcionar el riego de una fachada ajardinada. Para ello se escoge una vivienda aislada situada en el Escorial– Madrid. Dicha vivienda dispone de una fachada ajardinada de con orientación oeste, y una cubierta inclinada a cuatro aguas sobre la que se dispondrán los paneles fotovoltaicos necesarios orientados al sur para garantizar una mayor captación de energía. Además, la cubierta actual de la vivienda no dispone de sistema de recogida y evacuación de agua (canalones), por lo que se implantará un sistema de recogidas por medio de canalones que nos permitan aprovechar la recogida de dichas aguas para su aplicación en el sistema de riego de la fachada vegetal.

Para ello se realizarán una serie de cálculos necesarios para el dimensionado de cada uno de los elementos que compongan el sistema.

4.1. Dimensionado del depósito

La capacidad o volumen que va tener nuestro depósito va a depender de tres factores: Superficie de captación del agua pluvial que en nuestro caso es la superficie de la cubierta, la precipitación media que existe en la zona donde está situada la vivienda, y la demanda que va a tener el sistema.

No existe un método concreto para realizar este dimensionado por lo que se realiza por medio de lo que estima el fabricante, en nuestro caso se ha realizado por medio de la ecuación 22 obtenida de la casa comercial Aqua Ambient (Aqua Ambient Iberica, 2014).

$$A_R = P \cdot S_C \cdot f \quad (22)$$

donde:

A_R : agua recogida, en l/año

P : Pluviometría anual del lugar. En l/m²

S_C : Superficie de la cubierta, en m²

f : factor de aprovechamiento, según características de la cubierta es de 0,9

Siguiendo la expresión indicada se obtiene a través del AEMET (Agencia Estatal de Meteorología) los datos pluviométricos anuales (Tabla 4.1) y del mes más desfavorables (Tabla 4.2) de la zona del Escorial – Madrid, necesarios para el cálculo del agua recogida (Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, 2016).

Clima España	
Total y promedio	
Temperatura máxima media	20,6°C
Temperatura mínima media	7,6°C
Temperatura media	14,1°C
Precipitaciones anuales	384 mm
Días con precipitación por año	58 d.
Días de sol al año	2691 h.

Tabla 4.1. Climatología promedio anual (Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, 2016).

Temperatura - Precipitaciones - Horas de sol												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Temperatura máxima en °C	11	13	16	18	22	28	33	32	28	21	15	11
Temperatura mínima en °C	0	2	3	5	9	13	16	16	13	8	4	2
Precipitaciones en mm	33	34	23	39	47	26	11	12	24	39	48	48
Días con precipitación	6	5	4	6	7	4	2	2	3	6	6	7
Horas de sol	140	164	221	219	256	299	344	328	252	198	155	115

Tabla 4.2. Climatología promedio mensual (Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, 2016).

Aplicando la ecuación 22 se obtiene un valor de recogida anual de 52610,68 l/año, y calculándolo para el mes más desfavorable que nuestro caso es Julio ya que es un mes donde prácticamente no existen lluvias, se obtiene un valor de 1674,53 l/mes.

4.1.1. Agua necesaria

Para obtener la cantidad de agua necesaria para nuestra fachada vegetal se necesita saber la tipología de plantas que se van a utilizar en dicha fachada, por ello se ha estimado que el consumo que tienen la fachada si se trata de plantas autóctonas como va a ser nuestro caso es de 1,8 L/m² según datos obtenidos de Jardinosfera (tabla 4.3) y se calcula mediante la siguiente expresión (Jardinosfera, 2016):

$$A_N = C \cdot S_F \quad (23)$$

donde,

A_N : agua necesaria, en l/día

C : Consumo de vegetación. en l/m²

S_F : Superficie de la fachada, en m²

Césped	7 l/m ²
Arbustos ornamentales	4,3 l/m ²
Plantas autóctonas	1,8 l/m ²
Árboles	10,5 l/m ²
Tapizantes y flores de temporada	4,7 l/m ²

Tabla 4.3. Consumo medio de agua según tipología de plantas (Jardinosfera, 2016)

Este cálculo se realiza para el mes más desfavorable que es nuestro caso es el mes de julio, y con una superficie de fachada de 22,36 m² se obtiene 40,24 l/día, que multiplicándolo por los 30 días que componen un mes se obtiene 1207,44 l/mes.

4.2. Cálculo de potencia de la bomba y número de paneles

Para el cálculo de la potencia de la bomba se va a seguir el CTE HS-4 para cálculos de grupos de presión.

4.2.1. Presión mínima

Para la simplificación de nuestra ecuación 24 se estima que la H_{cp} es un 20% de H_g , la P_r en el caso de vivienda es de 10 m.c.a., debido a que estamos calculando la presión necesaria para riego por goteo este valor lo vamos a despreciar obteniendo la ecuación 25.

$$P_{min} \geq H_g + \overset{20\%H_g}{\vec{H}}_{pc} + \overset{1}{\vec{P}}_r \quad [m.c.a.] \quad (24)$$

Obteniendo la siguiente ecuación simplificada:

$$P_{min} \geq 1,20 \cdot H_g \quad [m.c.a.] \quad (25)$$

donde,

H_g : altura geométrica, en m

H_{pc} : pérdida de carga, en tanto por 1

P_r : presión de salida, en m.c.a.

Siguiendo la ecuación 25 y con una altura geométrica de 5,5 m se obtiene un valor de P_{min} de 6,6 m.c.a.

4.2.2. Presión máxima

Según el CTE HS4 para cálculos de bombas en el cálculo de presión máxima es la suma de la presión mínima, más una estimación de presión de salida de entre 20 – 30 m.c.a, como en nuestro caso la presión del agua va a ser destinada para riego se baja este valor a los 10 m.c.a. (Ministerio del Fomento, 2006).

$$P_{max} = P_{min} + \overset{10 \text{ m.c.a. (para riego)}}{\widetilde{20}} \quad [m.c.a] \quad (26)$$

Obteniendo la siguiente expresión:

$$P_{max} = P_{min} + 10 \quad [m.c.a] \quad (27)$$

donde,

P_{max} : presión máxima, en m.c.a.

P_{min} : presión mínima, en m.c.a.

Determinada la presión mínima (P_{min}), se aplica la ecuación 4 para obtener el valor de la presión máxima (P_{max}) de 16,6 m.c.a.

4.2.3. Potencia de la bomba con un rendimiento del 80%

Para el cálculo de la potencia teórica que tendría la bomba se utiliza la siguiente expresión, este valor nos va a ayudar a elegir la bomba la cual tendrá que tener una potencia igual o superior a la teórica (Ministerio del Fomento, 2006):

$$P_B = \frac{Q \cdot P_{max} \cdot \delta}{\rho \cdot 75} \quad [CV] \quad (28)$$

donde,

Q: caudal necesario, en l/s.

P_{max} : presión máxima, en m.c.a.

δ : densidad del agua

ρ : rendimiento de la bomba.

4.2.4. Caudal

Siguiendo las pautas marcadas por el CTE HS4 se calcula el caudal necesario para nuestra instalación de riego. Utilizando la siguiente expresión (Ministerio del Fomento, 2006):

$$Q = V \cdot S \quad [l/s] \quad (29)$$

Donde S es la sección del tubo que se obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$S = \pi \cdot r^2 \quad [m^2] \quad (30)$$

donde:

V: velocidad, en m/s.

S: sección del tubo, en m²

r: radio del tubo, en m²

Utilizando la ecuación (7) con un diámetro de 0,02 m, la sección es de $3,14 \cdot 10^{-4}$ m². Posteriormente se aplica la ecuación 6, para obtener el valor de caudal que nos da 1,1l/s.

4.2.5. Número de bombas necesario

Según el CTE HS-4, apartado 4.5.2.2 en el que se indica que el número de bombas se calculará en función del caudal del grupo. Por lo que se dispondrán 2 bombas para caudales de hasta 10 L/s, añadiendo una bomba de reserva (Ministerio del Fomento, 2006).

4.2.6. Energía de la bomba (E_B)

La energía de la bomba a depender de la potencia real que tenga la bomba elegida y el valor de las HPS (hora solar pico) obteniendo los valores de radiación necesarios para su cálculo a través del instituto nacional de meteorología para el mes más desfavorable del año que se ha considerado el mes de diciembre con un valor de radiación de 11972 W (Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, 2016), lo que nos proporciona un valor de HSP de 3,32.

$$E_B = P_B \cdot HSP \text{ [Wh]} \quad (31)$$

donde,

P_B: potencia de la bomba, en cv

HSP: es la hora solar pico.

Obtenido el número de bombas y el valor de la potencia teórica que tiene que tener aproximadamente, se elige el modelo de Bomba de agua de superficie. En nuestro caso se ha elegido la bomba Ecosolar ECO2420 24V, con las características técnicas que figuran en la tabla 4.4. donde viene marcada la potencia de la bomba que es 230V. Una vez obtenido todos los datos necesarios para aplicar la ecuación 31, obtenemos el valor de la Energía de la bomba de 763 Wh.

Características Técnicas Bomba Ecosolar ECO2420	
Caudal máximo: 1200 l/h Subida de agua: 50 m Tensión nominal (V_m): 24V Potencia máxima (P_{max}): 230-250 W

Tabla. 4.4. Características técnicas de la bomba Ecosolar ECO2420.

4.2.7. Energía de los paneles (EP)

Se calcula la energía que da uno de los paneles, estimando un rendimiento del panel de 90% y aplicando la siguiente ecuación (Ministerio de Energía, 2009):

$$E_p = PP \cdot HSP \cdot R \quad (32)$$

donde,

E_p : energía de los paneles, en Wh

PP: potencia del panel

R: rendimiento del panel, en tanto por uno.

HSP: es la hora solar pico.

Para poder determinar la Energía de los paneles E_p es necesario escoger un modelo de panel, que nuestro caso se ha elegido el SM 240U con las características técnicas de la tabla 4.5.

Características Técnicas Panel Solar SM240U	
<p>Tensión nominal (V_m): 24V Potencia nominal PMPP: 230 Wp $\pm$ 5% Corriente de cortocircuito (I_{sc}): 3,84 A Tensión MPP: 29,9V Tensión de vacío: 36,8 V</p>

Tabla. 4.5. Características técnicas del Panel Solar SM240U

Obteniendo un valor de Energía de los paneles de 687,24 Wh.

4.2.8. Número de los paneles (NP)

El número de paneles va a depender de la energía que necesita la bomba (E_B) y la energía que produce un solo panel (E_p) (Ministerio de Energía, 2009) .

$$N_p = \frac{E_B}{E_p} \quad (33)$$

donde,

N_p : número de paneles

E_B : Energía de la bomba, en Wh

E_p : Energía de los paneles, en Wh

Que según los datos obtenidos tanto para a energía de la bomba, como para la energía de

los paneles nos proporciona un número de dos paneles.

4.3. Cálculo de baterías

El dimensionado para el cálculo de baterías se ha realizado siguiendo el REBT (reglamento electrotécnico de baja tensión) para instalaciones fotovoltaicas (Ministerio de Economía, 2003).

4.3.1. Capacidad de los acumuladores

$$C_B = \frac{L_D \cdot F_{SB}}{PD_{max}} [Wh] \quad (34)$$

donde,

L_D : consumo medio diario, Wh

F_{SB} : días de autonomía, en días.

PD_{max} : Profundidad de descarga de la batería.

Para el cálculo de las baterías hay que tener en cuenta que hay que realizarlo para el número de bombas obtenidas, en nuestro caso son 2 bombas con una potencia de 763,4 Wh cada una, teniendo una potencia total de 1526,8 Wh, se estima también que los días de autonomía del sistema es de 3 días y la profundidad de descarga es de 65%. Aplicando la ecuación 34 se obtiene una capacidad de los acumuladores de 7046,77 Wh.

4.3.2. Capacidad de una batería

Como el cálculo de la capacidad de los acumuladores se da en Wh se obtienen los Ah dividiendo los Wh entre el voltaje al que estamos trabajando, que en nuestro caso son 24 V, obteniendo una capacidad de batería de 293,62 Ah.

Para esta capacidad obtenida de Ah se elige dos unidades de la batería modelo Formula Start FS240 SOLAR cuyas características técnicas aparecen en la tabla 4.6. Estas baterías deberán ir colocadas en serie para sumar sus tensiones hasta los 24 V, que es la tensión que tenemos en el circuito.

Características Técnicas Batería Formula Start FS240 Solar	
Voltaje de la Batería: 12V Amperios – hora de la batería: 150-300V Capacidad de medida de la batería: C100 a 25°C

Tabla. 4.6. Características técnicas de la batería Formula Start FS240 Solar.

4.4. Dimensionado de los sistemas de evacuación de agua en cubierta

Para el dimensionado de los sistemas de evacuación de los elementos de la cubierta se

van a calcular según el CTE DB HS5, en el que se especifican como se debe dimensionar cada uno de los elementos que la componen (bajantes, canalones y arqueta) (Fomento, 2006).

4.4.1. Bajante de pluviales

Según el apartado 4.2.3 del CTE DB HS5, para bajantes de aguas pluviales el diámetro que tienen que tener dichas bajantes depende de la superficie en proyección horizontal de la cubierta, en nuestro caso se trata de una cubierta con una superficie de 152,23 m², se calcula la superficie rectificada con su factor corrector (Fomento, 2006).

$$S_c = S \cdot f \quad (35)$$

donde:

S_c : sección de la bajante de pluviales, en m²

S : superficie en proyección horizontal de la cubierta, en m²

f : factor corrector según la situación de la vivienda

El factor corrector f correspondiente para intensidades pluviométricas distintas de 100 mm/h, en el caso de Madrid que se encuentra situado en la zona A, en la isoyeta 20, obteniendo una intensidad pluviométrica de 65 mm/h, aplicando como factor corrector $f=0,65$ (Fomento, 2006).

Aplicando la ecuación 12 y con el valor del factor corrector elegido, se obtiene un valor de superficie corregida de 98,94 m², que según la tabla 4.7 del CTE DB H5, le corresponde un diámetro de bajante de 63 mm de diámetro.

Tabla 4.8 Diámetro de las bajantes de <i>aguas pluviales</i> para un régimen pluviométrico de 100 mm/h	
Superficie en proyección horizontal servida (m ²)	Diámetro nominal de la bajante (mm)
65	50
113	63
177	75
318	90
580	110
805	125
1.544	160
2.700	200

Tabla. 4.7. Diámetro de bajantes de aguas pluviales (Fomento, 2006).

4.4.2. Canalones

El cálculo de los canalones se calcula según la tabla 4.7 del CTE DB HS5, como dicho valor es para régimen pluviométrico de 100 mm/h se aplicará un factor corrector a la superficie de cubierta que recoja ese canalón.

En nuestro caso se van a realizar dos canalones, cada uno de ellos recoge el agua de la mitad de la cubierta (Figura 3.15), y tendrán una pendiente del 2% (Fomento, 2006). Por ello se calculará la superficie de la mitad de la cubierta aplicando su factor corrector.

Figura 4.1 Distribución de canalones en cubierta.

Obteniendo un valor de superficie corregida de 49,47 m² para cada canalón, que según la tabla 4.8 del CTE DB H5, le corresponde un diámetro de 100 mm.

Tabla 4.7 Diámetro del canalón para un régimen pluviométrico de 100 mm/h				
Máxima superficie de cubierta en proyección horizontal (m²)				Diámetro nominal del canalón (mm)
Pendiente del canalón				
0.5 %	1 %	2 %	4 %	
35	45	65	95	100
60	80	115	165	125
90	125	175	255	150
185	260	370	520	200
335	475	670	930	250

Tabla. 4.8. Diámetro de canalones (Fomento, 2006).

4.4.3. Arqueta

La arqueta tendrá un diámetro de salida igual al de la bajante y se dimensionara según la tabla 4.13 de CTE DB HS-5 (Fomento, 2006). Como el diámetro de la bajante es inferior a 100 mm, se obtiene una arqueta de 40x40 mm según la tabla 4.9 del CTE DB H5.

Tabla 4.13 Dimensiones de las arquetas									
L x A [cm]	Diámetro del colector de salida [mm]								
	100	150	200	250	300	350	400	450	500
	40 x 40	50 x 50	60 x 60	60 x 70	70 x 70	70 x 80	80 x 80	80 x 90	90 x 90

Tabla. 4.9. Diámetro de canalones (Fomento, 2006).

5. APLICACIÓN DE UN DEFLECTOR DE EFECTO VELA PARA EL APROVECHAMIENTO DEL AIRE EN SISTEMAS DE VENTILACIÓN NATURAL.

Conocido el problema ocasionado por el efecto vela en las instalaciones solares fotovoltaicas, se decidió implementar un sistema capaz de atenuar la acción del viento que favorece el vuelco en los paneles. El dispositivo aquí mostrado es diseño propio, y tiene como fin reducir la presión a la que se encuentra sometida la parte inferior de los paneles y aprovechar el aire desviado en sistemas de ventilación natural de edificios. Este aire desviado hacia el interior del edificio, debidamente acondicionado mediante una unidad de tratamiento de aire, se podría introducir al interior de las viviendas con el consiguiente ahorro en climatización.

Está claro que el aprovechamiento del aire será diferente según el régimen de circulación que presente el fluido, ya que una vez derivado dentro de una canalización este se puede presentar como laminar o turbulento. En el primer caso el movimiento es perfectamente ordenado, estratificado y suave, moviéndose el fluido en un modelo similar al de capas paralelas. Para el caso del régimen turbulento, el movimiento producido es más caótico y desordenado, y las trayectorias se encuentran entrecruzadas.

El número de Reynolds es la relación entre las fuerzas de inercia (F_i) de las moléculas del fluido y las fuerzas de rozamiento (F_r) producidas por la viscosidad de este (η). Matemáticamente se describe como (Tipler & Mosca, 2010):

$$R = \frac{F_i}{F_r} = \frac{\phi \cdot \rho \cdot v}{\eta} \quad (36)$$

donde:

R, es el número de Reynolds.

ρ es la densidad del fluido, en kg/m³.

ϕ es el diámetro de la canalización, en m

v es la velocidad del fluido en m/s.

η es la viscosidad en, Ns/m².

Este número nos permite diferenciar de manera teórica el régimen al cual se verá sometido el fluido en unas determinadas condiciones. Si $R > 2300$, el fluido circula en régimen laminar y $R > 10000$ el fluido circula en régimen turbulento, siendo los valores intermedios la zona de transición no definida.

No obstante, y cara a llevar el dispositivo implementado a un escenario práctico, con independencia del tipo de régimen de circulación al que se encuentre sometido el fluido, este experimentaría una pérdida de carga a lo largo de la conducción que disminuiría su presión hasta llegar a la unidad de tratamiento de aire. Esta pérdida de carga viene expresada por la ecuación de Darcy-Weissbach como:

$$h_f = \phi \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (37)$$

donde:

h_f : es la pérdida de carga, en m.

L : es la longitud de la tubería, en m.

D : es el diámetro de la tubería, en m.

v : es la velocidad de la tubería, en m/s.

g : es la aceleración de la gravedad, en m/s².

Así pues, como hemos visto para diseñar un sistema efectivo se debe conocer la tipología de instalación, el régimen de circulación, la dirección y velocidades predominantes del viento y el tipo de canalización que se desea implementar.

5.1. Componentes del sistema

La solución propuesta consta de una estructura fabricada con planchas de aluminio de grosor aproximado de 5 mm, variables según las necesidades de la zona donde se ubique la instalación. La plancha se dispondrá ajustada con el ancho del colector y con longitud tal, que se adapte al ángulo de inclinación del captador. Esta es una solución óptima para instalaciones solares fijas, que no lleven incorporado ningún sistema de seguimiento solar.

El anclaje de la estructura que deriva el viento se realizará directamente sobre la perfilaría del propio panel fotovoltaico, mediante piones, tuercas y tornillería de alta calidad que aseguren la seguridad y firmeza del conjunto colector estructura.

Figura 5.1 Elementos de anclaje presentes en las estructuras del soporte.

5.2. Principio del funcionamiento

El principio de funcionamiento es bastante sencillo, se basa en vencer la resistencia del viento en la cara trasera del panel mediante una chapa angulada que se opone a la fuerza del viento. Cuando la masa del viento incide sobre la superficie trasera esta se divide, desviando parte del caudal de aire hacia el exterior y aprovechando el caudal desviado hacia abajo para introducirlo en nuestro sistema de ventilación.

Como se puede apreciar, aparte del posible aprovechamiento del aire incidente, otra ventaja de este sistema es la reducción del peso de la instalación. En general, una instalación solar lastrada en la cubierta posee un peso que oscila entre los 100 y 120 kg, mientras que el dispositivo diseñado tiene un peso inferior a 50 kg lo cual hace que sea una solución muy competitiva, a pesar de que el precio fuera ligeramente superior debido a la mayor cantidad de perfilera.

Figura 5.2 Esquema simplificado del principio de funcionamiento.

Encontramos en el sistema varias partes bien diferenciadas. En primer lugar, se dispone de una tobera encargada de la admisión del viento y derivarlo hacia las canalizaciones de ventilación. En esta parte, se debe situar un filtro antipartículas para evitar la entrada de sólidos al sistema de ventilación, además de reguladores de caudal para evitar que la velocidad exceda de los límites propuestos por el CTE. Finalmente, se encontraría la unidad de tratamiento de aire, no incluida en las simulaciones, que se encargaría de acondicionar el viento para su aprovechamiento en condiciones de salubridad adecuadas, siendo las canalizaciones estancas y dirigidas siempre por las zonas de menor tránsito de personas para evitar ruidos molestos.

Para poder simular el comportamiento del equipo implementado, se diseñó un modelo a escala con ayuda del software FreeCad-3D. El esquema simplificado del panel con deflector se puede ver en la figura 5.3.

Figura 5.3 Diseño 3D del sistema anti efecto vela elaborado para las simulaciones.

5.3. Simulación del prototipo

Para llevar a cabo las simulaciones del prototipo se empleó el programa Star CCM+, software de reconocido prestigio en el ámbito de las investigaciones llevadas a cabo con simulaciones de mecánica de fluidos computacional.

Una primera parte consiste en determinar el tamaño de la celda para realizar los cálculos en el modelo. Para ello, se siguieron las pautas que ofrece el programa y se tomaron como referencia investigaciones que realizaron simulaciones similares (Roache, 1997). En estos trabajos, se propone el valor del índice de convergencia de cuadrícula (ICG) para cuantificar el error correspondiente al tamaño de malla, proporcionando un valor objetivo que cuantifica la incertidumbre en el modelo en función de la estimación de error producida después del refinado de la malla. Las ecuaciones para calcular el ICG se expresan como siguen:

$$GCI = \frac{F_s |E|}{(1 - r^p)} \quad (38)$$

$$E = \frac{f_c - f_f}{f_f} \quad (39)$$

$$r = \frac{h_c}{h_f} \quad (40)$$

Por lo tanto, se trata de encontrar un valor asintótico al que convergen diferentes tamaños de malla. El factor de seguridad (F_s) reduce el error de rango producido en aproximación entre la solución refinada f_c y la solución exacta desconocida f_f , que se fija en el valor $F_s = 3$. La diferencia entre el tamaño original de las celdas h_c y el tamaño refinado h_f se relaciona a través de coeficiente r . Valores recomendados para $r = p = 2$.

Figura 5.4 Ejemplo de mallado empleado en la simulación.

Las simulaciones se llevaron a cabo variando el ángulo que forma el deflector en su arista más extrema. Así pues, los ángulos ensayados fueron de 60° , 75° y 85° . Además, también se propuso una cuarta variante que consistía en el panel sin dispositivo, es decir, con la incisión directa del viento sobre la parte posterior de colector solar.

Las simulaciones realizadas muestran la presión del viento en la parte trasera del colector, a la vez de mostrar también la velocidad del viento una vez incide sobre el panel. Para poder determinar la velocidad de trabajo, y tener un dato fiable de cara a ser introducido en las simulaciones, se tuvieron tanto los requisitos del CTE, como la rosa de los vientos de la zona en estudio tanto de velocidades como de frecuencias.

Puesto que todas las instalaciones montadas, y todas las medidas que aparecen en el documento fueron realizados en el centro Salesianos Carabanchel de Madrid. Se determinó la rosa de los vientos para dicha situación geográfica con una latitud de 40.374086° , y una longitud de -3.753174° , tal y como se muestra en la Figura 5.5.

Figura 5.5 Rosa de los vientos. (a) Velocidades; (b) Frecuencias.

Así pues, se determinó gracias a los datos facilitados por AEMET, la velocidad del viento en la zona de estudio y en la dirección más desfavorable, es decir, los vientos que soplaban en dirección Sur, que es hacia donde se encuentran orientados los paneles.

6. APLICACIÓN DE UN SEGUIDOR SOLAR EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

En este capítulo se describe el diseño y fabricación del prototipo de seguidor solar fotovoltaico, definiendo los elementos mecánicos y electrónicos empleados, el correspondiente dimensionado de cada uno de estos elementos, criterios constructivos, esquemas de conexionado y las pruebas experimentales necesarias para la calibración inicial del seguidor.

6.1. Descripción de los materiales y componentes empleados.

A continuación, se procede a enumerar los diferentes elementos que se han empleado en la construcción del prototipo, así como sus características técnicas más importantes.

6.1.1. Componentes Electrónicos

6.1.1.1. Autómata de control

Se utilizará una placa Arduino UNO R3 (Figura 6.1), que es el modelo actual más básico de Arduino, como cerebro o parte fundamental del prototipo que gestionará las operaciones de los movimientos.

Esta placa Arduino cuenta con un microcontrolador incorporado (ATmega328), dispone de 14 pines digitales de entrada/salida, un reloj de 16 MHz de velocidad, una conexión USB, un conector de alimentación, un encabezado ICSP y un botón de reinicio. Permitiendo ratios de transferencia más rápidos y mayor capacidad de almacenaje.

De los 14 pines entrada/salida, 4 de ellos serán utilizados para la captación de datos proveniente de los sensores y otras 4 para controlar el driver que es responsable de realizar el giro del motor y finalmente 2 para controlar el puente de relés, que será el encargado de realizar la inclinación según convenga. Para gestionar el control sobre los movimientos, se realizará a través de una lógica de control que estará definida en su programación.

Este elemento se hace indispensable para la construcción del prototipo debido a su bajo precio, y su fácil programación.

Figura 6.1 Placa Arduino UNO R3

6.1.1.2. Controlador del motor de rotación

Para poder controlar el giro que realiza el motor de rotación es necesario utilizar un controlador, que no es más que una especie de traductor entre el Arduino y el motor paso a paso. El controlador utilizado dentro del prototipo es un Driver DM542-a (Figura 6.2.), que necesita de alimentación adicional para su funcionamiento, por ello se necesitará añadir una batería de 24 VDC a nuestro circuito.

Este driver nos va a permitir realizar giros con mayor precisión. Este driver emite 400 pulsos por cada vuelta que realiza el motor de giro, obteniendo una precisión de:

$$\frac{360^{\circ}}{400 \text{ Pasos}} = 0,9^{\circ}/\text{Paso} \quad (41)$$

Dotando al movimiento de rotación del seguidor fotovoltaico con un elevado nivel de precisión.

Figura 6.2 Driver DM542-a

6.1.1.3. Controlador del motor de inclinación

Para poder poner en marcha el movimiento de inclinación se utiliza un módulo de Relé Doble (Figura 6.3.). Este elemento electrónico necesita de alimentación adicional, por lo que irá conectado a una batería de +12 VDC para su funcionamiento. El control de este elemento se realiza dentro del Arduino quien envía las señales necesarias para su accionamiento, ya que este elemento no regula el tiempo de funcionamiento del motor.

Figura 6.3 Módulo de Relé Doble

6.1.1.4. Sensor de Luz

Para poder determinar con gran precisión la posición del sol respecto a la del prototipo se utiliza un fotodiodo BPW34 (Figura 6.4.). Este elemento es una característica importante dentro del proyecto ya que no es un elemento usual dentro del campo de los seguidores solares.

El BPW34 es un diodo que se excita cuando la luz solar incide sobre él., tiene un ángulo de sensibilidad (φ) de $\pm 65^\circ$. Dado este caso, el fotodiodo pertinente, mandará una señal positiva al Arduino, indicando que el Sol está incidiendo en él.

Dentro del Prototipo su cometido es conformar un sensor de detección de Luz Solar, compuesto por cuatro unidades.

Figura 6.4 Fotodiodo BPW34

6.1.1.5. Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico utilizado en nuestro prototipo es un Panel ISOFOTON I-10 (Figura 6.5.) de silicio monocristalino de 25 Wp, su dimensión es de 438 x 287 x 20 mm, y un peso de 1,8 Kg. Encargado de captar la radiación solar y transformarla en energía.

Figura 6.5 Panel ISOFOTON I-10

6.1.2. Componentes Mecánicos y demás componentes

6.1.2.1. Motor de rotación

Para el motor de rotación se ha elegido la marca NEMA, que es una marca de motores paso a paso prevista para ser controlada con pequeños controladores como «Arduino». Para nuestro prototipo se ha elegido el modelo 23HS9430 (Figura 6.6.), que dispone de la suficiente potencia como para cumplir la función de mover la plataforma superior, y todos los elementos apoyados en ella. Para su funcionamiento va a depender del Driver DM542-a, que enviará la señal pertinente para su accionamiento.

Figura 6.6 Motor paso a paso NEMA 23HS9430

6.1.2.2. Motor de inclinación

Como motor de inclinación se selecciona un Actuador Lineal LA-10 (Figura 6.7.), que será el encargado de determinar la inclinación del Panel Solar. Al igual que el Motor Paso a Paso, cuenta con la potencia y longitud suficiente para realizar la función de inclinación del módulo fotovoltaico. El control de este elemento va a depender del Módulo de Relés a través del «Arduino».

Figura 6.7 Actuador Lineal LA-10

6.1.2.3. Baterías

El prototipo va a requerir de dos baterías de 12V y 2,1 A máximos (Figura 6.8.), para las alimentaciones en corriente continua necesarias para el funcionamiento del driver DM542-a y el módulo de relé doble. Es decir, necesitamos alimentar externamente, tanto el Actuador Lineal, como el Motor paso a paso, ya que el propio controlador Arduino, no es capaz de proporcionarnos estos valores.

Figura 6.8 Batería Victron energy de 12V

6.1.2.4. Estructura metálica

La estructura que va a soportar todos los elementos que componen el seguidor solar es de perfilera de aluminio de 27 KN/m3 que será dimensionada según el CTE DB SE-AE (Ministerio de Vivienda, 2009).

6.2. Dimensionado de elementos que componen el sistema

En este apartado se realizará el dimensionado de los elementos encargados en realizar el movimiento que componen el sistema como son el motor paso a paso y el actuador lineal.

6.2.1. Actuador lineal

Para poder realizar el dimensionado hay que tener en cuenta diversos factores:

6.2.1.1. Acciones que ejercen efecto sobre el actuador lineal.

6.2.1.1.1. Acciones permanentes

Se entiende por tales acciones aquellas que no varían con el paso del tiempo, ejerciendo siempre el mismo efecto sobre la estructura.

- **Peso propio**

El peso propio a tener en cuenta es el de los elementos estructurales y el panel. El valor característico del peso propio de los elementos constructivos, se determina, en general, como su valor medio obtenido a partir de las dimensiones nominales y los pesos específicos medios.

- **Peso del panel fotovoltaico**

El módulo fotovoltaico utilizado para nuestro prototipo tiene un peso total de 1,8 Kg.

○ **Estructura metálica**

Para obtener el peso específico del aluminio, material del que está fabricada la estructura del prototipo, se consulta el CTE DB SE-AE (Ministerio de Vivienda, 2009), empleando el prontuario del Anejo C sobre pesos y coeficientes de rozamiento interno, en la Tabla C.1. Peso específico aparente de los materiales de construcción se obtiene:

Material	Peso específico aparente (kN/m ³)
Aluminio	27,00

Tabla. 6.1. Peso específico aparente de la estructura empleada

6.2.1.1.2. Acciones variables

Son aquellas cuya acción no es constante con el tiempo, pudiendo presentarse en mayor o menor medida a lo largo de la vida útil de la estructura.

• **Acción del viento**

La distribución y el valor de las presiones que ejerce el viento sobre el prototipo y las fuerzas resultantes dependen de la forma, de las dimensiones y las características de los elementos que la componen y de la permeabilidad de la superficie, así como de la dirección, intensidad y racheo del viento (Ministerio de Vivienda, 2009).

La acción del viento, en general es una fuerza perpendicular a la superficie expuesta o presión estática denotada por q_e puede expresarse como:

$$q_e = q_b - C_e + C_p \quad (42)$$

donde:

q_e : presión estática, en kN/m²

q_b : presión dinámica del viento, en kN/m². Este término puede dársele un valor estimativo de 0,5 kN/m² en cualquier punto del territorio español (pudiendo obtener valores más precisos en el Anejo D del CTE DB SE-AE), que permita simplificar los cálculos.

C_e : coeficiente de exposición variable con la altura del punto considerado y determinado en función del grado de aspereza el entorno.

C_p : es el coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento.

La acción del viento genera además fuerzas tangenciales paralelas a la superficie. Éstas se calculan como el producto de la presión exterior por el coeficiente de rozamiento, que para el caso de una superficie lisa como nuestro panel tomaría un valor de 0,01.

El coeficiente de exposición c_e tiene en cuenta los efectos de las turbulencias originadas por el relieve y la topografía del terreno. Su valor se toma de la tabla 3.4 del CTE DB SE-AE, siendo la altura del punto a considerar la medida respecto a la rasante media de la fachada a barlovento. Para alturas superiores o cálculos más precisos debe recurrirse al Anejo D de esa misma normativa.

Por otro lado, para obtener los coeficientes eólicos globales podrán adoptarse de la figura 6.9.

Tabla 3.4. Valores del coeficiente de exposición c_e

Grado de aspereza del entorno	Altura del punto considerado (m)							
	3	6	9	12	15	18	24	30
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	2,4	2,7	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	2,1	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	1,6	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,1
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	1,3	1,4	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
V Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	1,2	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,9	2,0

Figura 6.9 Valores del coeficiente de exposición según CTE. Marcado para nuestro seguidor solar fotovoltaico.

Para otros casos más concretos debe emplearse el Anejo D del CTE DB SE-AE. No obstante, en edificios con cubierta plana la acción del viento sobre la misma, generalmente de succión, opera habitualmente del lado de la seguridad y se puede despreciar. Para el caso del análisis local el estudio debe de ser más detallado y se deben describir los componentes que intervienen para considerarlos en el cálculo final.

• Acciones térmicas

Las variaciones de temperatura en el prototipo conducen a deformaciones de todos los elementos que lo componen. La magnitud de las mismas depende las condiciones climáticas del lugar, la orientación y la exposición del prototipo a la intemperie. Es por ello de vital importancia colocar juntas de dilatación en el ensamblaje de los materiales, prestando especial importancia a aquellas regiones en las que confluyan dos o más tipologías diferentes de materiales. Las temperaturas ambiente extremas en verano y de invierno pueden obtenerse del Anejo E del CTE DB SE-AE, según la figura 6.10.

Tabla 3.5. Coeficiente eólico en edificios de pisos

	Esbeltez en el plano paralelo al viento					
	< 0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	≥ 5,00
Coeficiente eólico de presión, c_p	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Coeficiente eólico de succión, c_s	-0,3	-0,4	-0,4	-0,5	-0,6	-0,7

Figura 6.10 Coeficiente eólico en edificios de pisos según CTE.

En general la dilatación de los elementos materiales se puede calcular como:

- **Lineal**

Cuando el sólido tiene una forma asimilable a una línea, podemos considerar que la dilatación se produce según su longitud.

$$\Delta L = L \cdot \alpha \cdot \Delta T \quad (43)$$

- **Superficial**

Cuando el sólido tiene una forma asimilable a una superficie, consideramos que la dilatación se produce de forma proporcional a su superficie inicial.

$$\Delta S = S \cdot 2\alpha \cdot \Delta T \quad (44)$$

- **Volumétrica**

En este caso se puede considerar que la dilatación producida es directamente proporcional a la variación de su volumen inicial.

$$\Delta V = V \cdot 3\alpha \cdot \Delta T \quad (45)$$

donde:

ΔL : variación de la longitud, en m

L: longitud inicial, en m

ΔS : variación de la superficie, en m²

S: superficie inicial, en m²

ΔV : variación del volumen, en m³

V: volumen inicial, en m³

α : coeficiente de dilatación lineal

ΔT : salto térmico que provoca la dilatación

- **Nieve**

Las cargas debidas a la nieve dependen del clima del lugar, del tipo de precipitación, del relieve del entorno y de la forma del prototipo.

En general, para cubiertas planas de edificios de pisos situados en localidades con altitud inferior a 1000 m, es suficiente considerar una carga de nieve de 1 kN/m². En otros casos sensibles a carga vertical, los valores se pueden obtener del CTE DB SE-AE.

No obstante, en nuestro caso, al tratarse de Madrid y según los valores de la tabla 3.8 del citado CTE se tomaría un valor de carga de nieve de 0,6 kN/m².

- **Acciones accidentales**

Son aquellas cuya probabilidad de ocurrencia es pequeña, pero que pueden ocasionar daños de gran importancia si se producen. Destacando entre ellas:

- **Sismo**

Cuyas acciones están reguladas por la NSCE (Ministerio de Fomento, 2002): Norma de construcción sismo resistente.

- **Incendio**

Cuyas acciones derivadas de la agresión térmica están recogidas en el CTE DB Seguridad contra incendios.

- **Impacto**

Estas acciones dependen de la masa, geometría y la velocidad del cuerpo impactante, así como de la capacidad de deformación y amortiguamiento tanto del cuerpo como del elemento contra el que impacta.

6.2.1.2. Cálculo del actuador lineal

Como se ha podido observar el movimiento cenital se encuentra sometido a una variedad de acciones que actúan sobre él, restringiéndolo y condicionando el dimensionado del actuador lineal. Para que el sistema funcione correctamente, debe permanecer en equilibrio en todo momento, es decir el valor de las reacciones en los apoyos deben ser siempre iguales al valor de las acciones (Arenas Gómez, 2012). A fin de reducir el problema a un estudio vectorial, se empleará el diagrama de cuerpo libre del seguidor para el cálculo de las reacciones.

Figura 6.11 Esfuerzos a vencer en el movimiento cenital. Prototipo real y diagrama de cuerpo libre empleado.

Una vez realizado el esquema de fuerzas se procede a obtener el resultado de cada una de las reacciones que actúan sobre el actuador lineal, a través de las expresiones de la estática:

$$\Sigma F_X = 0 \Rightarrow R_{AX} - R_B \cdot \sin \phi + P_{pM} \cdot \sin \phi + F_p \cdot \sin \phi = 0 \quad (46)$$

$$\Sigma F_Y = 0 \Rightarrow R_{AY} - R_B \cdot \cos \phi + P_{pM} \cdot \cos \phi + F_p \cdot \cos \phi = 0 \quad (47)$$

$$\Sigma M_A = 0 \Rightarrow R_B \cdot \cos \phi \cdot l_1 + R_B \cdot \sin \phi \cdot h_1 = 0 \quad (48)$$

donde:

ϕ : ángulo de inclinación más desfavorable correspondiente a un día soleado totalmente despejado en verano con los rayos incidiendo perpendicularmente sobre el panel, en grados sexagesimales.

F_p : fuerza ejercida sobre el panel, en N. Esta fuerza es la suma de la acción del viento más el peso propio del módulo fotovoltaico aplicados en el centro de gravedad.

P_{pM} : peso propio de la estructura de aluminio, en N.

R_A y R_B : reacciones en la articulación y sobre el apoyo (actuador lineal) respectivamente, en N.

Para obtener el ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico se empleó la siguiente expresión:

$$\phi = 3,7 + 0,96 \cdot \varphi \quad (49)$$

donde:

ϕ : ángulo de inclinación óptimo, en grados sexagesimales

φ : latitud de la zona, en grados sexagesimales. Para el caso de Madrid se toma un valor aproximado de 40° , aun así en la práctica se suele aproximar restando 10° a la latitud del emplazamiento de la instalación.

Obteniendo un actuador lineal con las características técnicas de la tabla 6.2.

Especificaciones del Actuador Lineal LA-10	
Entrada: 12V (DC) y 3A. Carga máxima: 50 kg Velocidad máxima: 6 mm/s Longitud de carrera: 150 mm Material: Aleación de aluminio (plateada). Temperatura de funcionamiento: $\pm 65^\circ\text{C}$. Longitud del cable: 1 m. Potencia de salida: 36 W.

Tabla. 6.2. Especificaciones técnicas del actuador lineal LA-10.

Entonces, la carga máxima que soporta el actuador (50 kg) supera con creces el valor de la reacción que oscilaría entre los 2 y 3 kg para los casos más desfavorables.

6.2.2. Motor paso a paso

6.2.2.1. Consideraciones sobre los elementos que conforman el movimiento azimutal.

6.2.2.1.1. Elementos de fricción de la plataforma

Se entiende por elemento de fricción aquellos que se sitúan entre una parte móvil y su soporte con el fin de resistir el rozamiento y el desgaste, y evitar que éste se produzca en otros elementos de mayor coste y responsabilidad mecánica.

En nuestro caso, emplearemos cojinetes, que se caracterizan por permanecer inmóviles en su asiento, mientras que el eje del motor roza con ellos transmitiéndoles un esfuerzo de torsión. Se instalan a presión en el interior del soporte, siendo su diámetro interior ligeramente superior al del eje que soporta.

El material de fabricación es generalmente más débil que el del árbol motor, de forma que el desgaste producido por el giro se produzca en estas piezas y no en el eje. En este trabajo son de bronce y están especialmente indicados para motores eléctricos.

6.2.2.1.2. Ejes

Por definición, un eje es un elemento de máquina, generalmente cilíndrico, que sirve para sostener distintas piezas mecánicas que giran, pero no transmite potencia. El eje giratorio del motor paso a paso, se verá sometido a esfuerzos de flexión debidos al movimiento de la plataforma, no obstante, por comodidad en el montaje se decidió colocar un eje macizo (en lugar de uno hueco) tratando de corregir al máximo las excentricidades que pudiesen existir y que favoreciesen la deformación del mismo.

6.2.2.1.3. Plataforma de sustentación

La plataforma de sustentación circular que alberga el actuador lineal y el soporte para el panel, además de toda la circuitería, fue construida con un tablero de fibras de 50 centímetros de diámetro.

Esta plataforma apoyaba a su vez sobre un soporte de 10 cm de diámetro e imprimido en polietileno con ayuda de una impresora 3D, que se encargaba de centrar el prototipo y corregir desviaciones.

6.2.2.1.4. Motor paso a paso

Se trata de convertidores electromecánicos que transforman una información digital en movimientos mecánicos proporcionales, es decir, que gira pasos discretos siguiendo unos impulsos ordenados en número y velocidad (Floyd, 2000).

El paso o ángulo de giro, dependen de la relación entre el número de polos magnéticos del estator y del rotor. Según los tipos el ángulo puede variar desde $1,8^\circ$ hasta 15° . En nuestro caso se trata de un motor que necesita 200 impulsos para girar completamente, luego su ángulo de paso es de $1,8^\circ$. Aun así, y para este trabajo, no interesa que el motor gire más de 180° , ya que son los grados necesarios para determinar la posición solar y evita que se

produzca una interferencia entre los cables. El tiempo que tarda en dar la vuelta completa, dependerá de la frecuencia de los impulsos, que para el caso de este trabajo vendrá regulada por la actividad solar y la necesidad de realizar el seguimiento azimutal, a fin de conseguir la máxima perpendicularidad posible entre los rayos incidentes a la superficie del panel.

El funcionamiento del motor paso a paso unipolar, que consta de dos bobinas unidas por una toma central conectada al terminal positivo de alimentación se muestra en la figura 6.12. Los otros extremos se conectan a un conmutador unido a masa.

Si tenemos el conmutador del estator A y conectamos el estator B de modo que el paso de corriente se produzca por la mitad derecha de la bobina, la intensidad de corriente circulará tal y como muestra la figura 6.12. (a), y la distribución de polos magnéticos obligará al rotor a adoptar una posición determinada.

Sin embargo, si cambiamos la posición del conmutador, la corriente circulará en sentido inverso como es de suponer, por la mitad izquierda de la bobina y produciendo una inversión de los polos magnéticos, que obliga al rotor a girar 90°, como muestra la figura 6.12. (b). Por ello, para invertir el sentido de giro, bastará con invertir la secuencia de conmutación (es decir, mantener fijo el conmutador B y comenzar por actuar sobre el estator A). Por otro lado si se quisiera disminuir el ángulo de paso, basta con aumentar el número de polos del rotor.

Figura 6.12 Posiciones del motor paso a paso unipolar.

6.2.2.2. Cargas y dimensionado del motor paso a paso

6.2.2.2.1. Peso propio madera plataforma circular

Según CTE DB SE-AE [42], empleando el prontuario del Anejo C sobre pesos y coeficientes de rozamiento interno, en la Tabla C.1. Peso específico aparente de los materiales de construcción se obtiene el peso específico del tablero de fibras contenido en la tabla 6.3.

Material	Peso específico aparente (kN/m ³)
Tablero de fibras	Entre 8 y 10,00

Tabla. 6.3. Propiedades de la madera empleada en la plataforma circular.

6.2.2.2.2. Otros elementos

Se debe considerar a su vez, el actuador lineal situado en uno de los extremos de la mesa, y que ejerce un esfuerzo excéntrico sobre el eje del motor paso a paso. El peso del actuador es de 1,2 kilogramos. Por otro lado, la perfilera de aluminio y el peso propio del panel fotovoltaico y la circuitería también deben de ser considerados a la hora de seleccionar el motor paso a paso.

6.2.2.2.3. Esquema de cargas y dimensionado

Para el caso del movimiento acimutal, es más sencillo que el movimiento de inclinación, ya que los parámetros que actúan pueden considerarse constantes simplificando el dimensionado. Así pues, se trata de que el torque del motor stepper supere a las cargas excéntricas. La Figura 6.13 muestra el caso diseñado y su simplificación de cargas.

Figura 6.13 Imagen de la plataforma superior y diagrama de cuerpo libre del esfuerzo sobre el motor stepper

Como se puede ver, la excentricidad de la perfilera es mínima (5 cm), pudiéndose considerar al actuador lineal como máximo responsable del esfuerzo de torsión. Teniendo en cuenta las reacciones que afectan al motor se obtiene el momento a través de la siguiente ecuación (50).

$$\vec{M} = \vec{F} \cdot d \quad (50)$$

donde:

M: Momento, en Nm.

F: Fuerza aplicada, en N.

d: distancia al eje de giro, en m.

Obteniendo un actuador lineal con las siguientes características técnicas de la tabla 6.4.

Especificaciones del Actuador Lineal LA-10	
Entrada: 4,8V (DC) y 3A. Resistencia: $1,6 \pm 10\%$ Ω /Fase Inductancia: $6,8 \pm 20\%$ mH/Fase Par de giro: 300 N/cm Par de detección: 6,5 N/cm Clase de aislamiento: B Fases: 2 Potencia de salida: 14,4 W.

Tabla. 6.4. Especificaciones técnicas del motor paso a paso Nema 23HS9430.

Como se muestra en la Tabla 4.4., el par de giro del motor supera los 30 kg/cm valor que es muy superior a las cargas que actúan sobre la plataforma sin afectar la seguridad.

6.3. Diseño del bloque de sensores. Esquemas de conexionado.

El Bloque de Sensores está conformado por cuatro Fotodiodos, colocados de tal forma que con ayuda de una estructura en forma de aspas los niveles de radiación fueran más sensibles a las variaciones en la posición del Sol, gracias a la sombra creada por la misma. Cabe destacar, que las aspas que delimitan el espacio que ocupa cada fotodiodo, ha sido diseñada a medida, en polietileno de color oscuro gracias a una impresora 3D. Además habrá que tener en cuenta que el bloque de sensores deberá ir situado en el mismo plano que el Panel fotovoltaico.

Figura 6.14 Imagen en planta y perfil del bloque de sensores.

6.3.1. Circuito

Dentro del «Bloque de Sensores», es preciso añadir dos elementos electrónicos por cada Fotodiodo. Esto es debido a que necesitamos transformar la señal que va a entregar cada Fotodiodo al excitarse, en otra, la cual el propio Arduino sea capaz de interpretar. Para

completar el circuito utilizaremos un «Amplificador Operacional», y una Resistencia de valor variable o Potenciómetro.

Figura 6.15 Circuito del bloque de sensores.

6.3.2. Elementos adicionales

Con respecto al circuito de detección, destacaremos que va a ser necesaria la incorporación de elementos electrónicos adicionales a los ya citados en el apartado 3.1.1., entre ellos están: Un amplificador operacional y un potenciómetro.

6.3.2.1. Amplificador Operacional

El amplificador operacional utilizado dentro del prototipo es el más típico dentro de su familia LM74. Este elemento adecua la señal captada por los fotodiodos, para que pueda ser gestionada por nuestro controlador (Arduino).

No se puede mostrar la imagen en este momento.

Figura 6.16 Amplificador operacional LM 741.

6.3.2.2. Potenciómetro

El potenciómetro que vamos a utilizar, puede tener cualquier valor, teniendo en cuenta su utilidad: permitir que la señal que recibe nuestro controlador sea mayor, o menor. Esto nos va a resultar de gran utilidad, puesto que necesitaremos mayor discriminación en entornos soleados, es decir, mayor valor del potenciómetro, y todo lo contrario para entornos nublados. El valor del potenciómetro es de 100KΩ.

Figura 6.17 Potenciómetro tipo.

6.4. Diseño del sistema experimental.

6.4.1. Diseño en 2D

El diseño 2D del seguidor solar fotovoltaico se realizó mediante el programa AutoCAD 2017, que permite representar de manera acotada las diferentes vistas del seguidor solar, además de cada uno de sus componentes, para posteriormente exportarlas a un programa que permita modelar la figura en 3D. A continuación en la figura 6.18. quedan representadas algunas de las vistas realizadas con esta herramienta, el resto de vistas quedarán incorporadas en el Anexo 2.

Figura 6.18 Diseño 2D del seguidor solar fotovoltaico

6.4.2. Diseño en 3D

Para llevar a cabo el diseño 3D del seguidor solar, se ha empleado la herramienta de dibujo FreeCAD 0.15 (Falck & Colle'e, 2012), que permite representar todos los componentes del prototipo y visualizar su resultado final antes de la fabricación, siendo compatible además con otros formatos de diseño gráfico. La figura 6.19. muestra el diseño completo del seguidor solar implementado. Además se del despiece de cada uno de los componentes incorporados en el Anexo 3.

Figura 6.19 Diseño 3D del seguidor solar fotovoltaico

6.5. Pruebas experimentales y de calibración inicial.

6.5.1. Simulación del prototipo

Previamente a la construcción del prototipo, se ha desarrollado un modelo para validar el comportamiento del conjunto ante las variaciones que puede sufrir la radiación solar al incidir sobre los fotodiodos, validando el esquema propuesto y la respuesta del bloque de

sensores ante las variaciones de radiación en ambos movimientos, azimutal (comprobando la respuesta del motor paso a paso) y cenital (comprobando la respuesta del actuador lineal).

El modelo se ha efectuado a través del esquema eléctrico del seguidor a nivel funcional y empleando para ello el software PSIM®, que es una herramienta de simulación de circuitos eléctricos, pero debido a que este software no dispone de componentes Arduino, se han tenido que sustituir alguno de sus componentes electrónicos por componentes eléctricos, que ejecuten la misma función que nos permita realizar la simulación. El esquema eléctrico de la simulación empleada se puede ver en la Figura 6.20.

Figura 6.20 Esquema del prototipo simulado

Como se puede apreciar en la figura citada en el párrafo anterior, los fotodiodos han sido modelados con ayuda de una resistencia no lineal que ofrece una respuesta en intensidad en función de la tensión y radiación incidente. Para el caso del puente de relés que controla el funcionamiento del actuador lineal, se han utilizado dos contactos (NA y NC), de forma que si la radiación incidente en el fotodiodo Norte supera a la captada por el fotodiodo Sur,

el relé Norte se accionará, imponiendo una tensión de +12V en los bornes del actuador lineal, con lo que actúa en la dirección de elongación. En caso contrario, es el relé Sur el que se acciona, haciendo el vástago del motor se recoja. Por otro lado el motor paso a paso NEMA 23HS9490, se ha modelizado en función de los parámetros que definen las dos fases del motor, es decir, una inductancia por fase de 1,6 Ω y 6,6 mH respectivamente. La activación de cada paso del motor y el sentido de giro requieren de una lógica de control a través del driver DM542a, que también se encarga de suministrar la suficiente corriente para los requerimientos del motor a través de las baterías. Este motor paso a paso es el encargado del movimiento azimutal previa comparación de los niveles de irradiancia en los fotodiodos Este y Oeste.

6.5.2. Resultado de la simulación

Los resultados derivados de la simulación se muestran en las Figuras 6.21. y 6.22. Para el caso de la Figura 6.21., se fija la radiación Sur en 10 W/m² y se varía la radiación solar en la dirección Norte entre 0 y 30 W/m², valores pequeños para poder verificar en la misma gráfica la funcionalidad de las etapas de comparación del principio de funcionamiento del actuador lineal (tensiones de ± 5 V en el controlador de Arduino y ± 12 V en el actuador lineal). Se observa como al superar la radiación Norte a la Sur, la tensión de salida del Arduino se sitúa en +5V alargando el vástago del actuador lineal que se coloca a +12V, y al contrario cuando es la radiación Sur la que supera a la Norte. Para el caso del motor paso a paso en la Figura 6.22., la lógica es la misma, dejando en este caso la radiación Oeste fija y la radiación Este variable, para este caso el motor paso a paso consume siempre 3A en cada movimiento. Para los dos movimientos de ha fijado un tiempo de 25 segundos para la simulación, con una frecuencia de variación de la radiación entre fotodiodos de 0.2 Hz, esto es, repetición de una onda completa cada 5 segundos.

Figura 6.21 Respuesta de la simulación del comportamiento del actuador lineal.

Figura 6.22 Respuesta de la simulación del comportamiento del motor paso a paso.

6.6. Cableado entre los componentes del prototipo

El cableado del prototipo (adjunto en el Anexo 4) dentro del proyecto ocupa un papel fundamental, ya que cada uno de los componentes que forman parte del prototipo tiene que ir conectados entre ellos.

Hay que tener en cuenta que la mayoría de las conexiones se van a realizar en la parte superior del prototipo, por ello hay que determinar la longitud de los cables suponiendo siempre el peor de los casos, es decir la mayor longitud de cable necesaria para realizar la conexión del elemento en el punto más desfavorable (lejano), evitando así que se produzca cualquier interferencia o avería por alguna desconexión entre los elementos.

A continuación, se explica el cableado de cada bloque:

6.6.1. Cableado del bloque de sensores

Este conjunto de conexiones se ubica en la parte superior del prototipo, ya que tiene que estar situado el mismo plano que la superficie del módulo fotovoltaico. Si queremos situarnos en la escena más desfavorable, sería cuando el actuador lineal se encuentre en su punto de máxima elongación, por lo tanto el panel esté en su máxima inclinación. Pudiendo determinar así la distancia de los sensores, al bloque lógico, compuesto por cuatro circuitos idénticos al mostrado en el apartado 4.3.1., y el la placa Arduino.

El esquema de conexionado por bloques se muestra en la figura 6.23.

Figura 6.23 Esquema de cableado del bloque de sensores.

6.6.2. Cableado del actuador lineal

Este conjunto de conexiones es relativamente más sencillo que el anterior, puesto que consta de menos cableado, y la distancia de estos es menor. En este caso, la conexión se realiza entre el ARDUINO, y el puente de relees.

Al otro extremo del puente de relees, debe ir conectado el Actuador Lineal, y la alimentación externa de +12VDC. El esquema de conexionado de este bloque se muestra en la figura 6.24.

Figura 6.24 Esquema de cableado del actuador lineal.

6.6.3. Cableado del motor paso a paso

Finalmente, las conexiones entre el controlador ARDUINO y el Driver DM542-a, son sencillas, puesto ambos elementos están muy próximos.

Para la interconexión entre el Driver, la alimentación de este y el motor, los cuales se ubican en la parte inferior del prototipo, es necesaria la realización de un taladro sobre la mesa superior para poder así pasar el cableado a la parte inferior. El esquema de conexionado del motor paso a paso con el resto de componentes se muestra en la figura 6.25.

Figura 6.25 Esquema de cableado del motor paso a paso.

6.7. Flujogramas de control y diagramas de bloques

El diagrama de bloques descriptivo del seguimiento solar en lazo cerrado desarrollado se muestra en la Figura 6.26. Tiene como objetivo conseguir en todo momento la máxima perpendicularidad posible entre los rayos del Sol incidentes y la superficie del panel fotovoltaico. El controlador de retroalimentación está basado en la plataforma Arduino y el bloque de sensores basado en fotodiodos y amplificadores operacionales tipo 741. La entrada al comparador es la intensidad de salida recibida del bloque de fotodiodos, la cual se amplifica y se genera un voltaje de error de realimentación, siendo el desequilibrio generado entre las respuestas de los sensores Norte – Sur y Este – Oeste el causante de generar este desequilibrio. En este momento el comparador sensible a estas variaciones de radiación dos a dos, activa el actuador lineal extendiendo o recogiendo el vástago para conseguir el máximo rendimiento en el movimiento cenital, o activa el driver que permite realizar el giro por medio del motor paso a paso mejorando la eficiencia en el movimiento azimutal.

En consecuencia, el controlador se encarga de mantener el panel fotovoltaico y la radiación solar bien monitorizados, enviando una señal diferencial cuando se presenten diferencias que permita posicionar el panel solar hasta obtener una tensión de error prácticamente nula.

Figura 6.26 Diagrama de bloques en lazo cerrado del sistema de seguimiento solar.

Bajo estas premisas del diagrama de bloques, se ha diseñado el algoritmo de control a modo de diagrama de flujo que permite chequear todos los fotodiodos posicionando el prototipo, como se puede ver en la Figura 6.27.

Así pues, según el diagrama de flujo mostrado en la Figura 6.27., la variable que predomina sobre el movimiento del seguidor es la radiación, que es distinta de cero si nos encontramos en las horas diurnas e igual a cero desde el anochecer hasta el comienzo del nuevo día. El seguidor queda posicionado hacia el Este una vez ha terminado la jornada y antes de comenzar el siguiente día de medición.

Figura 6.27 Diagrama de flujo del seguimiento solar del prototipo.

6.8. Construcción del prototipo

Una vez dimensionado cada uno de los elementos que compondrán el prototipo del seguidor solar fotovoltaico y evaluada también sus características técnicas, además de haber realizado el trabajo de diseño y simulación del prototipo, se procede a realizar su fabricación real. Se siguen las pautas de diseño indicadas en apartado anterior.

En primer lugar, se dispondrá de la estructura metálica, y en su parte superior se situará el motor paso a paso, que irá anclado sobre esta estructura a través de pletinas metálicas, que irán atornilladas a la misma. El eje del motor paso a paso irá encajado en un tablero de DM de 60 cm de diámetro, que es la base para el resto de elementos que compondrán el seguidor. Se lleva a cabo un esquema de cableado real del prototipo con el bloque de sensores y dos motores, de acuerdo con la simulación realizada por PSIM ©. Este esquema de cableado se implementó dentro de una caja impresa personalizada hecha de polietileno mediante una impresora 3D según se aprecia en la figura 6.28 que cumple con los requisitos de ventilación para los circuitos y evita el posible sobrecalentamiento (AENOR. Norma IEC 60529:1989/A2:2013), además de que protege toda la circuitería, incluida la placa Arduino que quedaban expuestas a la intemperie. El esquema de conexionado de todos los elementos que componen el prototipo se puede ver en la figura 6.29.

Figura 6.28 Caja protectora del circuito.

Figura 6.29 Esquema real del conexionado de los elementos del prototipo.

6.9. Presupuesto del prototipo

Determinados todos los elementos necesarios para la fabricación del prototipo, según sus prestaciones y características técnicas se realiza una estimación de los costes que van a generar, según la base de datos proporcionada por cada fabricante del elemento seleccionado, obteniendo el presupuesto que figura en la tabla 6.5.

Elementos	Coste	Nº	Total
Arduino UNO R3	7,50 €	1	7,50 €
Actuador Lineal LA-10	47,52€	1	47,52€
Motor Nema-23HS9430	41,16€	1	41,16€
Puente doble de Relés	5,00€	1	5,00€
Driver DM520-a	40,72€	1	40,72€
Fotodiodo BPW34	0,70€	4	2,80€
Batería Victrón Energy	26,00€	2	52,00€
Módulo fotovoltaico I-10	50,00€	1	50,00€
Protoboard	5,00€	1	5,00€
Perfilería de Aluminio	46,20€	1	46,20€
Cableado eléctrico	5,00€	1	5,00€
Tablero DM	10,00€	1	10,00€
Circuitería	3,00€	1	3,00€
Total			315,90€

Tabla. 6.5. Presupuesto del prototipo.

7. RESULTADOS

7.1. Datos obtenidos con el prototipo de instalación solar fotovoltaica con sistema fijo

En la figura 7.1. se muestran el comportamiento que tiene el panel durante los días estudiados donde se puede apreciar que los niveles de producción energética guardan una relación directa con las condiciones medioambientales registradas en la zona en el momento de la captura de datos, siendo los días despejados y de mayor temperatura los que ofrecen mayores niveles de producción energética.

Figura 7.1 Media de la producción diaria obtenida

Figura 7.2 Instalación real de prototipo de instalación fotovoltaica

En la Figura 7.2. se puede observar la correlación existente entre la potencia media producida y la radiación media incidente sobre la superficie del panel.

Así pues, la Figura 7.2., muestra una relación lineal entre los niveles de producción y la irradiancia media incidente, la cual es muy útil para posteriores cálculos teóricos que permitan conocer el rendimiento máximo que alcanzaran los paneles ubicados en una determinada situación geográfica, sin más que conocer los niveles de radiación en la zona.

7.2. Datos obtenidos con el prototipo de seguidor solar fotovoltaico

En primer lugar, se muestran en la Figura 7.3. los resultados obtenidos por la producción del panel durante los meses de enero a mayo. El prototipo del seguidor fotovoltaico se situó en la cubierta del centro Salesianos Carabanchel en Madrid, capturando los datos de la misma forma que se realizó con el sistema fijo cada 30 minutos, y calculando la media de la producción diaria obtenida por el panel realizando el seguimiento. Al igual que con la instalación fija se puede apreciar en la Figura 7.3. que los datos obtenidos de los niveles de producción energética mantienen una relación directa con las condiciones ambientales registradas en el área en el momento de la recolección de datos.

Figura 7.3 Media de la producción diaria obtenida con el seguidor solar diseñado.

Además, con la implementación del seguidor solar fotovoltaico se sigue manteniendo la correlación entre la potencia promedio producida y la radiación incidente promedio como se puede ver en la Figura 7.4.

Figura 7.4 Media de la producción diaria obtenida con el seguidor solar diseñado.

Así pues, la Figura 7.4., muestra cómo se sigue manteniendo al igual que con el sistema fijo la relación lineal entre los niveles de producción y la irradiancia media incidente.

7.3. Comparación entre los datos obtenidos con el sistema fijo y los obtenidos con el seguidor solar fotovoltaico.

El rendimiento que presenta el sistema de seguimiento solar diseñado ha sido probado y funciona correctamente. El movimiento del módulo fotovoltaico se realiza según lo previsto en la simulación, una vez que incide la radiación solar sobre la superficie del panel y es captada por los fotodiodos, estos envían la señal correspondiente para activar tanto el actuador lineal, como el motor paso a paso, generando el movimiento de manera suave y paulatina. Este seguidor tiene un ángulo de barrido de aproximadamente 180 ° de este a oeste todos los días, y deja de rastrear y regresa a su punto de partida (posicionado al este) de manera automática en el momento en que el valor de la radiación solar incidente se reduce a un valor próximo a cero, al ponerse el sol.

Las mediciones obtenidas para el módulo fotovoltaico, utilizando una carga fija, se realizaron durante todos los días que quedan comprendidos entre los meses de Enero a Mayo. El día de inicio se consideró como el primer día del mes de Enero. Las lecturas se recogieron desde las 9:00 h hasta las 19:00h, todos los días para ambos modos de operación (es decir, sistema fijo y de seguimiento). En el modo de posición fija, el módulo se fijó en cada momento de la toma de datos orientado hacia la posición sur con un ángulo de altitud de 30°, que es la inclinación óptima en Madrid para esta época del año.

Como se puede apreciar en la Figura 7.5., se muestra un incremento en la potencia de salida del módulo (es decir, la diferencia entre la curva de potencia tanto en sistema de

seguimiento como para los sistemas fijos). El prototipo de rastreador solar fotovoltaico permite obtener una mayor producción de energía en comparación con el panel estático. Esta ganancia en la producción fue alrededor del 18%, de acuerdo con los valores promedio obtenidos por otros autores utilizando diferentes tecnologías de seguimiento solar (Ionita & Alexandru, 2012), (Baker, Neber , & Lee, 2013). En consecuencia, la tecnología de bajo costo utilizada con Arduino se puede validar como una herramienta para el diseño de seguidores solares.

Figura 7.5 Comparación de producción diaria media entre sistema fijo y seguidor solar.

Para el caso de implementar estos sistemas en un edificio de viviendas hay que restar el consumo de los motores a la producción energética conseguida, que en cualquier caso en zonas despejadas es muy inferior a la producción alcanzada. Por otro lado, variando la calibración de los sensores y ajustando la frecuencia de seguimiento a las condiciones reales de la localización geográfica planteada, la producción eléctrica puede mejorar aún más que en el caso estudiado.

7.4. Resultados obtenidos del sistema de riego solar fotovoltaico para fachada ajardinada.

Realizados todos los cálculos necesarios para obtener el dimensionado de los componentes de la instalación fotovoltaica de riego, se muestra en la figura 7.6 el esquema que presentará la instalación. Además, en la figura 7.7 se indica cómo van a estar dispuestos los paneles sobre la cubierta y donde van a estar situados el armario de instalaciones y el depósito.

Figura 7.6 Esquema de la instalación fotovoltaica de riego.

Figura 7.7 Distribución de paneles sobre cubierta.

7.5. Resultados obtenidos de las simulaciones del deflector de efecto vela

7.5.1. Simulaciones de la presión en la cara trasera del panel

En primer lugar, se llevó a cabo la simulación de la presión del viento ejercida sobre el deflector de efecto vela, a fin de discernir cuál de las geometrías propuestas es la más favorable de cara a que la estructura sufriera lo menos posible. En ellas se puede apreciar cómo, conforme se disminuye la inclinación de la estructura trasera se aumenta la presión en la cara inferior del panel, en concordancia con las predicciones teóricas realizadas, y siendo el caso más desfavorable el que presenta el panel al descubierto.

Figura 7.8 Panel con estructura inclinada 60°. Simulación de Presión en Pa.

Figura 7.9 Panel con estructura inclinada 75°. Simulación de Presión en Pa.

Figura 7.10 Panel con estructura inclinada 85°. Simulación de Presión en Pa.

Figura 7.11 Panel sin deflector de efecto vela. Simulación de Presión en Pa.

Como se puede apreciar, conforme se disminuye la inclinación aumentan los niveles de presión en la parte inferior del panel. Este aumento de presión el causante de generar un momento de vuelo que favorece el efecto vela en las instalaciones solares. De esta forma, podemos ver cómo una inclinación de 60° es óptima para los objetivos que se quieren alcanzar con el diseño al repartir mejor los esfuerzos. A pesar de ello, esta solución tiene el problema de necesitar una mayor precisión en ejecución, y la posible generación de corrientes secundarias en el hueco generado entre el panel y el deflector, con la consiguiente vibración de la estructura y posible transmisión a modo de ruido de impacto de a través del edificio.

7.5.2. Simulaciones de la velocidad del viento

Por otro lado, llevaron a cabo las simulaciones de la velocidad del viento gracias a la posibilidad de que ofrece el programa Star CCM+ de cálculo vectorial. En ellas se puede apreciar las diferentes velocidades que adquiere el viento al introducirse en cada canalización, esto es, la velocidad que tendría el fluido que se introduciría hacia el interior del edificio de cara a ser tratado para cumplir con parte de la demanda de ventilación de la vivienda. Estas velocidades deben ser controladas, y no sobrepasar los límites establecidos en cada normativa autonómica y fijados por el Código Técnico de la Edificación, para cumplir con los requisitos de acondicionamiento acústico.

Figura 7.12 Panel con estructura inclinada 60°. Simulación de velocidad en m/s.

Figura 7.13 Panel con estructura inclinada 75°. Simulación de velocidad en m/s.

Figura 7.14 Panel con estructura inclinada 85°. Simulación de velocidad en m/s.

Como se puede apreciar en las Figuras 7.13. y 7.14., los niveles de velocidad de aire a la entrada de la canalización son muy similares en todas las geometrías planteaas. Siendo por tanto el factor predominante de cara al diseño la disminución de la presión en la cara inferior del panel. No obstante, de entre todas ellas, vuelve a ser la geometría de 60° la que presenta una mayor velocidad de introducción del aire hacia el interior del conducto. Esto es debido a la mayor cantidad de masa del fluido que es desviada con esta solución.

Es un factor a considerar, que todas ellas el aire entra en régimen turbulento hacia la canalización, con la consiguiente dificultad de atenuar la vibración producida a lo largo de los conductos de ventilación.

Figura 7.15 Panel sin deflector de efecto vela. Simulación de velocidad en m/s.

7.5.3. Discusión de los resultados.

Si atendemos a las simulaciones resultantes generadas mediante el software Star CCM+ al incluir en él los sistemas diseñados, se puede apreciar cómo sería el impacto del viento en función a las variables de presión y velocidad, así como el comportamiento de direccional que seguiría al impactar sobre la estructura implementada.

Al comprobar los resultados obtenidos en las simulaciones de nuestros sistemas, se puede observar como el viento se comporta la forma deseada, dividiéndose al impactar contra la estructura anti Efecto-Vela cuando se incorpora en la parte posterior de los colectores solares. Además, vemos como ese viento dividido, al hacerse pasar a través de la tobera situada bajo el colector solar multiplica su velocidad, siendo muy superior a la cantidad de aire que se introduciría en el sistema si no existiese el deflector. Estos resultados son muy positivos, ya que hacen pensar en la posible aplicación práctica del sistema diseñado, siempre y cuando se salven las posibles dificultades técnicas surgidas del mantenimiento y coste de instalación en captadores ya implantados en obra.

En cuanto a las simulaciones de velocidad, se ha podido apreciar como el ángulo de inclinación del deflector no es un factor determinante de cara escoger la solución óptima, ya que la velocidad de entrará al conducto es muy similar en todos los casos simulados. Si bien es cierto, que existen diferencias significativas ente la casuística de panel con deflector y sin deflector, siendo mayores las velocidades en el primer caso.

Sin embargo, si nos referimos a la variable de presión podemos apreciar como si hay una notoria diferencia entre los distintos ángulos de inclinación simulados. Pudiendo afirmar, que cuando el colector no presenta la estructura anti Efecto-Vela, la parte posterior del colector solar va a estar expuesta a una mayor presión por efecto del viento con el consiguiente momento de vuelco generado, y siendo el ángulo más práctico el de 60°.

8. CONCLUSIONES

En esta tesis se han tratado diferentes aspectos relativos a la integración de sistemas fotovoltaicos en el ámbito edificatorio.

Se han analizado los aspectos tecnológicos, medioambientales y normativos de las instalaciones solares fotovoltaicas en la edificación.

Se ha demostrado que la energía solar fotovoltaica para que funcione de manera óptima necesita de una buena orientación de sus captadores solares, además de una adecuada temperatura que garantice el óptimo rendimiento del sistema.

Se han dado distintas estrategias para incorporar los paneles fotovoltaicos en un edificio, en función de su grado de integración tanto en fachadas como en cubiertas.

Se ha implementado un nuevo y eficaz prototipo de seguidor solar fotovoltaico basado en la plataforma Arduino que, con un coste reducido y siguiendo la lógica del control efectivo, puede moverse y regularse de forma autónoma y bajo diferentes condiciones de irradiación.

Se ha realizado una simulación previa del comportamiento del rastreador, que es capaz de anticipar el movimiento del prototipo en fase de diseño, lo que es realmente útil para conocer la idoneidad del dispositivo.

Se ha verificado la efectividad del rastreador realizando mediciones durante cinco meses, observando una buena correlación entre los niveles máximos de radiación diaria en el área y los niveles de producción de energía alcanzados por el prototipo.

Además, los resultados obtenidos de la comparación entre la instalación solar estática de referencia y el prototipo de rastreador solar desarrollado muestran un 18% de ganancia de energía utilizando este último, aplicando el mismo tipo de panel fotovoltaico en ambos casos. Estos resultados muestran la efectividad del dispositivo, y sugieren su posible aplicación en viviendas o centros de producción fotovoltaica utilizando modelos a escala y desarrollando una encapsulación correcta para componentes eléctricos y electrónicos, lo que permitiría a los equipos soportar condiciones climáticas adversas.

Se ha comprobado que es posible integrar una unidad de control de parámetros ambientales que completaría comercialmente el diseño del seguidor solar desarrollado en este trabajo.

Asimismo se ha aplicado dicha instalación fotovoltaica para el desarrollo de un sistema autónomo de regadío con el que mantener la fachada vegetal instalada en dicha vivienda.

Aprovechando la incidencia del viento sobre los paneles solares, se ha diseñado un prototipo de deflector para redirigir la corriente de aire e incorporarlo en el sistema de ventilación de la vivienda y su posible aplicación en fachadas ventiladas.

9. FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

El trabajo desarrollado en esta Tesis Doctoral y los resultados obtenidos permiten que pueda completarse continuando con el desarrollo de algunos temas o puntos que han quedado abiertos dentro de la investigación como:

Sustituir dentro del prototipo del seguidor solar el módulo fotovoltaico por un módulo de tamaño real, para valorar su funcionamiento mediante toma de medidas.

Realizar una comparativa del sistema de seguimiento solar estudiado con un sistema de seguimiento de un solo eje.

Ejecutar el sistema de riego estudiado, para poner en práctica su funcionamiento y comportamiento térmico de la fachada vegetal estudiada.

Probar diferentes geometrías en el deflector efecto vela, para estudiar su comportamiento y poder realizar una comparativa.

Construcción de un prototipo real del sistema del deflector efecto vela, para la toma de medidas in situ.

10. ANEXOS

10.1. Anexo 1. Tabla de datos recogidos con la instalación fotovoltaica fija y el seguidor solar.

10.1.1. Enero

Día	1/1/17	2/1/17	03/01/2017	4/1/17	5/1/17
Tipo de cielo	Muy Nublado	Parcial Despejado	Despejado	Nublado	Nublado
Temperatura media (°C)	2	2	7	6	8
Velocidad del viento (km/h)	1	3	1	3	1
Precipitación (mm)	0	0	0	0	0,2
Radiación (W/m²)	30	300	610	120	140
Tensión (V)	18,5	20,5	20,3	19,4	19,2
Intensidad (mA)	0,04	0,25	0,64	0,09	0,11
Potencia (W)	0,74	5,125	12,992	1,746	2,112
Potencia Corregida =IxV (sensors)	0,962	6,6625	16,8896	2,2698	2,7456

6/1/17	7/1/17	8/1/17	9/1/17	10/1/17	11/1/17	12/1/17	13/1/17
Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Nublado	Parcial Despejado
6	4	6	6	7	10	8	8
3	1	1	2	9	6	6	14
0	0	0	0	0	0	0	0
580	590	630	620	620	580	90	480
20,1	20,2	20	19,8	20,1	19,5	20,1	20,1
0,61	0,59	0,65	0,62	0,6	0,57	0,1	0,45
12,261	11,918	13	12,276	12,06	11,115	2,01	9,045
15,9393	15,4934	16,9	15,9588	15,678	14,4495	2,613	11,7585

14/1/17	15/1/17	16/1/17	17/1/17	18/1/17	19/1/17	20/1/17	21/1/17
Despejado	Parcial Despejado	Despejado	Parcial Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Parcial Despejado
4	6	6	8	2	2	6	7
3	13	10	10	7	10	15	11
0	0	0	0	0	0	0	0
550	340	660	400	590	610	640	310
19,6	20,3	20,1	20	19,8	19,7	20,1	20
0,67	0,42	0,62	0,37	0,55	0,57	0,63	0,31
13,132	8,526	12,462	7,4	10,89	11,229	12,663	6,2
17,0716	11,0838	16,2006	9,62	14,157	14,5977	16,4619	8,06

22/1/17	23/1/17	24/1/17	25/1/17	26/1/17	27/1/17	28/1/17	29/1/17
Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Lluvia	Parcial Despejado	Muy Nublado
4	6	6	4	4	5	6	6
1	3	3	3	2	5	16	3
0	0	0	0	0	8	0	0,5
590	630	630	560	530	40	410	40
19,9	20,1	20,3	19,6	19,4	19,48	20,1	19,1
0,61	0,63	0,62	0,55	0,56	0,04	0,34	0,03
12,139	12,663	12,586	10,78	10,864	0,7792	6,834	0,573
30/1/17	31/1/17	16,3618	14,014	14,1232	1,01296	8,8842	0,7449

Nublado	Nublado
10	10
11	7
0	0
160	180
19,4	19,8
0,14	0,15
2,716	2,97
3,5308	3,861

Tesis Doctoral: Optimización energética y ambiental de sistemas fotovoltaicos para su integración en la edificación

10.1.2. Febrero

Día	1/2/17	2/2/17	3/2/17	4/2/17	5/2/17
Tipo de cielo	Lluvia	Muy Nublado	Lluvia	Muy Nublado	Nublado
Temperatura media (°C)	7	10	10	11	7
Velocidad del viento (km/h)	1	14	24	28	33
Precipitación (mm)	0,2	3	0,2	0,5	2
Radiación (W/m²)	50	20	40	30	110
Tensión (V)	19,3	18,6	19,6	19,4	19,1
Intensidad (mA)	0,12	0,02	0,08	0,01	0,12
Potencia (W)	2,316	0,372	1,568	0,194	2,292
Potencia Corregida =IxV (sensors)	3,0108	0,4836	2,0384	0,2522	2,9796

6/2/17	7/2/17	8/2/17	9/2/17	10/2/17	11/2/17	12/2/17	13/2/17
Parcial Despejado	Parcial Despejado	Despejado	Despejado	Nublado	Lluvia	Lluvia	Muy Nublado
10	9	6	5	3	6	8	10
20	14	9	2	4	6	10	19
0	0,9	0	0	0	4	7	0,3
370	400	620	640	70	50	40	20
20,1	20,3	20	20,1	19,7	19,9	19,1	19,7
0,29	0,33	0,61	0,63	0,08	0,06	0,05	0,03
5,829	6,699	12,2	12,663	1,576	1,194	0,955	0,591
7,5777	8,7087	15,86	16,4619	2,0488	1,5522	1,2415	0,7683

14/2/17	15/2/17	16/2/17	17/2/17	18/2/17	19/2/17	20/2/17	21/2/17
Nublado	Despejado	Muy Nublado	Despejado	Despejado	Parcial Despejado	Despejado	Despejado
7	9	8	8	8	10	9	10
2	15	4	0	2	6	4	3
0	0	0	0	0	0	0	0
60	510	20	580	610	400	620	690
19,2	20,2	18,9	19,4	19,9	19,7	20,2	20,1
0,06	0,48	0,01	0,56	0,61	0,38	0,68	0,71
1,152	9,696	0,189	10,864	12,139	7,486	13,736	14,271
1,4976	12,6048	0,2457	14,1232	15,7807	9,7318	17,8568	18,5523

22/2/17	23/2/17	24/2/17	25/2/17	26/2/17	27/2/17	28/2/17
Despejado	Nublado	Despejado	Despejado	Muy Nublado	Parcial Despejado	Nublado
12	12	12	10	8	9	9
5	3	4	4	5	14	21
0	0	0	0	0	0	0
640	140	660	680	30	230	90
20	19,8	20,1	20,3	18,5	19,9	20,1
0,67	0,11	0,69	0,67	0,01	0,22	0,09
13,4	2,178	13,869	13,601	0,185	4,378	1,809
17,42	2,8314	18,0297	17,6813	0,2405	5,6914	2,3517

Tesis Doctoral: Optimización energética y ambiental de sistemas fotovoltaicos para su integración en la edificación

10.1.3. Marzo

Día	1/3/17	2/3/17	3/3/17	4/3/17	5/3/17
Tipo de cielo	Parcial Despejado	Nublado	Lluvia	Parcial Despejado	Nublado
Temperatura media (°C)	10	10	8	4	8
Velocidad del viento (km/h)	8	3	13	14	19
Precipitación (mm)	0	0	3	0	0
Radiación (W/m²)	340	60	40	390	50
Tensión (V)	20,1	19	19,7	20	19,9
Intensidad (mA)	0,28	0,1	0,07	0,31	0,09
Potencia (W)	5,628	1,9	1,379	6,2	1,791
Potencia Corregida =IxV (sensors)	7,3164	2,47	1,7927	8,06	2,3283

6/3/17	7/3/17	8/3/17	9/3/17	10/3/17	11/3/17	12/3/17	13/3/17
Nublado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Parcial Despejado
13	14	12	14	17	16	12	10
20	16	2	1	3	6	10	21
0	0	0	0	0	0	0	0
50	520	650	750	770	700	720	420
19,7	20,1	20,2	20,1	20,2	20	19,8	19,9
0,06	0,59	0,69	0,77	0,78	0,7	0,75	0,36
1,182	11,859	13,938	14,8	15,1	14	14,85	7,164
1,5366	15,4167	18,1194	19,24	19,63	18,2	19,305	9,3132

14/3/17	15/3/17	16/3/17	17/3/17	18/3/17	19/3/17	20/3/17	21/3/17
Parcial Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado
14	14	12	12	13	14	16	12
13	9	10	5	3	3	5	15
0	0	0	0	0	0	0	0
430	740	680	710	750	790	810	700
20,1	20,2	20,1	20,2	20,1	20,4	20,4	20,3
0,41	0,75	0,63	0,68	0,74	0,31	0,85	0,71
8,241	15,15	12,663	13,736	14,874	15,2	15,1	14,413
10,7133	19,695	16,4619	17,8568	19,3362	19,76	19,63	18,7369

22/3/17	23/3/17	24/3/17	25/3/17	26/3/17	27/3/17	28/3/17	29/3/17
Nublado	Nublado	Muy Nublado	Nublado	Muy Nublado	Muy Nublado	Nublado	Despejado
8	2	4	4	10	10	12	12
19	7	6	7	11	17	3	2
3	5	0,7	0	0	0,1	0	0
90	140	20	70	20	30	100	520
19,1	19,3	19	19,1	18,9	19,1	19,2	19,7
0,1	0,12	0,02	0,09	0,03	0,03	0,08	0,45
1,91	2,316	0,38	1,719	0,567	0,573	1,536	8,865
2,483	3,0108	0,494	2,2347	0,7371	0,7449	1,9968	11,5245

30/3/17	31/3/17
Despejado	Despejado
14	14
4	16
0	0
630	670
20,1	20
0,64	0,68
12,864	13,6
16,7232	17,68

Tesis Doctoral: Optimización energética y ambiental de sistemas fotovoltaicos para su integración en la edificación

10.1.4. Abril

Día	1/4/17	2/4/17	3/4/17	4/4/17	5/4/17
Tipo de cielo	Parcial Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado
Temperatura media (°C)	12	12	12	14	13
Velocidad del viento (km/h)	19	2	4	4	10
Precipitación (mm)	0	0	0	0	0
Radiación (W/m²)	360	650	720	740	760
Tensión (V)	19,9	19,8	20,1	20	20,1
Intensidad (mA)	0,42	0,62	0,69	0,71	0,72
Potencia (W)	8,358	12,276	13,869	14,2	14,472
Potencia Corregida =IxV (sensors)	10,8654	15,9588	18,0297	18,46	18,8136

6/4/17	7/4/17	8/4/17	9/4/17	10/4/17	11/4/17	12/4/17	13/4/17
Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado
14	16	16	16	16	18	19	20
7	5	3	6	2	4	5	7
0	0	0	0	0	0	0	0
840	800	690	720	760	820	720	790
20,1	20,2	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
0,8	0,75	0,68	0,67	0,71	0,78	0,75	0,8
15,3	15,15	13,668	13,467	14,271	14,8	15,075	14,9
19,89	19,695	17,7684	17,5071	18,5523	19,24	19,5975	19,37

14/4/17	15/4/17	16/4/17	17/4/17	18/4/17	19/4/17	20/4/17	21/4/17
Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Parcial Despejado	Parcial Despejado	Despejado
18	20	18	19	21	18	13	14
8	7	5	5	6	12	13	9
0	0	0	0	0	1	0	0
800	780	700	640	660	410	360	750
20	20,1	19,8	19,7	20,1	19,4	19,8	20,1
0,79	0,71	0,69	0,65	0,66	0,38	0,31	0,71
15,1	14,271	13,662	12,805	13,266	7,372	6,138	14,271
19,63	18,5523	17,7606	16,6465	17,2458	9,5836	7,9794	18,5523

22/4/17	23/4/17	24/4/17	25/4/17	26/4/17	27/4/17	28/4/17	29/4/17
Despejada	Despejado	Despejado	Parcial Despejado	Parcial Despejado	Parcial Despejado	Despejado	Lluvia
14	18	20	18	14	9	10	19
4	2	4	13	11	13	13	5
0	0	0	0	0	0	0	2
680	610	620	300	350	330	560	40
19,9	20,2	19,56	20,6	20,2	20,3	20,2	19,48
0,67	0,64	0,66	0,28	0,33	0,32	0,6	0,04
13,333	12,928	12,9096	5,768	6,666	6,496	12,12	0,7792
17,3329	16,8064	16,78248	7,4984	8,6658	8,4448	15,756	1,01296

30/4/17
Nublado
12
21
0,1
80
20,1
0,1
2,01
2,613

Tesis Doctoral: Optimización energética y ambiental de sistemas fotovoltaicos para su integración en la edificación

10.1.5. Mayo

Día	1/5/17	2/5/17	3/5/17	4/5/17	5/5/17
Tipo de cielo	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Parcial Despejado
Temperatura media (°C)	12	16	18	20	17
Velocidad del viento (km/h)	6	4	3	4	16
Precipitación (mm)	0	0	0	0	0
Radiación (W/m²)	660	720	750	680	260
Tensión (V)	19,9	20,1	20,2	20,1	20,8
Intensidad (mA)	0,62	0,75	0,78	0,65	0,31
Potencia (W)	12,338	15,075	15,1	13,065	6,448
Potencia Corregida =IxV (sensors)	16,0394	19,5975	19,63	16,9845	8,3824

6/5/17	7/5/17	8/5/17	9/5/17	10/5/17	11/5/17	12/5/17	13/5/17
Parcial Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Muy Nublado	Muy Nublado	Muy Nublado	Muy Nublado
14	18	20	22	18	14	13	14
9	4	3	9	16	19	16	12
0	0	0	0	0	2	3	0
480	570	690	680	40	30	50	40
20,2	20,1	20,2	19,6	19,7	20,1	20	19,8
0,47	0,52	0,61	0,71	0,05	0,06	0,08	0,07
9,494	10,452	12,322	13,916	0,985	1,206	1,6	1,386
12,3422	13,5876	16,0186	18,0908	1,2805	1,5678	2,08	1,8018

14/5/17	15/5/17	16/5/17	17/5/17	18/5/17	19/5/17	20/5/17	21/5/17
Parcial Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Nublado	Despejado	Despejado	Parcial Despejado
16	19	22	22	17	16	18	20
5	3	2	8	12	8	3	7
0	0	0	0	0	0	0	0
290	600	660	700	30	720	680	310
20,1	20,1	20	19,6	19,45	20,1	20,2	20
0,21	0,58	0,64	0,71	0,04	0,7	0,66	0,27
4,221	11,658	12,8	13,916	0,778	14,07	13,332	5,4
5,4873	15,1554	16,64	18,0908	1,0114	18,291	17,3316	7,02

22/5/17	23/5/17	24/5/17	25/5/17	26/5/17	27/5/17	28/5/17	29/5/17
Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Despejado	Nublado
21	26	24	26	26	26	23	22
2	6	4	4	7	8	9	13
0	0	0	0	0	0	0	0
610	710	800	790	770	780	650	70
20,1	20,3	20,5	20,4	20,1	20,2	19,9	19,4
0,62	0,75	0,76	0,74	0,72	0,73	0,68	0,09
12,462	15,225	15,02	15,096	14,472	14,746	13,532	1,746
16,2006	19,7925	19,526	19,6248	18,8136	19,1698	17,5916	2,2698

30/5/17	31/5/17
Parcial Despejado	Despejado
21	22
4	7
0	0
290	740
20	20,1
0,19	0,71
3,8	14,271
4,94	18,5523

10.2. Anexo 2. Vistas en 2D de los componentes del seguidor solar fotovoltaico.

10.2.1. Dimensiones de la placa Arduino UNO

10.2.2. Dimensiones del driver DM 542-a

10.2.3. Dimensiones del Motor NEMA 23HS9430

10.2.4. Dimensiones del actuador lineal

10.2.5. Dimensiones del Módulo de Relé Doble

10.2.6. Dimensiones del fotodiodo BPW34

10.3. Anexo 3. Vistas en 3D de los componentes del seguidor solar fotovoltaico.

10.3.1. Planta del seguidor solar fotovoltaico

10.3.2. Perfil del seguidor solar fotovoltaico

10.3.3. Planta y perfil del diseño del bloque de sensores

10.3.4. Detalle de elementos electrónicos

10.3.5. Despiece 3D de placa Arduino

10.3.6. Despiece 3D de Driver DM 542-a

10.3.7. Despiece 3D de Módulo de Relé Doble

10.3.8. Despiece 3D de Motor NEMA 23HS9430

10.3.9. Despiece 3D de Actuador Lineal

10.3.10. Despiece 3D del Fotodiodo BPW34

10.4. Anexo 4. Cableado del prototipo.

10.5. Anexo 5. Programación del seguidor solar fotovoltaico.

```
/*
*-----*
*      SOLAR
*      TRACKER
*      version 0.1
*      by
*      JD
*      SALESIANOS
*      CARABANCHEL
*-----*
*/

/* >-- DEFINICION DE MACROS/CONSTANTES --< */

/*>-- Sensores --<*/

#define diodo_Norte 2
#define diodo_Sur 3
#define diodo_Este 4
#define diodo_Oeste 5

/*>-- DM 542 a --<*/

#define pullPin 10
#define dirPinD 11
#define dirPinI 12
#define enbIPin 13

/*>-- Relay Bridge --<*/

#define Avan 7
#define Reco 6

/* >-- DEFINICION DE VARIABLES GLOBALES --< */

/*>-- Sensores --<*/

int PD_Norte;
int PD_Sur;
int PD_Este;
int PD_Oeste;

/*>-- Variables de Control --<*/

int step; // Dirección del GIRO del MOTOR
          // 1 = Iz 0 = Dch
int inc; // Dirección del ACTUADOR
          // 1 = Sacar 0 = Recoger
int STEPMAX; // Máximo de pasos
```

Tesis Doctoral: Optimización energética y ambiental de sistemas fotovoltaicos para su integración en la edificación

```
/*>-- Reinicio de Sensores --<*/

void reset_Sensors(){

/* Puesta a 0 de las variables de los PD */
PD_Norte = 0;
PD_Sur = 0;
PD_Este = 0;
PD_Oeste = 0;
}

/*>-- Lectura de Sensores --<*/

void check_Sensors(){
/* Toma del valor leído por los PD */
PD_Norte = digitalRead(diodo_Norte);
PD_Sur = digitalRead(diodo_Sur);
PD_Este = digitalRead(diodo_Este);
PD_Oeste = digitalRead(diodo_Oeste);
}

/*>-- Movimiento de Motores --<*/

/* Rotacion */

void movimientoRot(){
if(STEPMAX<200){

digitalWrite(enblPin,HIGH);

if(step == 0){
// GIRO DERECHA
digitalWrite(dirPinD,HIGH);
digitalWrite(dirPinI,LOW);
}

if(step == 1){
// GIRO IZQUIERDA
digitalWrite(dirPinD,LOW);
digitalWrite(dirPinI,HIGH);
}

digitalWrite(pullPin,HIGH);
delay(1);
digitalWrite(pullPin,LOW);
digitalWrite(enblPin,LOW);
}
}

/* Inclinación */
```

```
void movimientoIncli(){

    if(inc == 1){
        // SACAR MOTOR
        digitalWrite(Avan,LOW);
        digitalWrite(Reco,HIGH);
    }

    if(inc == 0){
        // RECOGER MOTOR
        digitalWrite(Avan,HIGH);
        digitalWrite(Reco,LOW);
    }

    delay(1000);
    digitalWrite(Avan,HIGH);
    digitalWrite(Reco,HIGH);
}

/* Logica de Control */

void control_Logic(){

    if((PD_Oeste == 0) || (PD_Este == 0)){
        if((PD_Oeste == 1) && (PD_Este == 0)){
            step = 0;
            movimientoRot();
        }

        else{
            step = 1;
            movimientoRot();
        }
    }

    else if((PD_Norte == 0) || (PD_Sur == 0)){
        if((PD_Norte == 1) && (PD_Sur == 0)){
            inc = 1;
            movimientoIncli();
        }

        else {
            inc = 0;
            movimientoIncli();
        }
    }
}
```

Tesis Doctoral: Optimización energética y ambiental de sistemas fotovoltaicos para su integración en la edificación

```
/* >-- CONFIGURACION DEL SISTEMA --< */

/*>-- Función SETUP --<*/

void setup(){

    /*>-- CONFIGURACION I/O --<*/

    /* Configuración de Sensores */
    pinMode(diodo_Norte, INPUT);
    pinMode(diodo_Sur, INPUT);
    pinMode(diodo_Este, INPUT);
    pinMode(diodo_Oeste, INPUT);
    /* Configuración del DM 542 a */
    pinMode(pullPin, OUTPUT);
    pinMode(dirPinD , OUTPUT);
    pinMode(dirPinI , OUTPUT);
    pinMode(enblPin , OUTPUT);

    /* Configuración del Relay Bridge */
    pinMode(Avan, OUTPUT);
    pinMode(Reco, OUTPUT);

    /*>-- INICIALIZACION I/O --<*/

    /* Inicialización de Sensores */
    reset_Sensors();

    /* Inicialización del DM 542 a */
    digitalWrite(pullPin, LOW);
    digitalWrite(dirPinD , LOW);
    digitalWrite(dirPinI , LOW);
    digitalWrite(enblPin , LOW);

    /* Inicialización del Relay Bridge */
    digitalWrite(Avan, HIGH);
    digitalWrite(Reco, HIGH);
}

/* >-- PROGRAMA PRINCIPAL --< */

/*>-- Funcion LOOP --<*/

void loop(){
    /* Sensores a 0 para evitar datos corruptos */
    reset_Sensors();
    /* Toma de datos de los sensores */
    check_Sensors();
    /* Decision de si es preciso mover el seguidor o no */
    control_Logic();
}
```


11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Abdallah, S., & Nijmeh, S. (2004). Two axes sun tracking system with PLC control. *Energy Conversion and Management*, 45, 1931–9.
- [2] Abd-Elhady, M. S., Fouad, M. M., & Khalil, T. (2016). Improving the efficiency of photovoltaic (PV) panels by oil coating. *Energy Conversion and Management*, 115, 1-7.
- [3] Abu-Khader, M., Badran, O., & Abdallah, S. (2008). Evaluating multi-axes sun-tracking system at different modes of operation in Jordan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, 864–73.
- [4] AENOR. Norma IEC 60529:1989/A2:2013. (s.f.). *Grados de protección proporcionales por las envolventes*. Recuperado el 03 de 04 de 2016
- [5] Akash, S., Arindam, D., & Subhasis, N. (2012). A simple and efficient sun tracking mechanism using programmable logic controller. *Appl Sol Energy*, 48(3), 218-227.
- [6] Akhmedyarov, K. A., Bazarov, B. A., Ishankuliev, B., Karshenas, K. E., & Schaimerdangulyev, G. (1986). Economic efficiency of the FV-500 solar photoelectric station with automatic tracking of the sun. *Sol Energy*, 22, 44-47.
- [7] Alata, M., Nimr, A., & Qaroush, Y. (2005). Developing a multipurpose sun tracking system using fuzzy control. *Energy Convers Manag*, 46, 1229–45.
- [8] Aliman, O., Daut, I., M., I., & Adzman, M. (2007). Simplification of sun tracking mode to gain high concentration solar energy. *American Journal of Applied Sciences*, 4(3), 171–5.
- [9] Al-mohamad, A. (2004). Efficiency improvements of photovoltaic panels using a Sun-tracking system. *Energy*, 79, 345–354.
- [10] Alonso Abella, M. (2013). *Sistemas fotovoltaicos*. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas CIEMAT, Energías Renovables, Madrid.
- [11] Alonso Montes, J., Fernández Durán, A., Jiménez Suárez, C., Lecuona Ribot, A., Mellado García, F., Plaza Fernández, J., . . . Sala Pano, G. (2007). *Energía Solar Fotovoltaica*. (G. S. Pano, Ed.) Madrid, Madrid, España: COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS DE TELECOMUNICACIÓN.
- [12] Alorda, B., Pujol-Nadal, R., Rodríguez - Navas, G., Moià-Pol, A., & Martínez-Moll, V. (09 de 2015). Collaborative distributed sun-tracking control system for building integration with minimal plant area and maximum energy-conversion efficiency. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 70, 52-60.
- [13] AL-Rousan, N., Ashidi Mat Isa, N., & Khairunaz Mat Desa, M. (febrero de 2018). Advances in solar photovoltaic tracking systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(3), 2548-2569.
- [14] Aqua Ambient Iberica. (2014). *Aqua Ambient*. Recuperado el Marzo de 2016, de Recuperación de aguas pluviales: <http://www.aquaambient.com/productos/pdf/es/RECUPERACION%20AGUAS%20PLUVIALES%20AQUARAIN.pdf>.
- [15] Arduino. (2015). *Arduino Página Oficial*. Recuperado el 11 de 2017, de <http://www.arduino.cc>
- [16] Arenas Gómez, A. (2012). *Problemas de física I* (Vol. 2ª Edición). EDISOFER. S. L. .

- [17] Assaf, E. M. (September de 2014). Design and implementation of a two axis solar tracking system using plc techniques by an inexpensive method. *International Journal of Academic Scientific Research*, 2(3), 54-65.
- [18] Baker, L., Neber, M., & Lee, H. (97 de 2013). Design of a low-profile two-axis solar tracker. *Solar Energy*, 569-576.
- [19] Balam Tamayo, D. F. (2011). *DISEÑO DE UN SEGUIDOR SOLAR PASIVO PARA SU USO CON DIVERSOS PÁNELES DE CAPTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR*. Tesis, Universidad Autónoma de Yucatán, Facultad de Ingeniería, Yucatán.
- [20] Barker, L., Neber, M., & Lee, H. (2013). Design of a low- profile two-axis solar tracker. *Sol. Energy*, 97, 569–576.
- [21] Bawa, D., & Patil, C. (2013). Fuzzy control based solar tracker using Arduino Uno. *International Journal of Engineering and Innovative Technology (IJEIT)*. 2(12), 179-187.
- [22] Beltagy, H., Semmar, D., Lehaut, C, & Said, N. (2017). Theoretical and experimental performance analysis of a Fresnel type solar concentrator. *Renewable Energy*, 101, 782-793.
- [23] Bentaher, H., Kaich, H., Ayadi, N., Ben Hmouda, M., Maalej, A., & Lemmer, U. (2014). A simple tracking system to monitor solar PV panels. *Energy Convers Manag*, 78, 872–5.
- [24] Bharati, M., Divyakumari, Rekha, & Swamy, B. (2017). Solar power tracking system and power saving in highway street light. *Int J Innov Res Comput Commun Eng*, 5(4), 10.
- [25] Blanco-Muriel M., Alarcón-Padilla, D., López-Moratalla, T., & Lara-Coi. (2001). Computing the solar vector. *Sol. Energy*, 70, 431–441.
- [26] Blanco-Muriel, M., Alarcon-Padilla, D., Lopez- Moratalla, T., & Lara-Coira. (2001). Computing the solar vector. *Solar Energy*, 70(5), 431–41.
- [27] Carrillo Coll, E. (2009). *Instalación solar fotovoltaica conectada a red*. Proyecto final de carrera, Escuela Politécnica Superior de Ingeniería de Manresa, E.T. Industrial, especialitat en Mecánica, Barcelona.
- [28] Castañeda, C. (2011). *Desenvolvimento de um rastreador solar passivo por transferência de massa*. PRODETEC-Programa de Pós-Graduação de Desenvolvimento Tecnológico., Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia.
- [29] Castro Dominguez, A. (2013). *Sistema de control de temperatura de Arduino y la tecnología GPRS/GSM*. PFC, Universidad Politécnica de Madrid, DIAC.
- [30] CENIFER. (2006). *Efecto fotovoltaico, células y paneles solares*. Folleto, GRUPO ENERPAL energía solar y eólica.
- [31] Cfr. Raya Román, J. M. (2001). *Manual de Soleamiento Integral*. Manual, Instituto de Ciencias de la Construcción, Servicio de Publicaciones., Sevilla.
- [32] Chen, F., Feng, J., & Hong, Z. (2006). Digital sun sensor based on the optical vernier measuring principle. *Meas Sci Technol*, 17, 2494-2498.
- [33] Chia-Yen, L., Chou, P.-C., Chiang, C.-M., & Lin., C.-F. (2009). Sun Tracking Systems. *A Review. Sensors*, 9, 3875-3890.
- [34] Chin, C., Babu, A., & McBride, W. (2011). Design, modeling and testing of a standalone single axis active solar tracker using MATLAB/Simulink. *Renew Energy*, 36, 3075–90.
- [35] Chong, K., & Wong, C. (2009). General formula for on-axis sun-tracking system and its application in improving tracking accuracy of solar collector. *Sol. Energy*, 83, 298–305.

- [36] Clifford, M. J., & Eastwood, D. (2004). Design of a novel passive solar tracker. *Solar Energy*, 77, 269–280.
- [37] Cooper, P. (1969). The absorption of solar radiation in solar stills. *Sol Energy*, 12(3), 333-46.
- [38] Crespo, E. (11 de 2014). *Aprendiendo Arduino*. (C. Commons, Productor) Recuperado el 03 de 01 de 2018, de Aprendiendo Arduino: <https://aprendiendoarduino.wordpress.com/2015/03/23/microcontroladores/>
- [39] Daraban, S., Petreus, D., & Morel, C. (2014). A novel MPPT (maximum power point tracking) algorithm based on a modified genetic algorithm specialized on tracking the global maximum power point in photovoltaic systems affected by partial shading. *Energy*, 74, 374-88.
- [40] Davies, P. (1993). Sun tracking mechanism using equatorial and ecliptic axes. *Sol Energy*, 50(6), 487–9.
- [41] Davis, M., Lawler, J., Coyle, J., Reich, A., & Williams, T. (2008). Machine vision as a method for characterizing solar tracker performance. *Photovolt Spec Conf*, 33, 1–6.
- [42] De Rosa, M., Romano, G., Rossi, C., Scarpa, F., & Tagliafico, L. A. (2015). 81, 345-353.
- [43] Deb, G., & Bardhan Roy, A. (February de 2012). Use of Solar Tracking System for Extracting Solar Energy. *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, 4(1), 42-46.
- [44] Díaz, T., & Rubio, G. C. (2010). *INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS. GRADO MEDIO. (TÉCNICO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y AUTOMÁTICAS)*. Mc Graw Hill.
- [45] Duffie, J., & Beckman, W. (2006). *Solar engineering of thermal processes* (Vol. 3rd ed). (I. John Wiley & Sons, Ed.) New Jersey, Estados Unidos: Wiley.
- [46] Edwards, B. P. (1978). Computer based sun following system. *Sol Energy*, 21, 491-496.
- [47] Eke R, S. A. (2012). Performance comparison of a double-axis sun tracking versus fixe PV system. *Solar Energy*, 86, 2665–72.
- [48] Enpinar, A., & Cebeci, M. (2012). Evaluation of power output for fixed and two-axis tracking PV arrays. *Appl Energy*, 92, 677–85.
- [49] Falck, D., & Colle'e, B. (2012). *Freecad* (Vol. 1). London, UK.
- [50] Fathabadi, H. (2016). Comparative study between two novel sensorless and sensor based dual-axis solar trackers. *Solar Energy*, 138, 67-76.
- [51] Fathabadi, H. (2016). Novel fast dynamic MPPT (maximum power point tracking) technique with the capability of very high accurate power. *Energy*, 94, 466–475.
- [52] Fathabadi, H. (2016). Novel high efficient offline sensorless dual-axis solar tracker for using in photovoltaic systems and solar concentrators. *Renewable Energy*, 95, 485-494.
- [53] Fenercom. (2016). *Guía de Integración Solar Fotovoltaica*. Guía, Insdustria, Dirección General Minas, Consejería de Economía y Hacienda.
- [54] Fernández, L., M. Casares, F., Ramírez, J., & López, R. (2017). Mathematical study of the movement of solar tracking systems based on rational models. *Solar Energy*, 150, 20 – 29.
- [55] Floyd, T. L. (2000). *Fundamentos de sistemas digitales* (Vol. 6a Edición). PRETINCE HALL.
- [56] García-Badell, J. J. (1983). *Cálculo de la energía solar*. Ministerio de Agricultura. Madrid: Ministerio de Agricultura.
- [57] Garrido, R., & Díaz, A. (Nobember de 2016). Cascade closed-loop control of solar trackers applied to HCPV systems. *Renewable Energy*, 97, 989-696.
- [58] Garrido, R., & Díaz, A. (2016). Cascade close-loop control of solar trackers applied to HCPV systems. *Renewable Energy*, 97, 689 – 696.

- [59] Gee, D. (7 de 1995). PC or PLC: Wlmt's in a Name. *Industrial computing*, 14(7), 24-26.
- [60] Georgiev, A., Roth, P., & Olivares, A. (2004). Sun following system adjustment at the UTFSM. *Energy Convers Manag*, 45, 1795–17806.
- [61] GOBIERNO DE CANARIAS. (2002). *Guía técnica de aplicación para instalaciones de energías renovables. Instalaciones fotovoltaicas*. Guía, CONSEJERIA DE INDUSTRIA, COMERCIO Y NUEVAS TECNOLOGÍAS.
- [62] Grupo Elecnor. (2017). *Atersa*. Recuperado el 05 de Noviembre de 2017, de Aplicaciones de la Energía Solar Fovoltaiica: <http://www.atersa.es/es/conocenos/aplicaciones-energia-solar-fovoltaiica/>
- [63] Hession, P., & Bonwick, W. (1984). Experience with a sun tracker. *Sol Energy*, 32(1), 3–11.
- [64] Higón Calvet, J. L. (2003). *Contribuciones al estudio del asoleo geométrico. Procedimientos para el cálculo del factor de obstrucción solar. Aplicaciones*. . Universidad Politécnica de Valencia, ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE ARQUITECTURA. Valencia: ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE ARQUITECTURA.
- [65] Hong, T., & et al. (2016). A preliminary study on the two-axis hybrid solar tracking method for the smart photovoltaic blind. *Energy Procedia*, 88, 484 – 490.
- [66] Huashan, L., Yongwang, L., Xianlong, W., Weibin, M., & Liang, Z. (1 de Febrero de 2011). Solar constant values for estimating solar radiation. *Energy*, 36, 1785-89.
- [67] Ibañez Gallardo, G. (2012). *Instalación fotovoltaica conectada a red integrada en un edificio*. Trabajos Fin de Grado Escuela Politécnica Superior, Universidad Carlos III de Madrid, Ingeniería eléctrica, Madrid.
- [68] Ionita, M. A., & Alexandru, C. (2012). Optimal design of the mechanical device for a photovoltaic tracking mechanism. . *In Applied Mechanics and Materials*, 186, 114-123.
- [69] Jardinosfera. (Marzo de 2016). *Consumo de agua de riego en Jardines*. Recuperado el Marzo de 2016, de <http://www.jardinosfera.com/2013/02/Consumo-de-Agua-en-el-Riego-de-Jardines.html>
- [70] Kacira, M., Simsek, M., Babur, Y., & Demirkol, S. (2004). Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Sanliurfa, Turkey. *Renew Energy*, 29, 1265–75.
- [71] Kamala, J., & Joseph, A. (2014). Solar tracking for maximum and economic energy harvesting. *Int J Eng Technol*, 5, 5030-5037.
- [72] Kant, K., Shukla, A., Sharma, A., & Biwole, P. H. (2016). Thermal response of polycrystalline silicon photovoltaic panels: Numerical simulation and experimental study. *Science Direct, Solar Energy*, 134, 147-155.
- [73] KEYENCE. (2017). *Fundamentos del sensor*. Recuperado el 20 de 11 de 2017, de Detección basada en la luz: <https://www.keyence.com.mx/ss/products/sensor/sensorbasics/photoelectric/info/>
- [74] Kim Lo, Lim, C., & Abd, F. (s.f.). New integrated simulation tool for the optimum design of bifacial panel with reflectors panels on a specific site. *Renewable Energy*, 81, 293-307.
- [75] Kim, B. K. (2017). Determining the optimal installation timing of building integrated photovoltaic systems. . *Journal of Cleaner Production*, 140, 1322-29.
- [76] Kim, Y., Han, G., & Seo, T. (2008). An evaluation on thermal performance of CPC solar collector. *Int Commun Heat Mass Transf*, 35, 446–57.
- [77] Lab-Volt (Quebec) Ltda. (2001). *Sensores. Manual del estudiante*. Canadá.

- [78] Latunussa, C., Ardente, F., Blengini, G., & Cancini, L. (November de 2016). Life Cycle Assessment of an innovative recycling process for crystalline silicon photovoltaic panels. *ScienceDirect, Solar Energy Materials & Solar Cells.*, 156, 101-111.
- [79] León Mercado, C. A. (2012). *Control de motores de corriente directa por medio de Zigbee*. Tesis, Universidad de Sonora, División de Ingeniería.
- [80] León, N., García, H., & Ramírez, C. (2014). Semi-Passive Solar Tracking Concentrator. *ScienceDirect*, 57, 275–284.
- [81] Levenson, R., Chen, S., Ferrari, C., Berdahl, P., & Slack, J. (14 de November de 2016). Methods and instrumentation to measure the effective solar reflectance of fluorescent cool surfaces. *Energy and Buildings*, 152, 752-765. Recuperado el 1 de 11 de 2017, de Ministerio del medio ambiente y medio rural y marino: http://www.aemet.es/documentos/es/eltiempo/observacion/radiacion/Radiacion_Solar.pdf
- [82] M.A.H.M., Y., & A.Q., M. (2001). Optimum tilt angle and orientation for solar collector in Brunei Darussalam. *Renew Energy*, 24, 223-234.
- [83] Madala, S., & Boehm, R. F. (February de 2016). A review of nonimaging solar concentrators for stationary and passive tracking applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71, 309–322.
- [84] Martín, N., & Montero, D. (2017). Optimizing photovoltaic self-consumption in office. *Energy and Buildings*(148), 155-165.
- [85] Martínez, Z., Jouad, G., Neculqueo, L., Cattin, S., Dabos-Seignon, L., Pacheco, E., . . . Bernéde, C. (2016). Classical or inverted photovoltaic cells: On the importance of the morphology of the organic layers on their power conversion efficiency. *Science Direct, Dyes and Pigments*, 132, 185-193.
- [86] Martorell Reynal, M. A. (2012). *Eficiencia energética en la reforma de una vivienda unifamiliar aislada*. Taller, Universidad Politécnica de Valencia, Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Edificación, Valencia.
- [87] Meer, D. v., Widen, J., & Munkhammar, J. (June de 2017). Review on probabilistic forecasting of photovoltaic power production and electricity consumption. *Renewable and Sustainable Energy*.
- [88] Mi, Z., Chen, J., Chen, N., Bai, Y., & Liu, H. (2016). Open-loop solar tracking strategy for high concentrating photovoltaic systems using variable tracking frequency. *Energy Conversion and Managemen*, 117, 142-149.
- [89] Miloudi, L., Acheli, D., & Ahmed, C. (2013). Solar tracking with photovoltaic system. *Energy Procedia*, 42, 103-112.
- [90] Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente. (2016). *Agencia estatal de meteorología AEMET*. Recuperado el Marzo de 2016, de <http://www.aemet.es/es/eltiempo/observacion/ultimosdatos>.
- [91] Ministerio de Fomento. (2002). *REAL DECRETO 997/2002, de 27 de septiembre, por el que se aprueba la norma de construcción sismorresistente: parte general y edificación (NCSR-02)*. Ministerio de Fomento.
- [92] Ministerio de Vivienda. (2009). *Código Técnico de la Edificación, Documento Básico de Seguridad Estructural, Acciones en la Edificación*. Boletín Oficial del Estado.
- [93] Ministerio del fomento. (2006). CTE. Código técnico de la edificación. España.

- [94] Mohamed, C., & Hangan, H. (2016). A numerical approach to the investigation of wind loading on an array of ground mounted solar photovoltaic (PV) panels. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 153, 60-70.
- [95] Moro Vallina, M. (2010). Instalaciones solares Fotovoltaicas. *Paraninfo*.
- [96] Morón, C., Díaz, J., Ferrández, D., & Ramos, M. (2016). Mechatronic Prototype of Parabolic Solar Tracker. *Sensors*, 16, 882.
- [97] Morón, C., Ferrández, D., & Saiz Díaz, J. P. (2016). Protocolo para la evaluación técnica de una instalación solar térmica. *Anales de Edificación*, 2(2), 21-27.
- [98] Morote Salmeron, J. L. (2013). *Medidas de ahorro de energía y mejora de la eficiencia energética en edificios*. Recuperado el 01 de 2018, de Ovacen: <https://ovacen.com/mejora-de-la-eficiencia-energetica/>
- [99] Mosseri, R., & Jeandel, C. (2013). *L'énergie à découvert*. CNRS Editions, Paris.
- [100] Motasem, S., Ghani Albaali, A., Alasis, E., & Kaldellis, J. K. (2016). Experimental study on the effect of dust deposition on solar photovoltaic panels in desert environment. *Renewable Energy*, 92, 499-505.
- [101] Mousazadeh, H., Keyhani, A., Javadi, A., Mobli, H., Abrinia, K., & Sharifi, A. (20 de January de 2009). A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. *Renewable and sustainable energy*, 13, 1800-1818.
- [102] Moussaad, A. (2016). On the evaluation of wind loads on solar panels: The scale issue. *Solar energy*, 135, 423-434.
- [103] Mwithiga G, & Kigo, S. (2006). Performance of a solar dryer with limited sun tracking capability. *Journal of Food Engineering*, 74, 247-52.
- [104] Nacho Paucara, R. (2016). *SISTEMA DE CONTROL DOMOTICO BASADO EN ARDUINO, APLICACIÓN MOVIL Y VOZ*. Tesis de Grado, UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES, FACULTAD DE CIENCIAS PURAS Y NATURALES, Paz.
- [105] Natarajan, M., & Srinivas, T. (2017). Experimental and simulation studies on a novel gravity based passive tracking system for a linear solar concentrating collector. *Renewable Energy*, 105, 312-323.
- [106] Nsengiyumva, W., Guo Chen, S., Hu, L., & Chen, X. (22 de Junio de 2017). Recent advancements and challenges in Solar Tracking Systems (STS): A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 250-279.
- [107] Nsengiyumva, W., Guo Chen, S., Hu, L., & Chen, X. (01 de 2018). Recent advancements and challenges in Solar Tracking Systems (STS): A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 250-279.
- [108] Orbegozo, I., & Arivilca, I. (2010). *Energía Solar Fotovoltaica. Manual técnico para instalaciones domiciliarias*. Proyecto, Green Energy Consultoría y Servicios S.R.L.
- [109] Otieno, O. (2015). *Solar Tracking for Solar Panel in Department of Electrical and Information Engineering*. University of Nairobi.
- [110] Pandey, C., & Katiyar, A. K. (2009). A comparative study to estimate daily diffuse solar radiation over India. *Energy*, 34(11).
- [111] Papandrea, S., Repetto, C., Junod, G., Vilar, O., Dworniczak, J., & Raponi, M. (15 de 06 de 2015). Diseño y desarrollo de un fotómetro solar basado en tecnología LED. *ANALES AFA*, 26(2), 65-69.

- [112] Poulek, V., & Libra, M. (1994). Testing the new solar tracker with shape memory alloy actors. *Conference record of the twenty fourth IEEE photovoltaic specialists conference*, 1, 1131–1133.
- [113] Poulek, V., & Libra, M. (2000). A very simple solar tracker for space and terrestrial applications. *Sol Energy Mater Sol Cells*, 60, 99–103.
- [114] Quesada, G., Guillon, L., Rousse, D., & et al. (2015). Tracking strategy for photovoltaic solar systems in high latitudes. *Energy Conversion and Management*, 103, 147 – 156.
- [115] Ranganathan, R., & et al. (2011). Adaptive sun tracking algorithm for incident energy maximization and efficiency improvement of PV panels. *Renew Energy*, 36(10), 2623-2626.
- [116] Raya Román, J. M. (2001). *Manual de Soleamiento Integral*. (S. d. Construcción, Ed.) Sevilla.
- [117] Reina, G. P., & Stefano, G. (2017). Computational evaluation of wind loads on sun-tracking ground-mounted photovoltaic panel arrays. *ournal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 170, 283-293.
- [118] Rezae Jordehi, A. (2016). Parameter estimation of solar photovoltaic (PV) cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 61, 354-371.
- [119] Ribeiro, S. C., do Prado, P., Gonçalves, J., & de Souza . (2013). Design and development of a low-cost solar tracker. *Australian Journal of Mechanical Engineering*, 11(2), 139-150.
- [120] Roache, P. (1997). Quantification of uncertainty in computational fluid dynamics. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 29, 123-160.
- [121] Roth, P., Georgiev, A., & Boudinov, H. (2005). Cheap two axis sun following device. *Energy Convers Manage*, 46, 1179–92.
- [122] Rubio, F., Ortega , M., Gordillo , F., & Lopez-Martinez, M. (2007). Application of new control strategy for sun tracking. *Energy Convers Manag*, 48, 2174–84.
- [123] Rullán, A. (1997). Programmable Logic Controllers versus Personal Computers for Process Control. *Computers ind. Engng*, 33(1-2), 421-424.
- [124] Rumyantsev, V., Chalov , A., Lonova , E., Larionov , V., & Andreev , V. (Junio de 2004). Concentrator PV modules with multi-junction cells and primary/secondary refractive optical elements. *In: The 19th European photovoltaic solar energy conference*.
- [125] Ruzafa Oton, L. (2009). *La energía solar en la edificación: La energía solar térmica y la energía solar fotovoltaica*. Proyecto final de carrera, Universidad politécnica de Cartagena, Escuela universitaria técnica civil. Arquitectura técnica.
- [126] Sagahon Piriz, I. (2013). *Energía solar térmica y fotovoltaica aislada para pequeñas comunidades en Perú*. TFM, UPC BARCELONA TECH, Barcelona.
- [127] Salgado Conrado, L. (11 de 2017). A review on sun position sensors used in solar applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- [128] Sallaberry, F., Pujol-Nadal, R., Larcher, M., & Rittmann-Frank, M. (2015). Direct tracking error characterization on a single-axis solar tracker. *Energy Conversion and Management*, 105, 1281–1290.
- [129] Sanchez, S. (2013). *Microcontroladores PIC y sus variedades*. Recuperado el 19 de 01 de 2018, de Microcontroladores y sus Aplicaciones: <https://microcontroladoresesv.wordpress.com/microcontroladores-pic-y-sus-variedades/>
- [130] Saxena, A., & Dutta , V. (1990). A versatile microprocessor based controller for solar tracking. *Photovoltaic Laboratory, Centre for Energy Studies, Indian Institute of Technology*, 1105–9.

- [131] Schiller, S. d., & Martin Evans, J. (1998). ENERGY AND ENVIRONMENT IN AN ARCHITECTURAL DESIGN APPLICATION. *Renewable Energy*(15), 445-450.
- [132] Seme, S., Stumberger, G., & and Vorsic, J. (2011). Maximum Efficiency Trajectories of a Two-Axis Sun Tracking System Determined Considering Tracking System Consumption. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 26, 1280-1290.
- [133] Servicio de normativa técnica, Supervisión y control. (10 de 2004). Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Comunidad de Madrid. Obtenido de <http://www.madrid.org/bdccc/normativa/PDF/Instalaciones/Instalaciones%20electricas/Normas%20Tratadas/ESRd084202.pdf>
- [134] Sidek, M., & et al. (2017). Automated positioning dual-axis solar tracking system with precision elevation and azimuth angle control. *Energy*, 124, 160-177.
- [135] Siegfried Villar, V., Domínguez de Posada, J., & Magro Andrade, R. (2011). Sobre la posición del Sol en la bóveda celeste y la dirección de sus rayos. (F. P. Somarriba, Ed.) *AXA Una revista de Arte y Arquitectura*.
- [136] Simon Ferosell, R. (4 de 2013). *La Certificación Energética y la integración de energía renovable en edificios*. Recuperado el 01 de 2018, de Suelo Solar: <https://suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=7901>
- [137] Soler Sanz, F. (1989). *Soleamiento*. Tesis, Universidad Politécnica de Valencia, Servicio de Publicaciones de la UPV.
- [138] Spencer, J. W. (Mayo de 1971). Fourier series representation of the position of the sun. *Search*, 2(5), 172.
- [139] Spertino, F., Ahmad, J., Ciocia, A., & Di Leo, P. (2017). Techniques and experimental results for performance analysis of photovoltaic modules installed in buildings. *Energy Procedia*, 111, 944-953.
- [140] Stamatescu, I., Făgărășan, I., Stamatescu, G., Arghira, N., & Iliescu, S. S. (2014). Design and Implementation of a Solar-tracking algorithm. *Procedia Engineering*, 69, 500-507.
- [141] Stanciu, D., Stanciu, C., & Paraschiv, I. (27 de November de 2015). Mathematical links between optimum solar collector tilts in isotropic sky for intercepting maximum solar irradiance. *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, 137, 58-65.
- [142] Stathopoulos, T., Zisis, I., & Xipnitou, E. (2014). Local and overall wind pressure and force coefficients for solar panels. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 125, 195-206.
- [143] Sumathi, V., Jayapragash, R., Bakshi, A., & Kumar, P. (2017). Solar tracking methods to maximize PV system output – A review of the methods adopted in recent decade. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 130–138.
- [144] Tapia Ayala, C. H., & Manzano Yupa, H. M. (2013). *EVALUACIÓN DE LA PLATAFORMA ARDUINO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE CONTROL DE POSICIÓN HORIZONTAL*. Tesis, UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE GUAYAQUIL, FACULTAD DE INGENIERÍAS, Guayaquil.
- [145] Tina, G. M., Arcidiacono, F., & Gagliano, A. (2013). Intelligent sun-tracking system based on multiple photodiode sensors for maximisation of photovoltaic energy production. *Mathematics and Computers in Simulation*, 91, 16-28.
- [146] Tipler, P., & Mosca, G. (2010). *Física para la ciencia y la tecnología*. 6ª Edición. Reverte.

- [147] Valdez, N., Sanchez Flores , A., & Cervates Garfias, J. (2007). *Energía Solar*. Tesis, Esime. Recuperado el 12 de 10 de 2017, de www.simecchilesrl.com
- [148] Vallina, M. M. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid, España: Paraninfo.
- [149] Vela, N. (2006). *Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. Acumuladores de la energía solar fotovoltaica*.
- [150] Walsh, A., Cóstola, D., & Chebel, L. (2017). Review of methods for climatic zoning for building energy efficiency programs. *Building and Environment*, 112, 337-350.
- [151] Wang, J., & Lu, C. (2013). Design and Implementation of a Sun Tracker with a Dual-Axis Single Motor for an Optical Sensor-Based Photovoltaic System. *Sensors*, 13, 3157-3168.
- [152] Y.Zhang, Kappers, M., Zhu, D., Oehler, F., Gao, F., & Humpherys, C. J. (October de 2013). The effect of dislocations on the efficiency of InGaN/GaN solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 117, 219-284.
- [153] Zamudio Florido, M. A. (2016). *Diseño de dispositivo autónomo de detección de la orientación solar*. TFG, Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla, Ingeniería de Sistemas y Automática, Sevilla.
- [154] Zhong, H., Li, G., Tang, R., & Dong, W. (2011). Optical performance of inclined southern-north axis three-positions tracked solar panels. *Energy*, 36, 1171–9.
- [155] Zomeworks. (Marzo de 2017). *ZOMEWORKS CORPORATION TRACK RACK™ PRICES AND SPECIFICATIONS*. Recuperado el Septiembre de 2017, de Zomeworks: <http://www.zomeworks.com/wp-content/uploads/2017/03/Track-Rack-Matrix-2017-short.pdf>