

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas: Legislación y técnicas

Autor: José Luis Solano Morán

Tutor: Pedro Javier Zarco Perriñán

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas: Legislación y técnicas

Autor:

José Luis Solano Morán

Tutor:

Pedro Javier Zarco Perrián

Profesor Ayudante Doctor

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2022

Trabajo Fin de Máster: Mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas: Legislación y técnicas

Autor: José Luis Solano Morán

Tutor: Pedro Javier Zarco Perrián

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

*A todos los que han compartido
este camino conmigo*

El presente trabajo tiene como objetivo el análisis de las actividades de mantenimiento que se realizan en una instalación fotovoltaica y una comparación de las diferentes técnicas que existen para llevar a cabo alguna de estas acciones.

El trabajo estará estructurado por cuatro partes perfectamente diferenciadas. La primera será una investigación sobre la evolución de la energía solar fotovoltaica. La segunda se centrará en la legislación existente en España para el buen desarrollo de las actividades de mantenimiento de la planta fotovoltaica. La tercera parte se centrará en la descripción de los diferentes equipos que conforman la planta de generación de energía. La última parte será la recopilación y especificación de todas las actividades que se llevan a cabo en el mantenimiento de una instalación de este tipo y la comparación de las diferentes técnicas que existen para cada actividad.

Abstract

The aim of this project is to study and analyze the different activities that are necessary to carry out in a photovoltaic facility, as well as a comparison of the different techniques that exist to perform those activities.

This academic work is divided in four different parts. The first one will be a research about the development of photovoltaic facilities. The second one about Spanish legislation for the maintenance of these facilities. The third part will focus on the description of the different devices that make up the power generation plant. The last part will be the compilation and specification of all the activities that are carried out in the maintenance of an installation like this and the comparison of the different techniques that exist for each activity.

Resumen	ix
Abstract	xi
Índice	xii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
1 Introducción	1
1.1 <i>Objetivo y alcance</i>	1
1.2 <i>Energía solar fotovoltaica</i>	2
1.3 <i>Tipos de instalaciones fotovoltaicas</i>	2
1.3.1 <i>Instalaciones aisladas</i>	2
1.3.2 <i>Instalaciones conectadas a la red</i>	2
1.4 <i>Situación de la energía solar fotovoltaica en el mundo</i>	3
1.5 <i>Evolución de la tecnología fotovoltaica en España</i>	4
1.6 <i>Radiación solar</i>	8
1.7 <i>Efecto fotovoltaico</i>	10
1.8 <i>Rendimiento y producción de las instalaciones fotovoltaicas</i>	10
1.9 <i>Ventajas y desventajas de las instalaciones fotovoltaicas</i>	13
2 Normativa Vigente	15
2.1 <i>Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial.</i>	15
2.2 <i>RD 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del RD 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.</i>	16
2.3 <i>RD 683/2011, de 13 de mayo, por el que se establecen seis certificados de profesionalidad de la familia profesional Electricidad y electrónica que se incluyen en el Repertorio Nacional de certificados de profesionalidad y se actualiza el certificado de profesionalidad establecido como Anexo III en el RD 1214/2009, de 17 de julio.</i>	16
2.4 <i>Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.</i>	17
2.5 <i>RD 627/2013, de 2 de agosto, por el que se establece un certificado de profesionalidad de la familia profesional Energía y agua que se incluye en el Repertorio Nacional de certificados de profesionalidad y se actualizan los certificados de profesionalidad establecidos como anexo I del RD 1967/2008, de 28 de noviembre y como anexo I del RD 1381/2008, de 1 de agosto.</i>	17
2.6 <i>RD 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.</i>	18
2.7 <i>RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.</i>	19
2.8 <i>P.O. 12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.</i>	20
2.9 <i>P.O. 2.5. Planes de Mantenimiento de las Unidades de Producción</i>	20

3	Elementos de una Planta Fotovoltaica	23
3.1	<i>Módulo o Panel Solar Fotovoltaico</i>	23
3.2	<i>Caja de corriente continua</i>	25
3.3	<i>Inversor</i>	25
3.3.1	Sistemas de control de los inversores	27
3.4	<i>Centro de transformación</i>	29
3.5	<i>Estructura</i>	29
3.6	<i>Líneas de evacuación interna</i>	31
3.7	<i>Sistema de supervisión</i>	31
3.8	<i>Estación meteorológica</i>	32
3.9	<i>Subestación</i>	32
3.9.1	Tipos de subestaciones	33
3.9.2	Tipos de embarrado	33
3.9.3	Aparamenta	33
3.9.4	Reactancia de puesta a tierra	37
3.9.5	Celdas de media tensión	39
3.9.6	Sistemas de protección y control	39
4	Operación y mantenimiento	41
4.1	<i>Tipos de mantenimiento</i>	41
4.1.1	Mantenimiento preventivo.	41
4.1.2	Mantenimiento correctivo	42
4.2	<i>Actividades de mantenimiento</i>	42
4.2.1	Módulos	43
4.2.2	Conectores de cables fotovoltaicos	57
4.2.3	Inversor	59
4.2.4	Cableado	61
4.2.5	Cajas de conexión	64
4.2.6	Estructuras	67
4.2.7	Trackers	68
4.2.8	Control de la vegetación	70
4.2.9	Sistema de adquisición y control de parámetros (SCADA)	73
5	Conclusiones y futuras líneas de investigación	76
	Referencias	11

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1. Potencia y energía producida a partir de tecnología fotovoltaica por Comunidades Autónomas [2]	6
Tabla 1-2. Producción de energía eléctrica en España [3]	7
Tabla 4-1. Valores mínimos de la resistencia de aislamiento [40]	64

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Potencia solar fotovoltaica instalada en el mundo [1].	4
Figura 1-2. Potencia solar fotovoltaica instalada en España [2]	4
Figura 1-3. Energía eléctrica producida por parques fotovoltaicos en España [2].	5
Figura 1-4. Potencia de instalaciones de autoconsumo en España [2].	8
Figura 1-5. Irradiancia Global Media en España [4].	9
Figura 1-6. Energía solar recibida por metro cuadro en las provincias de España [5].	9
Figura 1-7. Curvas V-I para diferentes temperaturas de trabajo. y una radiación de 1000W/m^2 [6]	11
Figura 1-8. Variación de la corriente en función de la irradiancia y tensión de trabajo [7].	11
Figura 3-1. Distribución de elementos de un parque fotovoltaico. [8]	23
Figura 3-2. Esquema unifilar de un panel fotovoltaico [9].	24
Figura 3-3. Inversores [10] y [11].	25
Figura 3-4. Esquema conexionado modulos fotovoltaicos e inversores. [12]	27
Figura 3-5. Esquema estructura fija de una instalación fotovoltaica. [13]	30
Figura 3-6. Esquema estructura de un tracker a un eje. [13]	30
Figura 3-7. Mantenimiento correctivo de un interruptor. [14]	35
Figura 3-8. Seccionadores. [15]	35
Figura 3-9. Transformador de potencia. [16]	36
Figura 3-10. Esquemas de conexionado de transformadores trifásicos. [17]	37
Figura 3-11. Configuraciones de puesta a tierra. [18]	38
Figura 3-12. Unifilar puesta a tierra con reactancia. [18]	38
Figura 4-1. Sistema de limpieza montado en vehículo. Modelo D2 [45]	43
Figura 4-2.- Modelo Patroller 1500 del fabricante GEVA-BOT [20]	44
Figura 4-3. Robot automático modelo S1 del fabricante SCM Solar [45]	45
Figura 4-4. Cepillos iSolar del fabricante KÄRCHER [21]	46
Figura 4-5. Robot RAYBOT del fabricante Ecovacs Robotic [22]	47
Figura 4-6. Drone SolarBrush de Aerial Power [23]	47
Figura 4-7. TAFT Robot del fabricante Taft Instruments [24]	48
Figura 4-8. Proceso de retirada del polvo de módulos fotovoltaicos mediante campo electromagnético [26]	48
Figura 4-9. Puntos calientes localizados con cámara termográfica y una diferencia de temperatura de 17°C [29]	51
Figura 4-10. Sistema de medida de electroluminiscencia en laboratorio [30]	53
Figura 4-11. Prueba comparativa de Electroluminiscencia de un módulo sin defecto (a) y otro con defectos (b). [31]	53
Figura 4-12. Ejemplo de curva I-V en medición real [33]	55
Figura 4-13. Ejemplo de curva I-V con módulo dañado [34]	55
Figura 4-14. Esquema de conexión entre paneles e inversor [35]	58

Figura 4-15. Conexiones con sobrecalentamiento [37]	62
Figura 4-16. Medidor de resistencia de aislamiento AMIC-5005 [38]	63
Figura 4-17. Variación de la corriente en función del tiempo [39]	63
Figura 4-18- Nivel electrónico modelo Leica Sprinter 50 [41]	69
Figura 4-19. Laser tracker y retroreflector [42]	69
Figura 4-20. Motosegadora Eurosystem GMP 210 H [43]	71
Figura 4-21. Desbrozadora manual FS 55 [44]	71
Figura 4-22- Ejemplos de aplicación de la agrivoltaica [47]y [48]	72

1 INTRODUCCIÓN

La energía solar es aquella que se obtiene gracias a la captación de los rayos solares y el calor emitido por el Sol. En nuestro planeta se produce energía eléctrica bien mediante el aprovechamiento del calor producido a través de la radiación (solar térmica) o con dispositivos semiconductores que permiten transformar directamente la radiación en energía eléctrica (solar fotovoltaica). En la actualidad, se están desarrollando numerosos proyectos de generación de energía mediante esta última tecnología. Con la intención de conseguir los objetivos de desarrollo sostenible, es necesario aumentar la producción de energías limpias o renovables como esta. Una de las formas de maximizar la producción de energía es sacar el máximo rendimiento posible de la instalación, para ello es necesario llevar a cabo un mantenimiento adecuado. El objetivo de este trabajo es analizar todas las técnicas y procedimientos del mantenimiento de una instalación solar fotovoltaica, intentando analizar aquellas técnicas que permitan optimizar el mantenimiento de la instalación.

1.1 Objetivo y alcance

En la actualidad, la energía solar fotovoltaica es probablemente la fuente de energía renovable más económica. Atendiendo tanto al aumento del precio de la energía eléctrica en los últimos años como a la reducción de precios de los elementos que forman parte de una central fotovoltaica, se está produciendo un aumento importante en la inversión y ejecución de estos sistemas. Se puede observar que la potencia media instalada en los parques de nueva generación va aumentando constantemente, necesitando optimizar recursos con el fin de asegurar el excelente rendimiento tanto técnico como económico.

Un parque fotovoltaico actual (del orden de MW) ocupa una gran extensión de hectáreas a gestionar, así como, un número importante de equipos originando que el mantenimiento sea una tarea difícil que hace indispensable que se optimice con el fin de aumentar el rendimiento de la propia instalación.

El objetivo principal de este trabajo es realizar un estudio exhaustivo sobre las diferentes técnicas de mantenimiento que se deben llevar a cabo con el fin de ofrecer un resultado que permita seleccionar aquellas que abaratan costes y maximizan la producción; la óptima gestión de una planta fotovoltaica se basa en un óptimo plan de mantenimiento. El fin es dar una solución adaptada para cada necesidad que se dé en la propia instalación.

Un servicio adecuado de operación y mantenimiento (O&M) asegura que la planta fotovoltaica será capaz de obtener elevados niveles de desempeño técnico y, por tanto, económicos a lo largo de su vida útil. En la actualidad, los servicios de O&M reducen o eliminan los riesgos potenciales, mejorando el precio de la electricidad y los precios de la compraventa de energía, lo que provoca un impacto positivo importante en el retorno de la inversión. Si se atiende al ciclo de vida de una instalación solar fotovoltaica se puede dividir en las siguientes fases:

- Cálculo y diseño (aprox. 1 - 3 años)
- Construcción (< 1 año)
- **Operación y mantenimiento (aprox. 20-35 años)**
- Desmantelamiento (< 1 año)

Teniendo en cuenta que la fase de O&M es la de mayor duración, es importante aumentar la calidad de estos servicios.

1.2 Energía solar fotovoltaica

Se podría definir a la energía fotovoltaica como la conversión directa de la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica. Para poder realizar esta transformación se recurre a los paneles fotovoltaicos, donde las células fotovoltaicas son las encargadas de realizar este proceso.

Históricamente se empezó a conocer el efecto fotovoltaico a finales del siglo XIX, pero no es hasta la década de los 50 del siglo posterior, gracias a la investigación y desarrollo en el sector espacial, cuando esta tecnología comienza a desarrollarse notablemente. Los primeros usos fueron para la carrera espacial con el fin de alimentar satélites, naves espaciales y otros dispositivos aeronáuticos. Actualmente suponen una de las principales fuentes de generación eléctrica, destacada entre aquellas que son renovables.

1.3 Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Se podría definir una instalación fotovoltaica como el conjunto de elementos (mecánicos, electrónicos y eléctricos) que permiten producir energía eléctrica a partir de la energía solar que reciben.

Este tipo de fuentes de energía se puede subdividir en dos categorías:

- Aisladas (de la red).
- Conectadas a la red.

1.3.1 Instalaciones aisladas

Empleadas normalmente para usuarios con unos consumos de energía tan reducidos que no les interesa acometer los gastos de conexión a la red, principalmente motivado por la accesibilidad del lugar en el que se desarrolla la actividad de consumo.

Estos sistemas, en el caso de que quieran hacer uso de la energía fuera de las horas de sol efectivas, deben disponer de equipos de baterías que permitan la acumulación de energía. Gran parte del consumo en actividades domésticas o de otra índole se concentra en horas de la tarde donde la producción no es efectiva o en la noche donde es nula. Por tanto, para dimensionar este tipo de instalaciones es muy importante atender al perfil de consumo del usuario.

En el caso de que se cuente con un sistema de almacenamiento de energía, además de los componentes básicos (módulos fotovoltaicos, inversor y baterías) se debe disponer de un regulador de carga. La función de estos dispositivos es la de alimentar las propias baterías a la vez que se consume energía producida.

Los sistemas de acumulación emplean baterías de tipo estacionarios y cuentan con una serie de aspectos muy importantes a la hora de elegir uno u otro:

- Niveles de autodescarga (interesa que sean bajos)
- Vida útil (valorar esta en función del coste de los equipos y la amortización).
- Número de ciclos carga y descarga (interesa que la cifra sea elevada).

1.3.2 Instalaciones conectadas a la red

En este tipo de instalaciones, dependiendo del interés que tengan (comercial o autoconsumo), dispondrán o no de sistemas de acumulación, siendo dispuestos principalmente en las de autoconsumo. En el caso de las instalaciones comerciales, objeto del presente trabajo, en las horas de escasa producción o producción nula el sistema dispone de fuentes de energía convencionales (ciclo combinado, nuclear, hidráulica, etc.) para cubrir la demanda de energía. En el caso de las instalaciones de autoconsumo que no dispongan de sistema de almacenamiento, cuando la demanda de energía sea superior a la producción, las cargas son alimentadas

directamente de la red, situación que no podía darse en las instalaciones de tipo aisladas.

En este tipo de sistemas, para conectar la instalación a red se debe cumplir con las obligaciones técnicas exigidas por la compañía distribuidoras.

1.4 Situación de la energía solar fotovoltaica en el mundo

El desarrollo sostenible, atendiendo a los factores sociales, económicos y ambientales, parece ser el mayor reto al que se enfrentará la humanidad a lo largo del siglo XXI. La ONU en el año 2015 aprobó la “Agenda 2030”, en la que se detallan los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible, con el fin de asegurar un nivel digno de desarrollo y bienestar para toda la población mundial donde se pueda alcanzar el fin de la pobreza, la protección del planeta y la prosperidad de la humanidad. En las últimas décadas se han aprobado por parte de diferentes naciones, varios acuerdos para la lucha contra el cambio climático, siendo el último y vigente “El acuerdo de París”, firmado en la capital de Francia en el año 2015 por 195 países. El principal objetivo es la reducción, en 2 grados centígrados de la temperatura media de nuestro planeta.

Para conseguir esa reducción de la temperatura se apuesta por la descarbonización de las fuentes de producción de energía, lo que supone un importante reto a efectos tecnológicos, económicos y sociales. En el caso de la Unión Europea, en junio de 2018 la Comisión Europea consiguió un acuerdo para la transición a energías limpias, afectando a todos los estados miembros entre ellos España. Este acuerdo establece que en el año 2030 el 32% de la energía producida en estos países deberá proceder de fuentes renovables, además para alcanzar este fin se establecen objetivos de apoyo y estabilidad para los proyectos de instalaciones de producción de energía renovable.

Por tanto, en este marco la energía solar fotovoltaica se convierte en una tecnología importante para conseguir los objetivos marcados, atendiendo a que estas instalaciones tienen emisiones directas nulas de dióxido de carbono derivadas de la propia actividad de producción, la ventaja de poder ser instaladas en cualquier punto de la superficie terrestre por el libre acceso al sol, la reducción de los costes de producción en los últimos años y otras características.

En los últimos años se siguen batiendo récords en el número de instalaciones fotovoltaicas si se comparan con otras tecnologías de carácter renovable. En el año 2017, según datos de IRENA (International Renewable Energy Agency) se estima que el 28% de las instalaciones de este tipo se encuentran instaladas en Europa, el 54% en Asia y el 12% en Norteamérica, esto representa un total del 94% de las instalaciones mundiales, lo cual también ofrece una visión sobre la riqueza, clima, capacidades tecnológicas y desarrollo de estas regiones frente a otras como África, Eurasia, Sudamérica, etc. Además, IRENA estima que a finales del año 2017 se encontraban instalados en el mundo más de 380.000 MW frente a los 8.700 MW del año 2007, lo que supone un crecimiento exponencial que puede haberse visto aumentado significativamente en los últimos años.

Este organismo también analizó la evolución de la generación de electricidad mediante energía solar fotovoltaica llegando a una producción cercana a los 250.000 GWh en el 2017 frente a los 8.000 GWh del año 2007; los incrementos anuales se sitúan entre un 30 y 40%, estabilizando esta cantidad en los últimos años. Este crecimiento viene acompañado por el desarrollo del mercado de esta ciencia. Se estima que la producción de paneles solares se ha multiplicado por 10 en la última década, dominada en su mayoría por países como China y Taiwán que suponen una cuota de mercado aproximada del 70%. Según datos de IRENA, de 2010 a 2015, sin tener en cuenta el tipo de tecnología empleado en la fabricación de los paneles y su origen, se observa una caída de precio entre el 75% y el 80%. En promedio, el vatio máximo por unidad (\$/Wp) es 0,611 a finales del año 2015, según IRENA [1]. El crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada en el mundo se ha representado en la Figura 1-1.

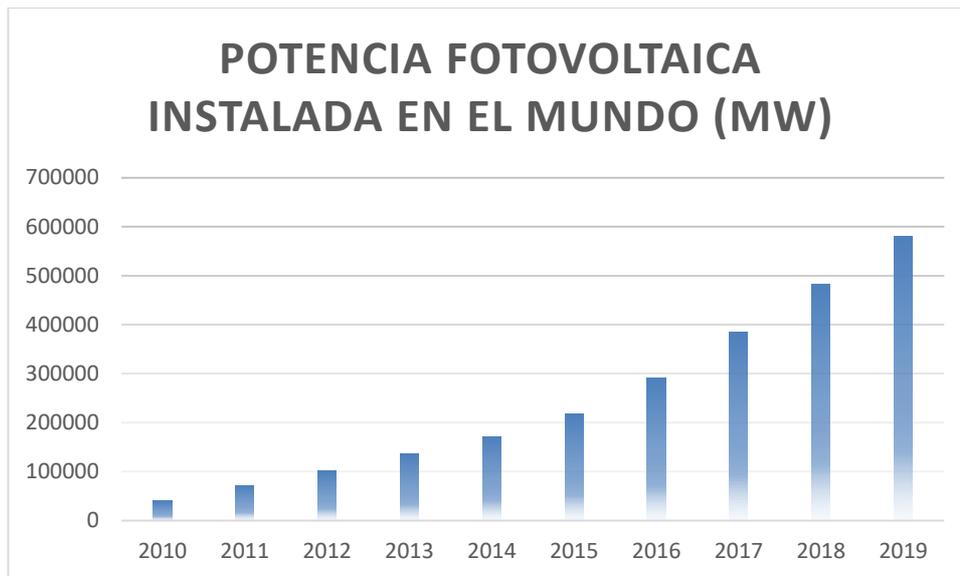


Figura 1-1. Potencia solar fotovoltaica instalada en el mundo [1].

1.5 Evolución de la tecnología fotovoltaica en España

Desde que en el año 1984 se conectara por primera vez al sistema eléctrico español una central solar fotovoltaica, esta fuente de energía ha sufrido diferentes etapas, unas más favorables que otras, pero es un hecho que actualmente está viviendo su época dorada, teniendo en cuenta el elevado número de instalaciones que se están llevando a cabo en nuestro país.

España es posiblemente el país de Europa con el mayor número de horas de sol al año, además, teniendo en cuenta la evolución de la sociedad europea con su compromiso con el desarrollo sostenible, la necesidad de reducir la dependencia energética con los países externos al Espacio Económico Europeo y la reducción de emisiones de CO₂, hacen que se esté realizando una fuerte apuesta por este tipo de tecnología en sustitución de otras fuentes de energía convencionales. En la Figura 1-2 se representa la evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada en España.

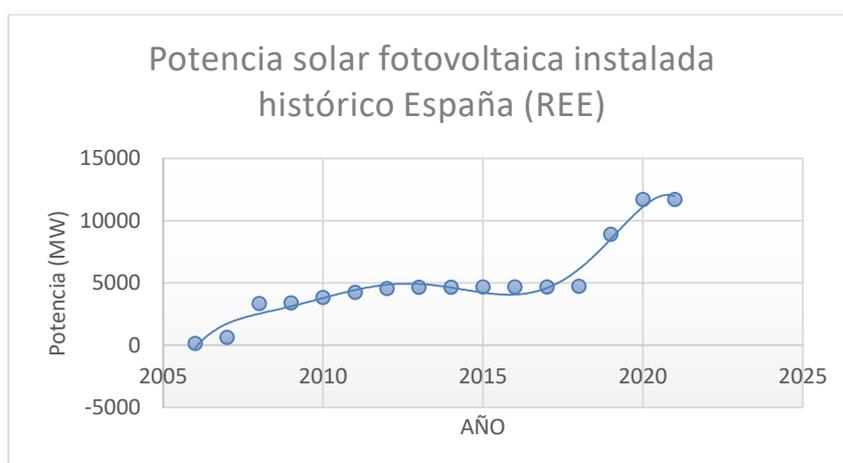


Figura 1-2. Potencia solar fotovoltaica instalada en España [2]

Ya en el año 1998 en España se buscaba la potencialización de esta energía como ocurría en otros países de la Unión Europea (UE) con un nivel de desarrollo similar o superior, para ello se decidió establecer un sistema de primas a la producción de energía mediante esta tecnología, quedando esto reflejado en el Real Decreto (RD)

RD 2818/1998. Con el fin de seguir aumentando el crecimiento del parque fotovoltaico en el sistema eléctrico se establecieron mejores condiciones técnicas y administrativas, por lo que se aprobó el RD 1663/2000. Aún así, la administración del estado consideraba que el porcentaje de potencia instalada con tecnología fotovoltaica, entre todas las fuentes renovables de generación seguía suponiendo un nivel muy bajo, y se propuso el objetivo de que ésta llegara a suponer un 12% del parque de generación renovable a partir del año 2010.

Para conseguir ese objetivo se decidió, en el año 2004, sustituir el sistema de primas por el abono de un porcentaje sobre la Tarifa Media de Referencia (TMR), y en el año 2007 se volvió a cambiar por un nuevo sistema de Primas y Tarifas Reguladas fijas. Esto supone un punto de inflexión, ya que el beneficio económico que suponía la producción de energía eléctrica con una instalación de este tipo había crecido exponencialmente, llegando a tener casi 30 veces más potencia instalada, mayoritariamente sobre suelo, que en el año 2006; llegando incluso a superar la producción de energía por centrales hidráulicas de bombeo. En la Figura 1-3 se puede observar la energía producida mediante instalaciones fotovoltaicas en España.

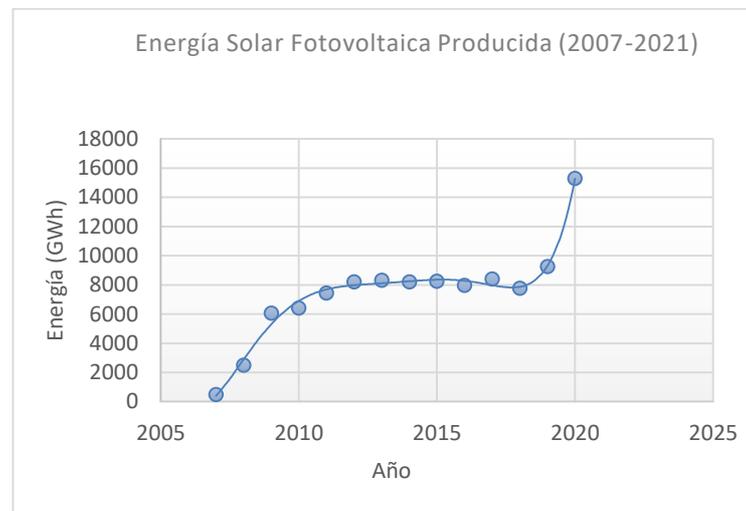


Figura 1-3. Energía eléctrica producida por parques fotovoltaicos en España [2].

Con la llegada de la crisis económica de 2010 este crecimiento se ve afectado, aunque, a pesar de este contratiempo y junto a la tecnología solar térmica, supone la segunda fuente de generación que más crece en cuanto a potencia instalada. A partir del año 2013, se suceden una serie de cambios legislativos en la retribución económica a los productores y se crean una serie de nuevos impuestos como el conocido impuesto al sol y la tasa a la generación, lo que hace que el crecimiento de instalaciones de esta tecnología se vea afectado. El abaratamiento de los elementos que conforman los parques fotovoltaicos y el progreso tecnológico en materia de rendimiento hacen que estas instalaciones sigan siendo económicamente rentables por la venta de energía al mercado, sin necesidad de una retribución especial. Además, con el fin de promover esta tecnología en el ámbito de autoconsumo se aprobó el RD 244/2019, por el cual se eliminaban una serie de trabas burocráticas y se facilitaba el proceso de cobro de una contraprestación por la energía sobrante inyectada a la red. A continuación, en la Tabla 1-1 se muestran la potencia instalada y energía producida mediante la tecnología solar fotovoltaica por comunidades autónomas.

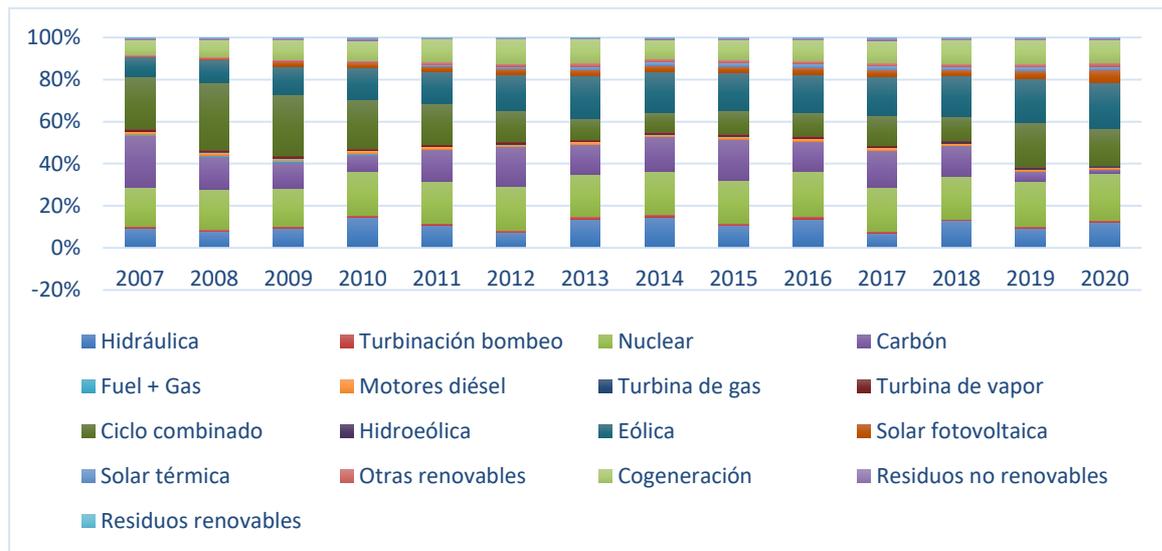
Tabla 1-1. Potencia y energía producida a partir de tecnología fotovoltaica por Comunidades Autónomas [2]

Comunidad Autónoma	Potencia instalada (MW)	Energía producida (GWh)
Andalucía	1828	1967
Aragón	934	325
Asturias, Principado de	1	0,5
Balears, Illes	81	121
Canarias	167	279
Cantabria	2	2
Castilla y León	796	863
Castilla - La Mancha	1725	1967
Cataluña	276	411
Comunitat Valenciana	365	540
Extremadura	1247	1193
Galicia	18	20
Madrid, Comunidad de	64	91
Murcia, Región de	1115	1184
Navarra, Comunidad Foral de	162	311
País Vasco	51	31
Rioja, La	97	140

Como se puede observar en la Tabla 1-1, en cuanto a la potencia instalada se podría decir que ha habido preferencias para llevar a cabo instalaciones en aquellas comunidades con mayor superficie y horas de sol efectivas (debido a condiciones climatológicas). En el caso de la energía se puede observar también que la ratio potencia instalada – energía producida es mayor en unas comunidades que otras, y esto debiera verse provocado principalmente por el número de horas de sol de ese territorio.

A continuación, en la Tabla 1-2, se puede comparar el peso de esta tecnología en relación con el resto de fuentes de energías que se encuentran en funcionamiento en nuestro país. Se puede destacar cómo algunas fuentes dejaron de funcionar en el año 2017, y tecnologías como la hidroeléctrica comienzan a tener protagonismo en el año 2014.

Tabla 1-2. Producción de energía eléctrica en España [3]



Como se puede observar en la Tabla 1-2 la evolución de las instalaciones de producción de energía mediante tecnología fotovoltaica ha crecido significativamente pasando de suponer un 0,08% de la producción de energía en nuestro país en el año 2007, a un 3% en el año 2020.

A pesar de que este trabajo se enfoca en instalaciones comerciales, se cree necesario mencionar la evolución de las instalaciones de autoconsumo en el territorio español, ya que alguna de las técnicas de mantenimiento que se estudien y se evalúen en este trabajo, podrán ser realizadas en este tipo de instalaciones con el fin de maximizar la producción y el rendimiento de las mismas.

En el año 2018 el ejecutivo del país, decidió cambiar el marco regulatorio del autoconsumo instaurado por la Ley 24/2013 y el RD 900/2015, para ello se aprobó el RD-Ley 15/2018. Esta nueva legislación definió el autoconsumo como “un elemento imprescindible para lograr que el consumidor pueda obtener una energía más limpia y barata”. Con esta jurisprudencia, se eliminaron barreras regulatorias que impedían el avance de esta tecnología; para ello se definieron una serie de principios:

- Derecho al autoconsumo compartido
- Derecho a autoconsumir energía eléctrica sin cargos
- Simplificación administrativa y técnica

Se reclasificaron la tipología de las instalaciones en función de si se tenían excedentes o no. Además, con este RD se suprimieron cargos, se aprobó la compensación de excedentes, se relajaron las exigencias para el registro de la instalación, etc.

Esta legislación, junto con la aprobación al año posterior del RD 244/2019, que corresponde a la norma de desarrollo del RD anterior, buscan cumplir con los objetivos planificados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.

Para ver la evolución de esta tecnología, según la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), se puede comprobar la potencia instalada en los últimos años en la Figura 1-4. Potencia de instalaciones de autoconsumo en España .Figura 1-4.

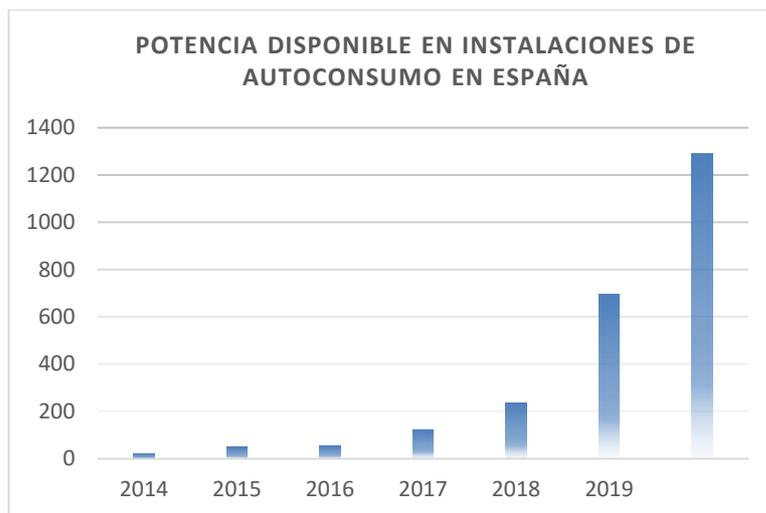


Figura 1-4. Potencia de instalaciones de autoconsumo en España [2].

Según la propia UNEF, se estima que en el año 2020 el reparto entre sectores económicos de esta potencia corresponde en un 56% al sector industrial, 23% al sector comercial y un 19% en el ámbito doméstico. Teniendo en cuenta que según el mismo organismo en el año anterior (2019) solo el 10% de la potencia instalada correspondía al sector doméstico, se puede afirmar que el crecimiento en este ámbito está sufriendo un crecimiento notable, teniendo en cuenta que en un año se han instalado más del doble de MW en este tipo de viviendas o edificios.

En cuanto a la contribución económica del sector fotovoltaico al PIB de nuestro país, para el año 2019 fue de 3.220 millones de euros, lo que supone un 0,26% del total del PIB. En los años previos este sector supuso el 0,22% (2018) y 0,20% (2017), según el INE, por lo que se puede observar que sufre una tendencia alcista. Para el año 2020 los datos no han sido revelados a la altura de la redacción de este trabajo, pero se espera que la tendencia no varíe incluso a pesar de la pandemia provocada por la Covid-19. Además, se estima que en el año 2019 trabajaron para el sector fotovoltaico cerca de 60.000 personas entre empleos directos, indirectos e inducidos.

1.6 Radiación solar

Como se ha detallado anteriormente en el presente trabajo (Sección 1.4), la transición energética hacia energías más limpias no progresa de la misma forma en todas partes. En este avance influyen diversos factores, siendo el más importante, la materia prima, en este caso, la luz solar. Dependiendo de las condiciones climatológicas, orográficas del terreno, latitud y longitud de la zona, el número de horas de sol anuales puede variar significativamente, entre distintos puntos del planeta. España en este aspecto es uno de los países con más horas de sol anuales, es decir, de los más ricos en esta materia prima.

La radiación solar tiene su origen en las reacciones nucleares que tienen lugar en el interior de esta estrella. Siendo la capa externa del Sol la que produce la mayor cantidad de radiación (luz y calor) que percibe nuestro planeta. También conocida como fotosfera, se encuentra a temperaturas que rondan cerca de los 5800 grados kelvin y está formada por plasma, cuenta con un espesor aproximado de 100 km.

Para medir la radiación solar se utiliza la irradiancia, esta es una magnitud que relaciona la potencia que incide en la superficie; las unidades del sistema internacional son: W/m^2 . Existen diferentes tipos de irradiancia, en función de la forma en la que se mida esta magnitud:

- **Irradiación solar total:** Medición de la potencia solar por unidad de área incidente en la atmósfera superior de la Tierra.

- **Irradiación normal directa:** Es aquella medida en la superficie de la Tierra, concretamente con un elemento de superficie perpendicular al Sol.
- **Irradiación horizontal o difusa:** Es aquella medida en la superficie de la Tierra a partir de luz dispersada por la atmósfera del planeta.
- **Irradiación horizontal global:** Es la correspondiente a la que percibe una superficie horizontal en la Tierra. Es la suma de la irradiancia directa y la difusa. Valor empleado para el cálculo de instalaciones fotovoltaicas.

En la Figura 1-5 se pueden ver los valores de Irradiancia Global Media, entre los años 1983 y 2005 proporcionados por Aemet. Con estos valores se pueden calcular otros mapas, que, junto con las horas de sol, nos ofrecen información sobre la producción idónea en esa zona geográfica; como el mostrado en la Figura 1-6 perteneciente a ASIF (Asociación de la industria Fotovoltaica):

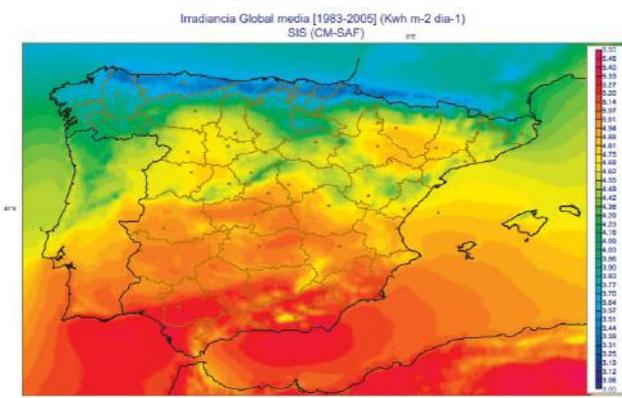


Figura 1-5. Irradiancia Global Media en España [4].

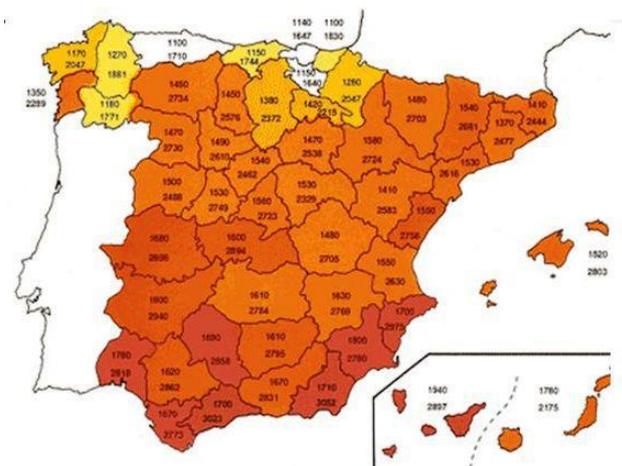


Figura 1-6. Energía solar recibida por metro cuadrado en las provincias de España [5].

En este mapa, se representan por provincia los valores de KWh/m^2 y el número de horas de sol (efectivas) anuales (aproximadamente el 30% de las horas totales del año en el sur del país). En el caso de multiplicar los KWh/m^2 de cada provincia por el rendimiento medio de una instalación de producción de energía mediante tecnología fotovoltaica, se puede obtener una aproximación de la producción media esperable por metro cuadrado de una planta.

1.7 Efecto fotovoltaico

Una vez se ha definido la radiación solar, se puede entender el efecto fotovoltaico como la generación de una diferencia de tensión, debido a la incidencia de esta en un material semiconductor, en este caso ubicado en los módulos fotovoltaicos.

La luz procedente del sol, está compuesta por fotones (partículas energéticas). Estos fotones en función de una serie de características de la superficie incidente (color, inclinación, material, etc.) pueden ser absorbidos o rechazados. En el caso de los paneles fotovoltaicos, la captación de ese fotón, provoca la transferencia de la energía procedente del Sol a un electrón perteneciente a un átomo de alguna célula fotovoltaica del panel.

Para que se produzca corriente, el proceso sería que mediante el enlace de un elemento semiconductor de tipo n, con otro de tipo p, se provoca una diferencia de potencial. En el caso de las células utilizadas actualmente, se van intercalando capas de cada tipo de material; además, estos se encuentran dopados con el fin de aumentar el rendimiento del propio panel. Los fotones, elementos que transmiten la energía de la radiación solar, inciden en los electrones de los átomos de estos elementos, liberando a los mismos de la red cristalina a la que están enlazados. La diferencia de potencial que se da en la unión es la causa del flujo de electrones generados, la que, a su vez, provoca la diferencia de potencial en las células que componen el panel.

Existen muchos tipos de materiales conductores usados para la fabricación de módulos o paneles; las características derivadas de su uso hacen que se destinen para diferentes aplicaciones. En un panel, se interconectan todas las células con el objetivo de recolectar todos los electrones y transmitirlos a la red de distribución o transporte. Además, con el fin de proteger las células de las inclemencias del tiempo y de otros agentes externos, se instala una capa de vidrio u otro material transparente, con agentes antireflexión para aumentar el rendimiento del panel gracias a la máxima absorción de fotones.

El rendimiento del proceso fotovoltaico en los paneles, se podría medir como la cantidad de energía eléctrica producida por el mismo, en función de la cantidad de energía recibida por radiación solar. En los últimos años, se han realizado numerosos avances y mejoras en materia de rendimiento que están permitiendo competir a esta fuente de energía con otras convencionales.

1.8 Rendimiento y producción de las instalaciones fotovoltaicas

Aunque el rendimiento de una instalación de este tipo no se debe únicamente a los módulos de producción de energía, se considera que el rendimiento de este elemento y sus valores de producción son los más determinantes y a tener en cuenta a la hora de llevar a cabo la puesta en marcha de una instalación de este tipo. Para valorar el rendimiento y producción hay que tener en cuenta una serie de variables o parámetros que se explicarán a continuación:

- **Potencia máxima a la salida del panel:**

Este valor puede tratarse del más importante en cuanto a la producción. La potencia generada es una variable que depende de la corriente y la tensión del panel, en estos elementos la intensidad generada depende del voltaje de carga y la temperatura de trabajo. Esto es una característica de los materiales semiconductores y se puede comprobar en la Figura 1-7.

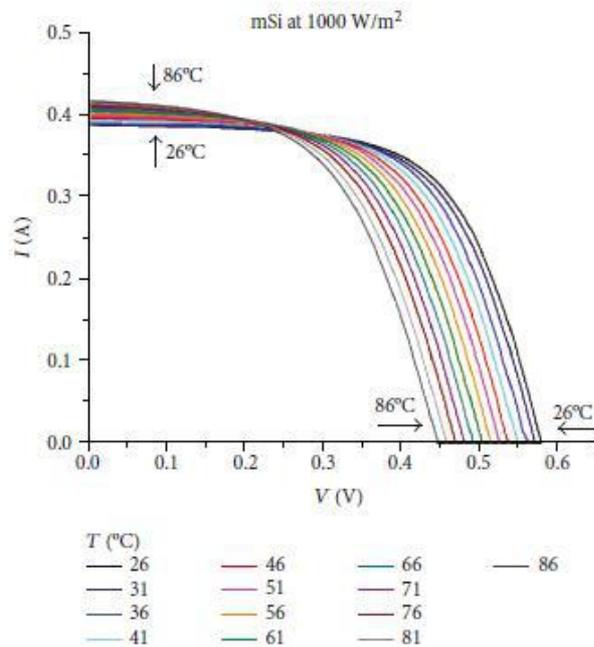


Figura 1-7. Curvas V-I para diferentes temperaturas de trabajo. y una radiación de 1000W/m² [6]

En la Figura 1-7, para un panel particular, se puede observar cómo a medida que aumentan los valores de temperatura y tensión, se reducen los valores de corriente, por tanto, la potencia disminuye. Esto es aplicable a cualquier panel fotovoltaico. Además, se puede observar que entre un amplio rango de tensiones de salida los valores de corriente permanecen prácticamente constantes, siendo esta zona la idónea para el trabajo.

La potencia máxima obtenible por un panel se expresa mediante la unidad “Watio Pico” (Wp): es aquella que se da en unas condiciones de referencia estándar, las cuales se detallarán a continuación.

- **Intensidad:**

El valor de corriente producida por el módulo fotovoltaico es directamente proporcional a la radiación recibida por el mismo, permaneciendo la tensión en valores casi constantes.

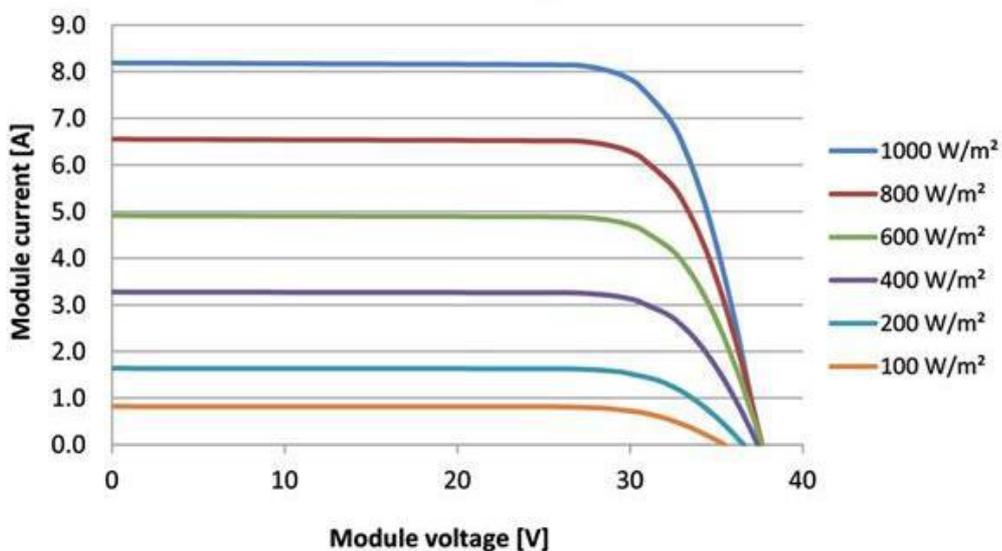


Figura 1-8. Variación de la corriente en función de la irradiancia y tensión de trabajo [7].

En la Figura 1-8 se puede apreciar cómo para un panel concreto, a una temperatura de trabajo de 25°C, a medida que aumenta la radiación los valores de corriente aumentan de forma proporcional para unos mismos niveles de tensión. Este es el motivo por el cual la orientación del panel tiene tanta importancia, ya que a mayor radiación se podrá maximizar la producción de la planta y por tanto obtener un mayor rendimiento económico de la misma, así como un menor tiempo de amortización.

- **Temperatura:**

Para las células fotovoltaicas, un aumento de la temperatura implica un aumento de la corriente generada, pero al mismo tiempo una disminución de la tensión, que es mayor proporcionalmente. Es este hecho el que hace que los fabricantes den la hoja de características del panel con los parámetros a 25°C, valor de referencia usado por la industria ya que se considera la temperatura óptima de funcionamiento. En el caso de que esta temperatura se supere no supone un problema para el proceso de carga de las baterías, si las hubiera, y en caso de que la temperatura sea inferior a la de referencia el voltaje crecería, con la consecuencia de la disminución de la corriente, como se ha visto anteriormente.

En conclusión, al aumentar la temperatura de trabajo del módulo la potencia generada disminuye. Cuando los paneles reciben radiaciones iguales o superiores a 1000W/m² la temperatura de trabajo puede llegar a ser 25°C superior a la temperatura ambiente, esto implica una reducción de tensión, y en consecuencia de potencia entorno a un 10% - 12%.

- **Temperatura de trabajo**

Temperatura alcanzada por un panel fotovoltaico teniendo en cuenta la temperatura ambiente y la radiación solar. Esta se calcula atendiendo a la siguiente ecuación:

$$T_t = T_a + KR$$

Siendo:

$$K = \frac{T_{onc} - 20}{80}$$

Donde:

- T_t : Temperatura de trabajo
- T_a : Temperatura ambiente (se suele utilizar la máxima anual)
- R : irradiancia en W/m².
- K : Coeficiente de operación (°C·m²/W)
- T_{onc} : Temperatura de operación nominal de la célula (°C)

- **Factor de degradación:**

Como cualquier objeto, los paneles fotovoltaicos u otros elementos de la planta, ven afectadas sus cualidades a medida que avanza el tiempo, siendo la causa de degradación mayor las condiciones climatológicas. En el caso de los módulos, trabajar por encima de la temperatura de referencia (25°C) o unas condiciones climáticas adversas (grandes variaciones de temperatura) afectan de forma significativa a la degradación de estos componentes. Por tanto, este factor debe tenerse en cuenta en la fase de diseño con el fin de minimizar las pérdidas en la producción de energía y la pérdida de rendimiento.

Normalmente este factor se suele calcular usando factores porcentuales con relación a la potencia pico, estimándose aproximadamente en un 0,5% anual. También puede ser calculado atendiendo a las curvas corriente – tensión.

Los fabricantes indican en las especificaciones técnicas de los paneles el factor de degradación de los mismos, o un factor de pérdidas, en función de la potencia máxima a una temperatura de 0°C. También suelen ofrecer información sobre coeficientes de pérdidas en algunos parámetros como la variación de temperatura óptima de trabajo, la corriente de cortocircuito frente a la temperatura o la pérdida de voltaje en circuito abierto frente a

temperatura.

En cuanto a la degradación de la instalación, concretamente de sus elementos, tiene gran importancia el mantenimiento de la misma, objeto fundamental del presente trabajo. Un buen plan de mantenimiento puede minimizar la degradación de los elementos, evitando así disminuir la capacidad de producción de la planta o el rendimiento de la misma.

1.9 Ventajas y desventajas de las instalaciones fotovoltaicas

- **Ventajas:** Como se ha visto en los apartados anteriores, la energía solar fotovoltaica es una de las fuentes de energía que más está creciendo en los últimos años en todo el mundo. Si se compara esta fuente con otras no renovables o convencionales se observan diferencias significativas como: menor nivel de contaminación, los procesos de mantenimiento son menos exigentes, etc.

Una de las ventajas más importantes de este tipo de instalación es la versatilidad en la ubicación: se pueden distribuir en edificios ya existentes o en grandes extensiones de terreno. No genera residuos de ningún tipo o contaminación acústica, en cambio, las fuentes no renovables producen residuos perjudiciales para la salud. Al ser una fuente de tipo renovable, es inagotable.

Técnicamente ofrece una elevada fiabilidad y un elevado factor de operación (horas de producción / horas totales del año). En materia de mantenimiento, al no disponer de elementos móviles en el caso de las instalaciones fijas, requieren menor mantenimiento. Los paneles pueden llegar a durar aproximadamente unos 30 años.

En materia económica y social, suponen una importante fuente de ingresos económicos para el desarrollo de zonas rurales o de ahorro en el consumo energético de los edificios que las alojen. No se depende de terceros países para adquirir el combustible (radiación solar). Puede suponer una fuente de ingresos adicionales para empresas o particulares en el caso de que estos decidan vender los excedentes de la instalación a las compañías eléctricas.

- **Desventajas:** Aunque se dice que es una fuente que produce contaminación nula, hay que tener en cuenta que los procesos de fabricación de los componentes y materiales llevan asociada la producción de residuos contaminantes. La construcción de las células fotovoltaicas de silicio es un proceso con un elevado coste económico. Lo mismo ocurre con el término inagotable, el silicio es un material presente en la arena común que es muy abundante en la naturaleza, pero pudiera darse el caso que debido a su alto consumo hubiera problemas para utilizar el mismo.

Económicamente para ejecutar una instalación de este tipo es necesario una inversión importante. A diferencia de otras tecnologías como la nuclear o ciclo combinado, que pueden usarse siempre que se requiera a pesar de condiciones climatológicas adversas, no garantiza la alimentación del sistema eléctrico todas las horas del año. El rendimiento es variable en función de la época del año, siendo la temperatura ambiente uno de los parámetros que más afecta a la producción de los paneles.

2 NORMATIVA VIGENTE

El objeto del presente capítulo es mostrar y analizar la normativa existente en materia de mantenimiento de instalaciones de generación de energía mediante tecnología fotovoltaica. Hay que destacar que el mantenimiento fotovoltaico está influenciado no únicamente por la legislación existente, sino además por tener en cuenta otros aspectos, como el funcionamiento del mercado eléctrico o la evolución de la tecnología, la cual ha sufrido importantes innovaciones en los últimos años.

2.1 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial.

En el artículo 4 del presente RD, se establecen las competencias administrativas para la autorización correspondiente para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierres de las instalaciones de producción, así como el reconocimiento para acogerse al régimen citado. Es decir, será necesario la autorización administrativa de la comunidad autónoma indicada para llevar a cabo la operación y mantenimiento de la instalación fotovoltaica. La competencia administrativa será de las comunidades autónomas, salvo en los siguientes casos:

- La comunidad autónoma donde se encuentre ubicada la instalación no cuente con competencias en la materia o cuando las instalaciones se ubiquen en más de una comunidad autónoma.
- Cuando la potencia instalada supere los 50 MW o se encuentren ubicadas en el mar, previa consulta en ambos casos a las comunidades autónomas afectadas por la instalación.
- La inscripción en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, así como la comunicación al operador del sistema y de mercado.

En estos tres supuestos descritos anteriormente la competencia dependerá de la Administración General del Estado, a través de la Dirección general de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

En el artículo 16 (Contratos con las empresas de red) se indica que será necesario que el titular de la instalación de producción acogida al régimen especial suscriba un contrato con la empresa distribuidora, por el que se regirán las relaciones técnicas entre ambos. Se especifica que uno de los apartados mínimos de dicho contrato deberá reflejar las condiciones de explotación de la interconexión, así como las circunstancias en las que se considere la imposibilidad técnica de absorción de los excedentes de energía, entendiéndose, que deberán reflejarse todas aquellas actividades de mantenimiento que afecten a la conexión entre la instalación productora y la red de distribución en dicho contrato.

En el artículo 18 (Obligaciones de los productores en régimen especial) se especifica que los costes de instalación y mantenimiento de los centros de control de generación, será por cuenta de los productores de energía. En el apartado e) de este artículo se especifica que las instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 2 MW, deberán cumplir con lo dispuesto en el procedimiento de operación P.O, 2013 (Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión en las instalaciones eólicas), el cual se analizará posteriormente en la Sección 2.8.

2.2 RD 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del RD 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Antes de analizar los requisitos de esta legislación para el mantenimiento de este tipo de instalaciones, se debe destacar que en el Capítulo I cataloga a estas como Tipo I, el cual se subdivide en Tipo I.1, para aquellas con una potencia inferior o igual a 20 kW y Tipo I.2, para potencias superiores a 20 kW.

En el Capítulo IV. Requisitos técnicos y de calidad, se hace referencia en el Artículo 13 a que por orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio se pueden establecer requisitos técnicos y de calidad, concretamente aquellos que permitan garantizar la seguridad del suministro, la respuesta frente a huecos de tensión, etc. Con el fin de cumplir con estos requisitos se dictamina que será condición necesaria para recibir la retribución correspondiente.

En el Capítulo V. Inspección, en el Artículo 14 se explica el proceso de control de las instalaciones fotovoltaicas con el fin de asegurar el cumplimiento de los requisitos técnicos en materia de mantenimiento y calidad del servicio, expuestos en el Artículo 13 de este RD. Este proceso será llevado a cabo por la Comisión Nacional de la Energía, dependiente de la Administración General del Estado, y en colaboración con los organismos competentes de las diferentes Comunidades Autónomas. Los resultados de las inspecciones serán remitidos al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio acompañados del acta correspondiente en la que se hagan constar los hechos observados. En el caso de incumplimiento de estos requisitos se tomarán medidas en materia de penalizaciones a la retribución a percibir por la actividad de producción de energía a la instalación.

2.3 RD 683/2011, de 13 de mayo, por el que se establecen seis certificados de profesionalidad de la familia profesional Electricidad y electrónica que se incluyen en el Repertorio Nacional de certificados de profesionalidad y se actualiza el certificado de profesionalidad establecido como Anexo III en el RD 1214/2009, de 17 de julio.

El objetivo de analizar este RD es esclarecer cuáles son los conocimientos y aptitudes necesarias para poder llevar a cabo operaciones de instalación o mantenimiento en instalaciones fotovoltaicas. En los diferentes anexos de esta legislación se esclarecen las especificaciones de los certificados de profesionalidad, centrándose este análisis en el I, III y IV debido a que se considerará que las instalaciones fotovoltaicas están comprendidas por partes de alta tensión, baja tensión e instalaciones de telecomunicación, en vista de lo analizado previamente en este apartado de la memoria.

- Anexo I. Operaciones auxiliares de montaje de instalaciones electrotécnicas y de telecomunicaciones en edificios.

La competencia general es la de realizar operaciones auxiliares, bajo el seguimiento del superior en el montaje y mantenimiento de instalaciones en el ámbito indicado en el título. Podrán desarrollar la actividad profesional en pequeñas y medianas empresas del ámbito privado mayormente. Los sectores productivos a los que se hace referencia en este certificado son varios, destacando el de "Montaje y mantenimiento de instalaciones electrotécnicas y de telecomunicaciones de tipo industrial" ya que es en este donde se centra el objetivo de este trabajo. Son numerosas las ocupaciones o puestos de trabajo relacionados con esta certificación, señalando los de ayudante al instalador en diferentes tipos de instalación, operario de instalaciones eléctricas de baja tensión y peón de la industria de producción y distribución de energía eléctrica. La duración de la formación asociada se corresponderá con un mínimo de 380 horas y se indican los módulos y unidades formativas a desarrollar en dicho periodo de tiempo.

- Anexo III. Montaje y mantenimiento de instalaciones eléctricas de baja tensión.

Aquellas personas que obtengan esta certificación la cual tiene un nivel 2 de cualificación profesional, tendrán competencia para montar, mantener y reparar las instalaciones eléctricas para baja tensión comprendidas en el ámbito del reglamento correspondiente, aplicando las técnicas y formas de proceder requeridos en cada caso,

consiguiendo los estándares de calidad, condiciones de seguridad y cumplimiento de la normativa vigente. Al igual que en la certificación anterior podrán desarrollar su actividad profesional en pymes, mayoritariamente privadas, bien por cuenta propia o ajena, en las áreas de montaje y mantenimiento de instalaciones de BT, cuyas actividades quedan reguladas por el reglamento asociado. Dentro de los sectores productivos son de destacar las “Instalaciones de BT en edificios de una industria específica”, considerando dentro de este grupo a las instalaciones fotovoltaicas. Entre las diferentes ocupaciones relacionadas, cabe destacar la de “Instalador electricista en general”. Será necesaria una formación asociada de un mínimo de 920 horas, indicándose los módulos formativos a desarrollar en el anexo III.

- **Anexo IV. Montaje y mantenimiento de redes eléctricas de alta tensión de segunda y tercera categoría y centro de transformación.**

Considerado un nivel 2 de cualificación profesional, la competencia que da esta certificación es la de montar y mantener redes eléctricas de alta tensión de segunda y tercera categoría, así como centros de transformación, consiguiendo alcanzar los objetivos de calidad, condiciones de seguridad y el cumplimiento de la normativa vigente. Al igual que ocurría anteriormente la actividad se desarrollará principalmente en pymes del sector, concretamente en las áreas de montaje y mantenimiento de redes eléctricas aéreas y subterráneas de alta tensión y centros de transformación. Son numerosos los puestos de trabajos relacionados con esta categoría pudiendo incluirse todos en la operativa de una instalación fotovoltaica. La duración mínima es de 490 horas y se especifican todos las unidades y módulos formativos a desarrollar.

2.4 Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

El RD 9/2013 se centra en dar solución al déficit tarifario producido a partir de la entrada en vigor de la Ley 54/1997. En este documento se especifica que la retribución derivada de la producción de energía eléctrica a partir de tecnología solar fotovoltaica se ve afectada por el cumplimiento en el rango del factor de potencia entre 0,995 inductivo y 0,995 capacitivo como se recoge en el anexo V del RD 661/2007. Esta exigencia deberá ser tenida en cuenta en el mantenimiento de todas aquellas instalaciones fotovoltaicas que deseen percibir la retribución específica en base a lo establecido en el RD.

Además, en la disposición final tercera de este documento se especifica que, en la aprobación del proyecto de ejecución de cualquier instalación tramitada a partir de la entrada en vigor de este RD, se deberán especificar los costes de mantenimiento de la planta fotovoltaica.

2.5 RD 627/2013, de 2 de agosto, por el que se establece un certificado de profesionalidad de la familia profesional Energía y agua que se incluye en el Repertorio Nacional de certificados de profesionalidad y se actualizan los certificados de profesionalidad establecidos como anexo I del RD 1967/2008, de 28 de noviembre y como anexo I del RD 1381/2008, de 1 de agosto.

Al igual que es necesario adquirir una formación académica para poder llevar a cabo tareas de mantenimiento en instalaciones eléctricas, concretamente en aquéllas que usan la tecnología fotovoltaica para la producción de electricidad, también será necesario cumplir con unos requisitos para poder impartir ese conocimiento, estando recogidos los mismos en este Real Decreto.

En el caso de las instalaciones fotovoltaicas se especifican los requisitos en la disposición final tercera de esta legislación, se describen los módulos formativos de replanteo, montaje y mantenimiento de estas plantas de generación de electricidad. Centrándonos en la unidad MF0837_2: Mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas, se exigen las siguientes acreditaciones:

- Licenciado, Ingeniero, Arquitecto o título de grado correspondientes y otros equivalentes.
- Diplomado, Ingeniero Técnico, Arquitecto Técnico o el título de grado correspondiente u otros títulos equivalentes.

- Técnico Superior de las familias profesionales de energía y agua
- Certificados de profesionalidad de nivel 3 del área profesional de energías renovables de la familia profesional de energía y agua.

Además, la experiencia profesional requerida en esta unidad de competencia será de 1 año con acreditación y tres años sin acreditación.

2.6 RD 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

El reglamento vigente deroga el RD 724/1979, de 2 de febrero, por el cual se determinaban las condiciones de mantenimiento y revisiones periódicas.

Se obliga a las empresas de producción, transporte y distribución de energía eléctrica a responsabilizarse de la ejecución, mantenimiento y verificación de las instalaciones de su propiedad. Se exige al titular de la instalación la contratación del mantenimiento de la misma para poder garantizar su debido estado de conservación y funcionamiento. Además de las inspecciones propias, se prevé la inspección cada 3 años, como mínimo, por organismos de control.

En el Artículo 15 del presente RD queda definida la capacidad que tendrán las entidades de producción, transporte y distribución para la ejecución y mantenimiento de las instalaciones de su propiedad. Estas empresas no precisarán presentar una declaración responsable según lo establecido en la ITC-RAT 21, ya que se entiende que estas poseen la capacidad técnica acreditada para realizar dichas actividades. En el caso de que estas empresas efectúen dichas actividades a través de una empresa contratada, esta sí deberá ostentar la condición de empresa instaladora según lo establecido en la ITC-RAT 21.

En el Artículo 21, se hace hincapié en el mantenimiento, verificaciones periódicas e inspecciones de las instalaciones por parte de los propietarios. Será responsabilidad del propietario que las inspecciones realizadas por el organismo de control se realicen cada 3 años. En este RD, además, se añade a lo ya mencionado anteriormente, que en la ITC-RAT 23 se explica el proceso para las verificaciones e inspecciones periódicas.

Destacar que en la ITC-RAT 02 vienen enumeradas todas las normas y especificaciones técnicas de obligado cumplimiento que se deben seguir para todos los elementos de alta tensión, de los cuales, en el caso de este trabajo, deberán tenerse en cuenta aquellos que pertenezcan a una instalación de este tipo.

A continuación, se analizará lo dispuesto en la ITC-RAT 21 para esclarecer los requisitos que deben tener las empresas para poder realizar el mantenimiento en una planta fotovoltaica. Los instaladores y empresas instaladores de alta tensión se dividirán en dos categorías, para instalaciones inferiores a 30 kV (AT1) y sin límite de tensión (AT2). Los instaladores deberán desarrollar su actividad en el seno de una empresa habilitada, esta deberá cumplir y acreditar ante la Administración pública que sus trabajadores se encuentran en alguna de las siguientes situaciones:

- a) Disponer de un título universitario que le competa y tenga las atribuciones legales exigidas en este reglamento.
- b) Disponer de un título de formación profesional incluido en el Catálogo Nacional de Cualificaciones Profesionales, cuyo ámbito coincida con el de esta legislación.
- c) Tener suscrito seguro de responsabilidad civil profesional u otra garantía equivalente.

El titular de la empresa o representante legal deberá hacer una declaración responsable en la que declare la categoría en la que va a desempeñar su actividad y que dispone de la documentación que le acredita a poder llevarla a cabo. Estas actividades podrán ser realizadas por empresas de cualquier otro país de la Unión Europea, presentando previamente la declaración responsable en el organismo competente de la comunidad autónoma donde vayan a desarrollar su actividad. Las empresas deberán disponer de toda la documentación que les acredite como empresa instaladora, disponer de los medios técnicos y humanos necesarios para cumplir con las

condiciones de seguridad y tener suscrito el seguro de responsabilidad civil o equivalente.

En la ITC-RAT 23. Verificaciones e inspecciones, se desarrollan las previsiones para cumplir con las condiciones técnicas y garantías de seguridad. Las empresas titulares de las plantas fotovoltaicas deberán disponer de todos los medios técnicos exigidos en el anexo I de esta instrucción. Las verificaciones previas a la puesta en servicio de la instalación deberán ser realizadas por el propietario o delegadas en una empresa instaladora habilitada según la ITC-RAT 21. Las instalaciones de alta tensión deberán ser objeto de verificaciones periódicas, mínimo una vez cada tres años, analizando el estado de todos los componentes. Estas podrán ser sustituidas por planes concertados con la Administración Pública que aseguren que la instalación cumple con los requisitos exigidos. El titular deberá remitir, en el plazo máximo de un mes, una copia del Acta de Verificación a la Administración Pública. Las inspecciones serán llevadas a cabo por la Administración Pública rigiéndose por lo establecido en la legislación sectorial competente.

Los procedimientos de inspección y verificación se realizarán sobre la base de las prescripciones que establezca la norma de aplicación, por lo especificado en el proyecto o atendiendo a lo expuesto en este artículo. La empresa responsable del mantenimiento tendrá la obligación de asistir al organismo de control en las pruebas y ensayos necesarios, no podrá ser realizada por los primeros bajo ningún concepto. Como resultado de la inspección se obtendrá una calificación, además de los documentos pertinentes. Esta valoración podrá ser:

- a) Favorable: No se perciben defectos graves o muy graves. En caso de defectos leves serán comunicados al titular para que este tenga conocimiento del mismo.
- b) Condicionada: Se detecten fallos graves o leves debidos a otros de una inspección anterior no corregidos. En el caso de nuevas instalaciones con esta calificación, no pondrán entrar en servicio hasta que sean corregidos y en el caso de las que ya están en servicio se les fijará un plazo máximo de 6 meses para resolver esas incidencias.
- c) Negativa: En el caso de observarse al menos un defecto muy grave. Si esta calificación es obtenida por una nueva instalación, no podrá entrar en servicio hasta verse subsanados y en caso de que ya estuviera en servicio será remitido al organismo competente de la administración.

A continuación, se definirán cada uno de los defectos mencionados anteriormente, siendo estos:

- a) Defecto muy grave: Aquel que suponga un riesgo grave o inminente para la seguridad de las personas o bienes.
- b) Defecto grave: Aquel que no supone un riesgo grave o inminente para la seguridad de las personas o de los bienes, pero pudieran verse provocados por un fallo de la instalación. También se incluyen, aquellos defectos que pudieran reducir de forma notable la capacidad de producción de la instalación fotovoltaica.
- c) Defecto leve: Aquel que no supone un peligro para las personas o bienes, no influye en el normal funcionamiento de la planta y en los que la desviación respecto a lo exigido en la normativa no tiene un valor significativo para el uso de la misma.

En el anexo perteneciente a esta instrucción se detalla un listado con los componentes mínimos exigidos para la realización de los procesos de verificación o inspección mencionados anteriormente.

2.7 RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Respecto a la catalogación del tipo de instalación, en este RD se define un nuevo sistema. Las instalaciones que utilicen como energía primaria la solar pertenecerán al Grupo b.1, el cual se subdivide en función del proceso de transformación de la energía solar en energía eléctrica; para aquéllas que utilizan la tecnología fotovoltaica pertenecen el Subgrupo b.1.1.

En el Artículo 7 de este RD se definen las obligaciones de los productores de energías renovables. En el caso de las instalaciones con potencia instalada superior a 5 MW, o inferior pero que formen parte de una agrupación del mismo subgrupo, deberán adscribirse a un centro de control de generación. Mediante este centro la

instalación remitirá la información en tiempo real al operador del sistema haciendo que sus instrucciones, acerca de operación y mantenimiento, sean ejecutadas con el propósito de garantizar la fiabilidad del sistema eléctrico. Para aquellas instalaciones con potencia instalada superior a 1 MW, o inferior pero que formen parte de una agrupación del mismo subgrupo, deberán enviar telemidas al operador del sistema en tiempo real. Los costes de instalación y mantenimiento de los centros de control serán a cargo de los productores. En el apartado d) de este artículo se dicta que las instalaciones de este tipo superiores a 2 MW, o inferiores, pero en agrupación del mismo subgrupo, estarán obligadas al cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión, especificados en el procedimiento de operación correspondiente y que se analizará posteriormente en el presente trabajo en la sección 2.8. También será tarea de los procedimientos de mantenimiento el cumplimiento con el rango de factor de potencia exigido en el apartado i) del presente artículo, estando este comprendido entre 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo, pudiendo diferir en función de las zonas geográficas, acorde a las necesidades del sistema eléctrico.

El valor de la potencia instalada, para productores de energía mediante tecnología fotovoltaica, que se debe tener en cuenta para aplicar el Artículo 7 queda definido en el Artículo 2, donde se expone: La potencia instalada corresponderá a la potencia activa máxima que puede alcanzar una unidad de producción. En el caso de instalaciones con tecnología fotovoltaica esta corresponderá al menor valor de entre las siguientes:

- La suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos de la instalación.
- La potencia máxima de la suma de las potencias de los inversores de la instalación.

En el Artículo 51 de este RD se exime de la obligación de comunicar las actuaciones sobre la instalación cuyo objeto sea el mantenimiento de la misma, siempre que no impliquen modificaciones de las características técnicas de la instalación que fueron consideradas para el cálculo del régimen retributivo.

2.8 P.O. 12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.

Hay que destacar que en el artículo 18 del RD 661/2007 de 25 de mayo se obligaba a tener en cuenta esta legislación para instalaciones de producción de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica, a pesar de que el título especifica que es para tecnología eólica.

Será materia del mantenimiento de la instalación, el cumplimiento de los valores y parámetros exigidos en esta resolución con el fin de proteger la red:

- Periodo de falta: tiempo comprendido entre el inicio de un cortocircuito, caída de tensión por debajo a 0,85 p.u., y en el momento que es despejado por la actuación de las protecciones correspondientes al lugar donde se produce la falta.
- Huevo de tensión: descenso brusco del valor de tensión seguido de un restablecimiento de la misma. Tendrá una duración máxima de 1 minuto y mínima de 10 ms.

En cuanto a la respuesta frente a cortocircuitos, será obligado para el titular de la instalación conseguir unos niveles de mantenimiento de la misma, con el fin de que se mantenga acoplada al sistema eléctrico sin sufrir la desconexión por una causa producida por un huevo de tensión.

2.9 P.O. 2.5. Planes de Mantenimiento de las Unidades de Producción

El objetivo de este Procedimiento de Operación es, determinar los procedimientos de mantenimiento para que el operador del sistema y gestor de la red de transporte, Red Eléctrica de España, disponga de forma permanente y actualizada la información necesaria para prever las indisponibilidades de las plantas fotovoltaicas. Este documento deberá tener en cuenta todas aquellas instalaciones acogidas al régimen especial y sujetas a contratos bilaterales que les eximan de la obligación de ofertar.

Los trabajos de mantenimiento deberán ser comunicados al operador del sistema con la mayor antelación

posible, de forma que le permitan a este prever la cobertura necesaria y la garantía de suministro. Se deberá informar de la instalación en cuestión, del alcance de los trabajos, fechas de inicio y fin de los mismos, así como de la potencia que quedará indispueta.

3 ELEMENTOS DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

Para comprender cuál es el funcionamiento y mantenimiento de una planta de generación de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica, es imprescindible saber cuáles son los elementos necesarios para llevar a cabo esta actividad de producción de energía de manera comercial. El objetivo del presente capítulo es dar a conocer los elementos más esenciales, las características más importantes de los mismos (será sobre estos donde se realicen las tareas de mantenimiento más críticas) y cuál es su función dentro del sistema. El orden de los elementos que se van a describir a continuación es creciente, desde el elemento básico de generación hasta la conexión con la red de distribución o transporte, para mayor detalle ver la Figura 3-1.

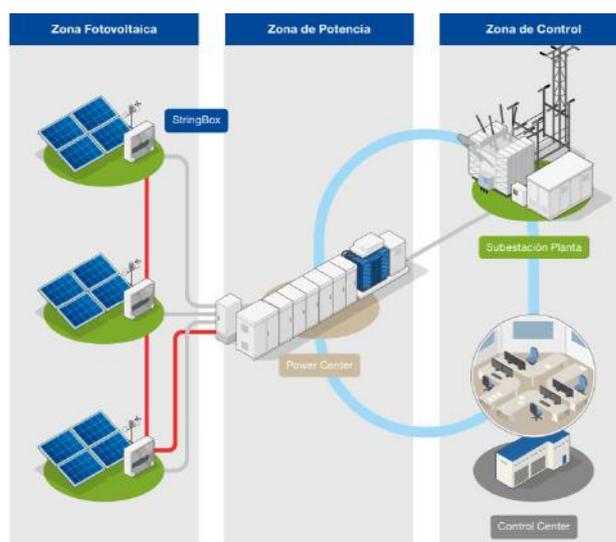


Figura 3-1. Distribución de elementos de un parque fotovoltaico. [8]

3.1 Módulo o Panel Solar Fotovoltaico

El módulo está formado por un conjunto de celdas fotoeléctricas interconectadas entre sí. Es el encargado de transformar de una manera directa la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica, en forma de corriente continua, mediante el efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico, detallado en la sección 1.7, consiste en la generación de una diferencia de potencial en un material semiconductor cuando este se expone a la luz solar, relacionado con la producción de electrones libres.

El efecto fotovoltaico en un módulo se realiza en las células fotoeléctricas y función del material empleado o el tratamiento de estos, se pueden encontrar numerosos tipos de estas. A continuación, se detallan algunas de estas y sus características más importantes:

- Células de silicio monocristalino. Formadas por un único cristal de silicio. Su rendimiento es superior al resto de modelos ya que los átomos del material se encuentran perfectamente alineados, hecho que favorece la conductividad.
- Células de silicio policristalino (P-Si): Formadas por diferentes cristales de silicio. Con un menor rendimiento, pero con un coste inferior a los monocristalinos.
- Células de capa delgada (Thin-Film): Se forman tras depositar capas de material fotovoltaico sobre una superficie de vidrio o plástico. Menor rendimiento que los cristalinos, pero tiene un coste de fabricación inferior.
- Células de cobre, indio, galio y selenio (CIS o CIGS). Su composición se basa en ir depositando capas

de estos materiales sobre un soporte de vidrio o plástico. Este tipo tiene un alto coeficiente de absorción de luz solar.

- Células de telururo de cadmio (CdTe). Probablemente la tecnología fotovoltaica de menor costo, se basa en la deposición de una delgada capa del material sobre una superficie.
- Células de silicio amorfo (a-Si). Se trata de la forma no cristalina del silicio. De un coste menor a otras, pero con unos rendimientos ínfimos, motivo por el cual se descarta su uso en instalaciones comerciales.

Atendiendo a la relación costo/rendimiento de las células de silicio (las más usadas) se pueden encontrar diferencias significativas en función de proceso de fabricación empleado para la producción de la célula. Los métodos usados normalmente son:

- Método Westinghouse, mediante la formación de una cinta estrecha de silicio entre dos semillas y se tira hacia arriba de una fundición de silicio superenfriado. La producción puede llegar a ser de 24 cm²/min y obtener rendimientos entorno al 12%.
- Proceso de Borde Definido. También mediante la creación de una cinta, esta vez se le hace pasar por dos moldes de Grafito, suelen obtenerse células de espesores aproximados a 0,25 mm, con rendimientos del 11%.
- Proceso R.T.R., mediante la superposición de capas de silicio sobre un sustrato temporal, una vez obtenido este producto (laminado) se someterá a un refinado mediante el uso de rayos láseres, consiguiendo rendimientos entre el 9 y el 11%.

Para la obtención de silicios policristalinos hay que cortar y pulir las láminas de material. En el silicio la mayor reducción del rendimiento en la producción de energía se debe a la colección incompleta de los pares electrón-huecos. Para evitar esto se debe disminuir el grosor de la lámina p y aumentar la movilidad de los electrones, pudiendo obtenerse valores de eficiencia o rendimiento de hasta el 16%.

Además de las celdas de material semiconductor, un panel se encuentra formado por la propia estructura del módulo que autoporta todos los elementos, diodos de “bypass”, diodos de bloqueo, fusibles, cableado, varistores (protección frente a sobretensiones), seccionadores y las cajas de conexión. En la Figura 3-2 se representan todos estos elementos.

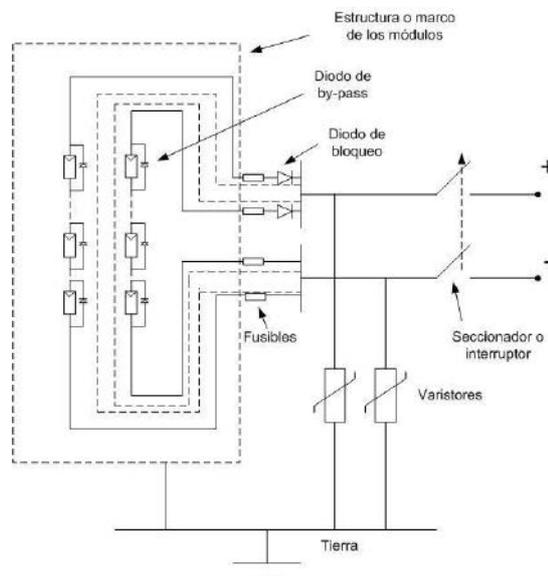


Figura 3-2. Esquema unifilar de un panel fotovoltaico [9].

Los módulos se agrupan en “hileras” o “ramas”, y pueden ser conectados en paralelo (con tensiones iguales a las del módulo 12-18 V) o en serie (suma de tensiones, 12 V, 24 V, 36 V, etc.). A la agrupación de paneles fotovoltaicos en serie también se le conoce como string. Cuando estas tienen tensiones superiores a 30 V, es necesario la instalación de diodos de “bypas” en antiparalelo; la función de estos es permitir una ruta opcional para la corriente en el caso de que alguna de las células que pertenecen a esa rama se encuentre deteriorada o

sombreada. En instalaciones grandes, los diodos de bloqueo se utilizan en el caso de que se den muchas hileras en paralelo, se dispondrá de uno por cada una de estas ramas, con el fin de que las que reciban una menor radiación solar no funcionen como una carga de las que están funcionando con normalidad, en situaciones de nubosidades parciales. Los fusibles son protección de los conductores del módulo frente a sobrecorrientes; estos suelen ir asociados a seccionadores, que permiten aislar estos del resto de la instalación. Los varistores, actúan como protección frente a sobretensiones, normalmente generadas por descargas atmosféricas.

Todos estos elementos mencionados en este apartado, en la planta de generación, se encuentran instalados en la estructura soporte, la cual debe estar diseñada para soportar las cargas, principalmente mecánicas, producidas a raíz de las inclemencias meteorológicas.

3.2 Caja de corriente continua

Su función principal es la de recibir la energía proveniente de los módulos fotovoltaicos a través de los cables del circuito de corriente continua. Dentro de esta se encuentran diferentes elementos, cuya función principal es la protección eléctrica de la instalación y del personal de la misma. Estos son interruptores seccionadores, fusibles, protecciones frente a sobretensiones, etc.

Todos los elementos que están ubicados en la caja tienen una alta importancia en el funcionamiento de la planta, ya que en caso de que ocurriese algún problema o avería, los equipos electrónicos, el cableado y los propios módulos fotovoltaicos se encontrarían protegidos y no sufrirían ningún daño. Esto permite que pueda reanudarse la actividad de la planta en la mayor brevedad posible y reducir también las tareas de mantenimiento correctivo y los tiempos de avería.

Normalmente, se dispone de un armario o caja para varias líneas de paneles fotovoltaicos. Estos dispositivos son conectados por un circuito en corriente continua con el inversor, recibiendo este último la corriente procedente de las diferentes series de módulos.

3.3 Inversor

Probablemente este sea el elemento más importante de cualquier instalación fotovoltaica conectada a red. El objetivo del inversor es cambiar el voltaje de entrada en corriente continua procedente de los paneles fotovoltaicos a un voltaje de salida en corriente alterna. Es muy importante que este siga la frecuencia de la tensión en la red de salida; asimismo, la forma de onda deberá ser lo más próxima posible a una forma senoidal con el fin de evitar la aparición de armónicos que aparezcan en la red. A continuación, en la Figura 3-3, se muestran dos ejemplos de inversores:



Figura 3-3. Inversores [10] y [11].

Atendiendo a que la potencia producida por los generadores variará con la irradiancia y la temperatura a la que se encuentren las células que componen el panel, el inversor tendrá que tener la capacidad de poder obtener la máxima potencia posible de los módulos fotovoltaicos. Para conseguir esto, normalmente, se incorpora al inversor un “MPPT” (Maximum Power Point Tracker), se trata de un elemento electrónico que hace la función de seguir el punto de máxima potencia, este se encarga de variar cada cierto tiempo (1-2 minutos) la tensión de entrada del inversor hasta conseguir que la potencia de salida del generador sea máxima.

En las instalaciones en explotación se usan inversores con rendimientos superiores al noventa por ciento (90%) y el ochenta (80%) en momentos de poca irradiación, que dispongan de bajo contenido en armónicos de corriente (THD inferior al 5%), elevado nivel de fiabilidad, peso reducido (evita sobrecargar la estructura), etc.

Normalmente los requisitos exigidos a este tipo de elementos en las instalaciones de producción suelen ser:

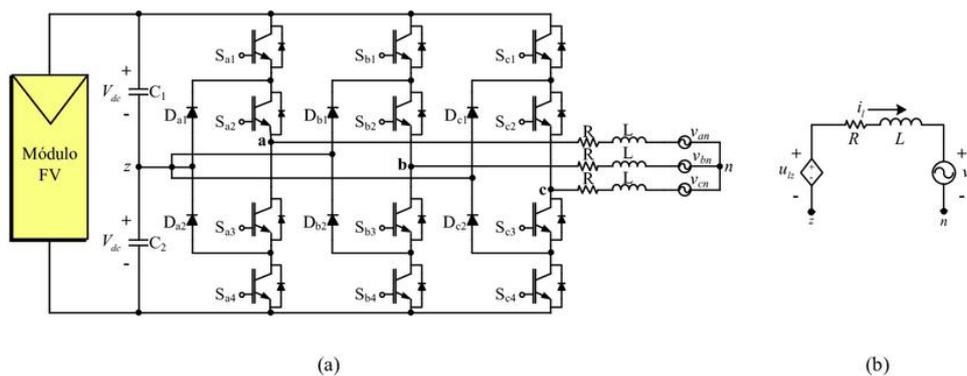
- Contar con los niveles de protección necesarios para conservar la seguridad de los operadores.
- Desconectarse automáticamente en caso de fallo, durando la desconexión unos pocos segundos a partir de la detección de la falta.
- Facilitar la accesibilidad de los operadores a los puntos de conexión con el resto de equipos (contactos).
- Deberán contar con un factor de potencia unitario para evitar problemas en la red.
- Cumplir con las especificaciones de diseño de la red eléctrica.

Normalmente, se recomienda la desconexión de este elemento cuando la tensión nominal no está comprendida en el rango 80 -100%.

Para los sistemas conectados a red se hace una distinción entre los diferentes tipos de inversores que se pueden usar:

- **Inversor centralizado.** En este tipo varias series de paneles fotovoltaicos se unen en un único inversor. Frente a las ventajas económicas que supone, tiene la gran desventaja que en caso de fallo se perderá la producción de todas las agrupaciones conectadas al mismo.
- **Inversores de cadena.** Estos se encuentran conectados en cada una de las series de módulos enviando la energía desde cada uno de estos a un mismo punto. En este tipo el mantenimiento es mucho más sencillo y el coste unitario de cada inversor es de los más económicos.
- **Microinversor, de tipo distribuidor.** Cada uno de estos inversores se conecta a un único módulo. Como gran ventaja, en caso de fallo la energía perdida corresponderá únicamente a la del panel asociado.
- **Optimizador de potencia.** Se trata de un híbrido entre un microinversor y uno de tipo cadena. En este caso el mantenimiento es el más económico de todos los mencionados y su instalación es individual.

Por tanto, según el coste de mantenimiento se recomienda que se elija bien un optimizador de potencia o un inversor de cadena. A la hora de elegir un convertidor no solo se tendrá en cuenta el coste económico de adquisición o mantenimiento, entran otras variables como el impacto de un fallo, coste de las reparaciones o eficiencia. La evaluación de todos estos riesgos se llevará a cabo en el proceso de diseño de la planta, pero es necesario que se documente todo para posteriores verificaciones o mejoras de la planta. A continuación, en la Figura 3-4 se puede observar un esquema unifilar de conexión de un módulo y un inversor.



(a) Inversor fotovoltaico NPC interconectado a la red eléctrica y (b) circuito equivalente por fase del NPC

Figura 3-4. Esquema conexionado modulos fotovoltaicos e inversores. [12]

3.3.1 Sistemas de control de los inversores

Una de las funciones del inversor es chequear la calidad de la energía inyectada a la red, con el fin de que se cumplan los parámetros y especificaciones indicadas por el operador del sistema. Entre ellos se encuentran:

- **Limitación de la potencia activa:** Asignado un valor predeterminado máximo de potencia a inyectar, el inversor tiene la capacidad de no sobrepasar el mismo. Esta limitación también se puede referir atendiendo al valor de la frecuencia de red; en este caso el inversor realiza comprobaciones de forma permanente de la frecuencia de la red a la que se verterá la energía producida. En caso de que la frecuencia de la red sea superior a la nominal (50 Hz en Europa), el inversor automáticamente reduce la cantidad de potencia activa inyectada a la red hasta restablecer el valor nominal.

En el caso de que la frecuencia de la red fuera superior a alguno de los límites de frecuencia del propio inversor, este se desconectaría automáticamente y pasaría al estado en el que únicamente se dedica a la monitorización de la red, volviendo a inyectar energía cuando los valores de frecuencia vuelvan a los admitidos por el propio inversor.

- **Regulación de potencia reactiva:** Siempre y cuando el operador de la red lo demande, el inversor podrá inyectar potencia reactiva siguiendo los procedimientos y exigencias de los responsables de la red.

Para inyectar potencia reactiva el inversor puede realizar una serie de actuaciones, las cuáles se detallan a continuación:

- o El inversor se ajustará para no proporcionar potencia reactiva
 - o El inversor se ajustará para un valor nominal de potencia reactiva que será proporcionado por el operador de la red.
 - o El inversor se programará para un rango determinado de potencia reactiva a suministrar.
 - o También se podrá ajustar el valor de la potencia reactiva a inyectar en función de la relación entre los parámetros “Factor de potencia/Potencia reactiva”, de esta forma se regula que el desfase sea en todo momento el requerido por el operador del sistema.
 - o Ajusta gradualmente la potencia reactiva; para este caso como valor de referencia se tendrá la tensión de la red.
- **Seguimiento del punto de máxima potencia:** Una de las funciones principales del software que controla el inversor es alcanzar una producción óptima de energía de la instalación fotovoltaica.

Este seguimiento se basa en la tensión máxima de la planta, el valor de la radiación solar recibida por los paneles y la temperatura de trabajo de los mismos. Estas tres variables se encuentran relacionadas de forma en que el valor de la primera dependerá de las otras dos. Dependiendo de los valores de radiación y temperatura mediante un algoritmo, el inversor buscará en unas curvas que enfrentan

intensidad y tensión, los niveles de tensión óptimos con los que se puede obtener la mayor producción de energía de la planta.

- **Respuesta frente a huecos de tensión:** Cuando se producen bajadas significativas de los valores de tensión del sistema a raíz de fallos de corta duración, el inversor deberá cumplir con lo expuesto en la normativa correspondiente; la cual se detalla en el capítulo 2, concretamente en el Procedimiento de Operación 12.3.
- **Seguimiento de la tensión y la frecuencia de la red:** Como se ha comentado anteriormente, una de las funciones del inversor es monitorizar permanentemente los valores de voltaje y frecuencia de la red de transporte por si se exceden o no se alcanzan los valores límites de trabajo del propio inversor, en tal caso el propio dispositivo procede a su desconexión para evitar problemas mayores que pudieran afectar al propio parque fotovoltaico.

Estos valores y el tiempo de reactivación hasta que el inversor vuelve a conectar a la red pública son configurables por los operadores de la propia central. Para la tensión se suelen fijar límites para máximos (sobretensiones) y para mínimos (subtensiones). En caso de que se llegue a estos valores límite durante un tiempo predeterminado por los operarios o por alguna especificación técnica, el inversor procedería a su desconexión. Igual ocurre con los valores de frecuencia.

Una vez el fallo que ha provocado la desconexión de la red de este dispositivo ha desaparecido, esperará hasta que los valores nominales se encuentren dentro de los rangos admisibles, previamente definidos, para proceder al reenganche de la red.

- **Sincronismo con la red**

En comparación con otros generadores de energía, como el alternador, en una instalación fotovoltaica no se busca el sincronismo con la red. En este caso, se producen unas corrientes de referencia, por el inversor, que permiten controlar la potencia instantánea; atendiendo a la relación entre la potencia y la corriente se consigue una función del voltaje de la red que permite conocer su valor permanentemente.

De esta forma se controla el voltaje a la salida (amplitud y fase), consiguiendo así chequear la corriente y los valores de potencia activa y reactiva que se están suministrando.

- **Reconocimiento de red aislada**

El inversor también permite la detección de redes aisladas y en caso de encontrarlas, aislar el parque de la red con el fin de protegerlo.

Una red aislada consiste en un fenómeno producido por la desconexión de los consumidores de la red principal a la vez que la fuente de producción continúa inyectando energía a esa misma sección. Se dice que la instalación está funcionando en isla.

Los problemas derivados de este fenómeno vienen derivados de que la red ya no impone los valores de tensión y frecuencia del sistema lo que puede producir importantes daños materiales para los equipos de la instalación y personales para los trabajadores del parque.

El método de detección de redes aisladas se basa en el uso de métodos activos por los cuales, si se dieran distorsiones significativas en los diferentes parámetros que se usan para evaluar el estado de la red (voltaje y frecuencia), cumpliendo una serie de condiciones, el inversor detendría su funcionamiento.

3.4 Centro de transformación

Las tensiones de salida de los inversores no pueden ser muy elevadas por las limitaciones técnicas de los materiales que los componen, por lo tanto, no pueden verter la energía producida directamente a la tensión de transporte. Para poder trabajar con tensiones altas y poder disminuir las pérdidas en los conductores será necesario la instalación de centros de transformación que permitan obtener esos valores de voltaje.

Existen diferentes tipos de centros de transformación (CT):

- CT en intemperie: Se dispone de la cimentación necesaria para albergar todos los equipos, encontrándose estos al aire libre. Su utilización en instalaciones fotovoltaicas es escasa.
- CT subterráneos: Construidos bajo tierra, son utilizados cuando se carece de espacio para ponerlos sobre la superficie.
- CT de superficie: Normalmente ubicados en un edificio ya existente o diseñado para esta función, todos los elementos se encuentran en el interior.
- CT prefabricado: Estos edificios son los más usados para instalaciones fotovoltaicas de gran tamaño y vienen fabricados antes de su instalación; el material que se usa para estos suele ser hormigón.

Este último suele ser el más usado por temas económicos, reducción del trabajo en obra (prefabricación), instalación y conexionado sencillos.

Las acometidas de los centros suelen ser subterráneas, tanto para la entrada como para la salida en media tensión con dirección a la subestación asociada a la instalación de generación.

La aparatamenta que conforme el centro de transformación será:

- Celda de línea
- Celda de protección
- Celda de transformador
- Celda de medida (en caso necesario)
- Embarrados de MT
- Cuadro de BT
- Transformador de potencia (elevador).

3.5 Estructura

La función esencial de estos elementos, también conocidos como trackers cuando son móviles, es soportar los módulos fotovoltaicos y darles la orientación óptima para obtener el máximo rendimiento posible. Generalmente suelen estar normalizados por los fabricantes, por lo que no es necesario realizar un laborioso proceso de cálculo y diseño, no obstante, numerosas empresas disponen de softwares propios para el dimensionado de las instalaciones con sus productos, quedando solo la necesidad de calcular la cimentación en caso de que se haga sobre el terreno. Las estructuras pueden ser de diferentes tipos:

- **Fijas sobre el terreno:** Normalmente se utilizan estructuras de celosía, las ventajas de este tipo son la ligereza y el ahorro de materiales, por tanto, ahorro económico. Se suelen anclar mediante cimentación a través de cemento o bloques de hormigón, esto dependerá de la calidad y tipología del terreno donde se ubique el parque, ya que los módulos posiblemente hagan efecto vela al conjunto de la estructura y puede que la instalación vuelque teniendo en cuenta las superficies que abarcan estas. Como ventaja significativa es el tipo de instalación más económica. Como inconveniente tienen menor rendimiento que los trackers (también conocidos como seguidores) ya que no pueden aprovechar la orientación para obtener una mayor radiación solar. Ver Figura 3-5 para mayor detalle.

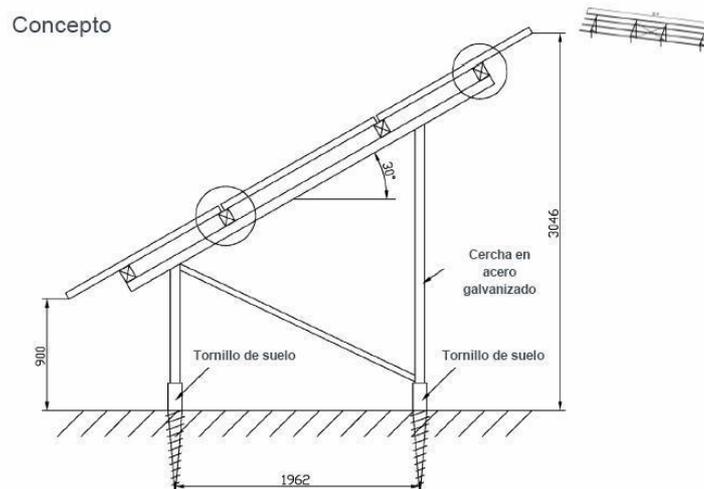


Figura 3-5. Esquema estructura fija de una instalación fotovoltaica. [13]

- **Sobre seguidores o trackers:** Dependiendo de la potencia que se quiera obtener por cada estructura existen diferentes modelos con tamaños distintos, pudiendo llegar a obtener unos 100 kilowatios por tracker. Con estos seguidores se obtiene un notable aumento del rendimiento de la instalación, debido a que en todo momento los módulos fotovoltaicos se encuentran con la orientación óptima para obtener una mayor producción. Estos dispositivos son automáticos y basan su movimiento en el cálculo en tiempo real del ángulo cenital (elevación del Sol) y el ángulo azimutal (dirección relativa del Sol a lo largo del horizonte). El principal inconveniente respecto a las estructuras fijas es su elevado coste económico, aunque normalmente gracias al aumento de rendimiento se obtiene un saldo positivo en las ganancias. Existen dos tipos de seguidores:

- o Seguidor solar a un eje (Figura 3-6)
- o Seguidor solar a dos ejes

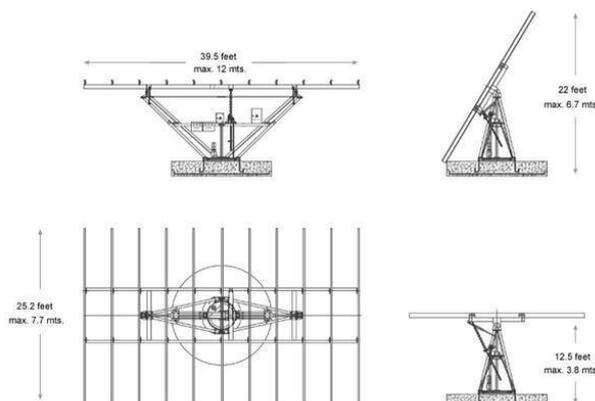


Figura 3-6. Esquema estructura de un tracker a un eje. [13]

- **Sobre tejados:** Aunque no se usa para instalaciones de ámbito comercial, se ha decidido indicar este tipo debido a que es el predominante en instalaciones de autoconsumo en edificios residenciales, naves industriales o cualquier otro que disponga de una cubierta donde se pueda ubicar la instalación. Dependiendo del tipo de cubierta (chapa, hormigón, teja, etc.) o de la orientación de la misma (plana o inclinada) pueden darse diferentes subtipos de esta modalidad de estructura.

3.6 Líneas de evacuación interna

Serán las encargadas de evacuar la energía producida en la propia central y conectarán los centros de transformación entre sí y con la subestación de la propia instalación.

Normalmente estas líneas suelen ir enterradas y con aislamiento seco. Se suelen disponer en configuración en antena o radial con el fin de utilizar secciones de cables menores y poder disminuir el coste. Con el cable de MT que conecta cada transformador y las correspondientes celdas se realizarán las conexiones de las celdas de todos los centros de transformación de la planta, enlazando posteriormente con la propia subestación.

3.7 Sistema de supervisión

Los sistemas SCADA o de supervisión, tienen la misión de recabar todos los datos de funcionamiento de la central, así como de la información meteorológica. Este sistema, totalmente automatizado, permite en todo momento analizar el correcto funcionamiento, detectar el origen de los fallos y desconectar de la red en caso necesario.

Todo este análisis necesario para la regulación y control es ejecutado por los inversores de la propia instalación. Con la medición de determinados parámetros de red y configuraciones programadas, pueden gestionar la inyección de la energía producida a la red.

Componentes del sistema de control:

- **Unidades y cajas de monitorización de strings (SMU):** Las cajas de monitorización de strings son los equipos de medida de las cadenas de paneles. Su función es almacenar en tiempo real toda la información eléctrica de un panel fotovoltaico; no influye el tipo de inversor utilizado en la planta y pueden monitorizar hasta 4 señales de estado. Este sistema garantiza la monitorización permanente de todas aquellas secciones de la instalación que trabajan en corriente continua, pudiendo detectar fallos en los generadores fotovoltaicos a nivel de strings, siendo los strings los equipos de medida de un conjunto de paneles fotovoltaicos. Los datos se recogen mediante Modbus RTU haciendo uso de una interfaz RS485. Este elemento tiene un papel fundamental en materia de mantenimiento ya que permite detectar con mayor rapidez pérdidas en el inversor, asegurando de esta manera el rendimiento a largo plazo de la planta. Las cajas pueden monitorizar valores de corriente en los strings, voltaje, corriente total y potencia total.
- **Inversor:** Aunque se haya hecho un subapartado exclusivo para este elemento en la presente memoria, se vuelve a incluir en este punto atendiendo a la importancia del mismo en las tareas de control. Estos se encuentran equipados con una serie de componentes que permiten la comunicación con los operadores de la planta. Su función es la de regulación, es decir, transmitir las exigencias del operador de la red o de la propia planta al sistema de gestión de la red; y la de monitorización.
- **Receptor/emisor de especificaciones:** La función de este es gestionar la inyección de la energía a la red de media tensión interna del parque. Dispone al operador de la capacidad de limitar, en remoto, la potencia de la instalación haciendo uso de la comunicación con el inversor. Además, permite la posible consulta y visualización de las especificaciones demandadas por el operador de red en el sistema de

monitorización propio de la planta, por lo cual los operarios de la instalación se encuentran informados en cualquier instante.

Existen también diferentes dispositivos instalados en la central solar que permiten la correcta comunicación entre diferentes dispositivos que se encuentran en la planta.

- **Red de comunicaciones:** Conformado por todo el cableado de comunicaciones que se instala entre los dispositivos que componen el sistema de monitorización y control al completo de la planta. Su diseño se suele basar en diferentes tecnologías como RS485, RS232 y Ethernet.

3.8 Estación meteorológica

Los equipos que forman la estación meteorológica tienen la misión de recabar la información respecto a condiciones ambientales que afectan al propio parque fotovoltaico. Esta información permite la supervisión y control del estado de las diferentes áreas de la planta fotovoltaica. Suelen encontrarse ubicadas cerca de los centros de transformación y repartidos por todo el parque, ya que a veces suele ser tal la superficie ocupada por el mismo que pueden darse diferencias significativas de algunos parámetros meteorológicos entre unos puntos y otros, como la temperatura, radiación solar, etc. Estas estaciones suelen estar formadas por diferentes componentes como:

- **Captador solar o piranómetro:** El captador piranométrico puede medir con precisión el nivel de radiación solar que están recibiendo las diferentes áreas de nuestra instalación fotovoltaica, por esto mismo, se trata de un elemento indispensable en la actividad de producción de un parque. Suelen encontrarse aislados individualmente y repartidos por las áreas de la central donde se encuentran ubicados los módulos fotovoltaicos, lo cual permite controlar con mayor exactitud la radiación recibida por un grupo de paneles.

En el caso de que las instalaciones sean del tipo de seguidor solar o tracker, este elemento se hace más imprescindible aún, ya que permitirá orientar la estructura con el fin de obtener un mejor rendimiento y una mayor producción de energía.

- **Sensor de temperatura:** Estos sensores permiten conocer las condiciones en las que se encuentran trabajando los paneles e indicar el correcto funcionamiento de los mismos, algo indispensable para una gestión adecuada de los elementos de producción.
- **Captadores de viento o anemómetros:** El anemómetro es el dispositivo por el cual se obtiene información sobre la velocidad del viento. Permite detectar incidencias o fallos en las placas, en caso de que se superaran ciertos valores de velocidad del viento los paneles podrían perder su unión con la estructura. En el caso de que la instalación sea del tipo trackers es más indispensable aún, ya que permite asegurar la protección de estos frente a importantes rachas de viento que pudieran generar problemas en función de la inclinación o posición en la que se encontraran estos. Suelen encontrarse instalados a una altura de 10 m sobre la cota del terreno.

3.9 Subestación

En la realidad se pueden dividir las subestaciones en dos grandes grupos: reductoras o elevadoras. En este trabajo sólo se contemplarán las características de las segundas, ya que la función de las subestaciones en las plantas fotovoltaicas es elevar el nivel de tensión de trabajo al de la red de transporte o distribución. La subestación de la planta se encuentra en el punto frontera de la planta fotovoltaica conectada a través de una línea con la subestación de compañía, siendo este el punto de conexión para el transporte de la energía eléctrica a la red de transmisión.

3.9.1 Tipos de subestaciones

En la actualidad dependiendo de las necesidades y condiciones del lugar donde se vaya a instalar la subestación pueden ser de diferentes tipos:

- **Intemperie:** Construida en el exterior (todos los elementos al aire libre), también llamadas de tipo convencional. Teniendo en cuenta que todos los equipos estarán sometidos a las inclemencias del tiempo, es importante que la aparamenta disponga de grandes capacidades para trabajar bajo condiciones climatológicas adversas. Utilizadas mayoritariamente en sistemas de alta tensión y alejadas de núcleos urbanos.
- **Interior:** También llamadas de tipo compacto. Toda la aparamenta se encuentra alojada en el interior de un edificio, en este caso los equipos se encuentran protegidos de las inclemencias meteorológicas por la propia construcción. Además, todos los equipos se encuentran localizados en celdas de media tensión, lo que hace que el tamaño necesario para una subestación de este tipo sea aproximadamente 10 veces menor que el de una convencional. No todos los equipos se encuentran en el interior, en numerosos casos los transformadores de potencia están alojados en el exterior con el fin de minimizar los daños por posibles fallos o accidentes.
- **Aisladas:** Normalmente se utiliza como aislante gas SF₆ o Hexafloruro de Azufre. Toda la aparamenta se encuentra dentro de una envoltura metálica junto con el gas. El uso de este gas garantiza una reducción de las distancias necesarias entre los elementos y por tanto el espacio necesario es aún menor, también llamadas de tipo blindada por este motivo. Cada vez son más usadas debido al impacto ambiental de las subestaciones convencionales.

3.9.2 Tipos de embarrado

Son numerosas las diferentes configuraciones que puede haber en una subestación, siendo este uno de los aspectos más importantes en la fase de diseño. Esta debe ser lo más simplificada posible con el fin de minimizar los fallos y, por tanto, los problemas de servicio, minimizar los costes y que el mantenimiento de las mismas no suponga una interrupción del servicio.

El objetivo principal en materia de mantenimiento de una subestación tiene que ser evitar la detención del servicio por fallo o defecto de la aparamenta. Y en caso de que se diera el fallo, la configuración de la subestación tiene que permitir el restablecimiento del servicio en el menor tiempo posible.

Las disposiciones básicas del embarrado son:

- Barra simple
- Barra simple partida
- Barra simple con barra de transferencia
- Doble barra
- Doble barra con doble interruptor
- Anillo
- Interruptor y medio

3.9.3 Aparamenta

3.9.3.1 Transformadores de medida y protección

La función de estos elementos es transformar las elevadas corrientes y tensiones de trabajo de una forma proporcional a valores reducidos de trabajo de estos equipos que permitan obtener información de la subestación. Las variables que se miden principalmente son potencia transmitida, tensiones, variables para los relés de protección para ejecutar o no maniobras en función de la situación. Además, estos transformadores aíslan a los propios equipos de medida y protección. Los transformadores de corriente se dispondrán en serie con la línea

correspondiente y los de tensión en paralelo con dos fases o fase y neutro.

- **Transformador de corriente:**

Utilizados para medir la corriente sin interrumpir el servicio de las líneas. Usan el campo magnético natural del conductor activo para obtener los valores de corriente. Se puede considerar que trabajan en régimen de cortocircuito.

- **Transformador de tensión o potencial:**

Utilizados para medir los valores de tensión, se conectan en paralelo con el sistema. Suelen ser monofásicos. La tensión de entrega en el secundario es proporcional a la tensión del primario y a una potencia aparente máxima. Este sistema protege a las unidades de medidas de posibles fallos de cortocircuito. Pueden ser de dos tipos:

- Capacitivos: Normalmente usados en teleprotección por su capacidad de filtrado y sincronización de frecuencias; no se aconseja su uso para sistemas de protección ya que no son capaces de detectar los cambios de tensión en pequeños periodos de tiempo.
- Inductivos: Están basados en inductancias. Atendiendo a su inmediata respuesta, son los usados para sistemas de protección.

Las conexiones pueden ser:

- En estrella: las fases del secundario se disponen en estrella con el neutro conectado a tierra. Normalmente empleado en vatímetros, relés de distancia o contadores de energía activa.
- En triángulo: en este caso los secundarios se conectan en triángulos, pero con un vértice sin cerrar. Se emplean normalmente en relés direccionales de falta a tierra.

3.9.3.2 Interruptor

Son equipos con capacidad suficiente para soportar grandes corrientes de cortocircuito durante un periodo determinado de tiempo, es decir, pueden realizar la maniobra con carga, lo que le permite desconectar resistiendo las fuerzas magnéticas existentes en los propios conductores.

Los interruptores cuentan con dos bobinas independientes encargadas de la acción de apertura, sería posible llevar a cabo el accionamiento de los mecanismos con una de ellas. La apertura y cierre de este equipo se lleva a cabo por resortes tensados alimentados en corriente continua.

Se instalan cajas de control donde se encuentran los equipos auxiliares, de control y accionamiento. La maniobra podrá realizarse de forma local, manual o remota. Su apertura no es visible. Es uno de los elementos con más importancia de esta instalación y la fiabilidad de la misma se ve intrínsecamente afectada por el funcionamiento de este elemento.

Como agente de extinción y aislamiento se emplea el Hexafloruro de Azufre (SF_6), ya mencionado anteriormente, debido a sus idóneas características dieléctricas y de extinción de arcos eléctricos.

La principal función de estos dispositivos es la protección del transformador de potencia frente a sobrecargas y cortocircuitos.

Algunas de las ventajas del uso de estos dispositivos son la ausencia de riesgos de explosión o incendios, elevado número de maniobras mecánicas (permite una alta durabilidad), etc. En la Figura 3-7. Mantenimiento correctivo de un interruptor. Figura 3-7 se puede observar como un operario está realizando una actividad de mantenimiento en el interruptor.



Figura 3-7. Mantenimiento correctivo de un interruptor. [14]

3.9.3.3 Seccionador

Este elemento electromecánico cuya función es aislar mecánicamente un circuito eléctrico, mediante cortes visibles que permiten asegurar las distancias eléctricas en función del nivel de tensión. Con los seccionadores se pueden disponer diferentes configuraciones que permiten formas variadas de conexión entre las líneas y las barras, lo que da una importante flexibilidad a la hora de diseñar la subestación. A diferencia de los interruptores, estos no pueden accionarse en carga, por lo que es necesario detener el funcionamiento del circuito previamente para evitar problemas con la aparición de arcos eléctricos. Por tanto, la maniobra de apertura, que podrá ser manual o eléctrica, del seccionador debe ir precedida por la apertura del interruptor que sí está capacitado para interrumpir bajo corriente. Todos estos dispositivos cuentan con unas cuchillas principales, y en algunas variantes con cuchillas de puesta a tierra. La maniobra de apertura de las cuchillas se realizará siempre de forma simultánea en los tres polos del seccionador (Figura 3-8).

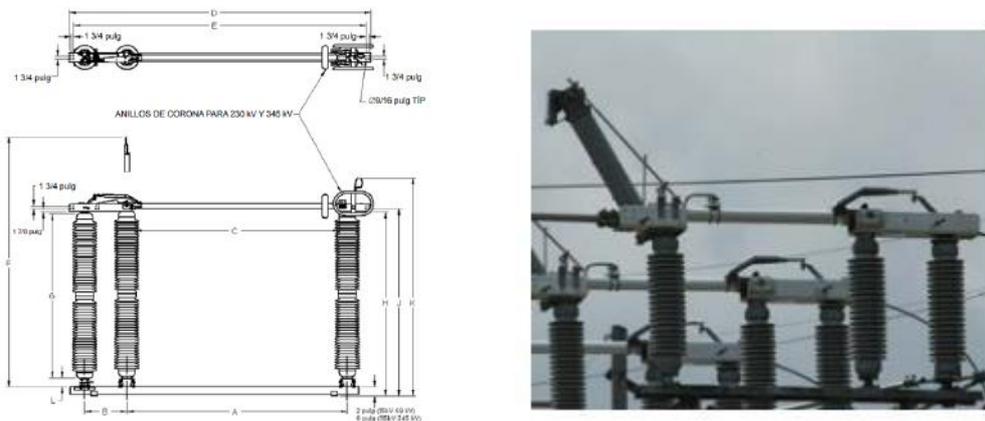


Figura 3-8. Seccionadores. [15]

3.9.3.4 Pararrayos

Elemento de protección cuyo objetivo es proteger la subestación en caso de sobretensiones o descargas atmosféricas. Existen diferentes tipos de pararrayos en la industria. A continuación, se detallarán los empleados en las subestaciones de los parques fotovoltaicos:

- **Pararrayos (tipo subestación):** Se encuentran instalados en las entradas de las líneas y en la parte de AT y MT de los transformadores. Su composición se basa en un contador de descargas y una resistencia no lineal, de óxido de cinc conectada en serie. En la salida del lado MT se podrá instalar directamente sobre el transformador o en las bornas al aire del transformador.
- **Puntas Franklin:** Su objetivo es formar una red de apantallamiento contra descargas atmosféricas directas sobre la propia subestación, que proporcione la seguridad de los equipos y las personas. Compuestos por electrodos de acero u otros materiales con características mecánicas y eléctricas similares y carentes de dispositivos electrónicos. Cerca de los electrodos se produce el efecto corona

(ionización natural) como resultado de la transmisión de la energía procedente del rayo, de esta forma se puede disponer de un canal conductor que permita dirigir la descarga a tierra.

3.9.3.5 Transformador de potencia

Se trata de la máquina eléctrica estática cuya función principal es elevar la tensión generada de media a alta o muy alta para poder transportarla a través de la red de distribución o transporte en función de la tensión de salida. Capaz de transferir energía eléctrica de un circuito a otro sin verse alterados los valores de frecuencia (permanece constante), su funcionamiento se basa en el principio de inducción electromagnética y tiene circuitos eléctricos conectados magnéticamente y aislados eléctricamente. Ver Figura 3-9:



Figura 3-9. Transformador de potencia. [16]

A continuación, se desarrollarán aquellos aspectos de este equipo que más afectan a los que se encuentran instalados en las subestaciones:

3.9.3.5.1 Grupo de conexión

Son diferentes las formas en las que se puede llevar a cabo la conexión de este equipo, pero las que se emplean mayoritariamente son en estrella con o sin conexión a neutro, triángulo y zig-zag:

- **Conexión en estrella:** Consiste en unir en un mismo punto los tres extremos de los bobinados que tienen la misma polaridad.
- **Conexión en triángulo:** Se disponen sucesivamente los extremos de polaridad opuesta por cada dos devanados hasta conseguir cerrar el circuito.
- **Conexión en zig-zag:** Empleado en el lado de menor tensión, se basa en dividir en dos grupos iguales los devanados secundarios, conectando una parte en estrella y uniendo cada rama en serie con las bobinas invertidas.

A continuación, en la Figura 3-10 se pueden ver de manera gráfica estas tres opciones:

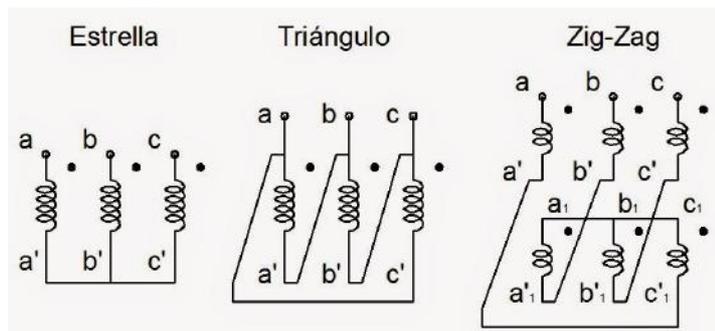


Figura 3-10. Esquemas de conexionado de transformadores trifásicos. [17]

3.9.3.5.2 Impedancia de cortocircuito

Equivalente en ohmios (Ω), a la frecuencia nominal y a la temperatura de referencia de trabajo del transformador, en terminales de cada uno de los devanados, cuando los terminales del otro devanado se encuentren en cortocircuito. Es un dato aportado por el fabricante y obtenido en el ensayo de cortocircuito del propio transformador.

3.9.3.5.3 Tomas

Es necesario controlar los niveles de tensión en las redes eléctricas por distintos motivos:

- Ajustar las tensiones de suministro a los usuarios y consumidores dentro de los límites establecidos por el operador del sistema.
- Control del flujo de potencia activa y reactiva que hay en la red.
- Ajuste de tensión en función de los cambios que se den en la carga.

Con el fin de regular la tensión de un transformador, pueden establecerse diferentes derivaciones o tomas. Normalmente se pueden disponer en las entradas de las fases, o se puede variar el número de espiras N por corrimiento del neutro. Por motivos económicos se suele conmutar en alta, ya que hacerlo en baja implica que las derivaciones de los contactos y devanados de los conmutadores deben tener la capacidad de soportar valores elevados de corriente. La conmutación se puede llevar a cabo con el transformador desconectado de la red o en carga. En el caso de las instalaciones fotovoltaicas interesan los conmutadores de tensión bajo carga, con el fin de que no se interrumpa el suministro de la central y garantizar el suministro a la red.

3.9.4 Reactancia de puesta a tierra

En una subestación existen diferentes puestas a tierra:

- **Puesta a tierra de protección:** Consiste en el tipo de puesta a tierra por el cual se protege a los trabajadores de la subestación y a los equipos de elevados valores de voltaje. Se puede realizar mediante:
 - Conexión de pantallas de cables desnudos a tierra, evitando posibles interferencias en los componentes electrónicos de la subestación.
 - Conexión a tierra de los componentes o envolturas metálicas de las celdas de MT.
- **Puesta a tierra del sistema:** Esta es equivalente a la conexión que se realiza a tierra de cualquier sistema eléctrico en tensión.

El objetivo principal es que, si cualquier parte del sistema se conecta a tierra, todos los elementos que se encuentran entre los aislamientos galvánicos de los transformadores también se encuentran conectados a tierra.

Son diferentes las clasificaciones que se pueden hacer de los sistemas a tierra. En función de la naturaleza del circuito por el que se hace la conexión del neutro a tierra estas pueden ser (ver Figura 3-11):

- **Neutro aislado**
- **Neutro rígido a tierra**
- **Neutro impedante:**
 - o Puesta a tierra con resistencia
 - o Puesta a tierra con reactancia
 - o Puesta a tierra en resonancia

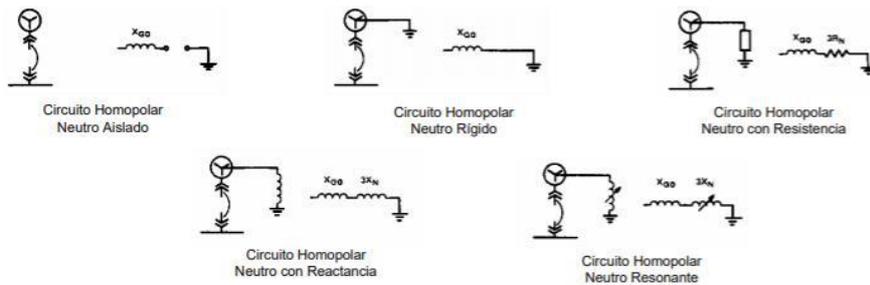


Figura 3-11. Configuraciones de puesta a tierra. [18]

En subestaciones normalmente se utiliza la puesta a tierra del neutro con reactancia (Figura 3-12), siendo el valor de la reactancia fijo y su función limitar las corrientes de defecto a tierra.

Este sistema cuenta con una serie de ventajas frente al resto, como la reducción de sobretensiones transitorias si se cumplen una serie de condiciones. Así, el valor de la corriente de cortocircuito monofásica puede llegar a ser por lo menos un veinticinco por ciento superior a la de cortocircuito trifásica. Otra ventaja es que en aquellos casos donde la corriente de falta máxima permitida sea del orden de los valores de la corriente trifásica, utilizar reactancia supone menores costes económicos que emplear resistencias, debido a que si se usaran estas últimos sería necesario disipar una gran cantidad de calor generado en la resistencia.

Este sistema no es perfecto y cuenta con una serie de inconvenientes, como que no se puede usar este sistema con reactancia en sustitución a uno realizado con resistencia debido a que los valores más pequeños a los que se limita la corriente de falta son elevados.

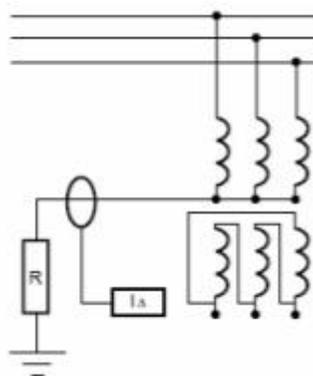


Figura 3-12. Unifilar puesta a tierra con reactancia. [18]

La forma más idónea para conseguir un punto neutro que pueda ser conectado a tierra es que los transformadores se encuentren conectados en estrella. En casos de fuentes de generación también se puede emplear el neutro obtenido de los generadores de energía.

3.9.5 Celdas de media tensión

Este tipo de dispositivos se puede diferenciar en dos tipos diferentes:

- **Celdas de distribución secundaria:** Comúnmente empleadas en centros de transformación de la red de distribución y para instalaciones de generación eólicas. Son celdas blindadas con aislamiento SF₆ y tienen tensiones nominales de hasta 36/38 kV.
- **Celdas de distribución primaria:** También aisladas con hexafloruro de azufre y con tensiones nominales de hasta 52 kV, son las empleadas en subestaciones. Normalmente, este sería el tipo de celda usado para la subestación de una instalación de generación de energía mediante tecnología solar fotovoltaica.

En función de su funcionalidad las celdas se pueden clasificar en:

- Interruptor/seccionador
- Protección de línea
- Protección del transformador de potencia
- Celda de unión
- Acoplamiento – Remonte
- Servicios auxiliares

Estas celdas se componen externamente de un conjunto de paneles metálicos, los cuales deben estar conectados a tierra con el fin de proteger a la propia instalación y a los trabajadores de la misma. En la parte central de la celda se disponen todos los elementos de corte y maniobra junto con la cuba de SF₆.

En la parte de conexión del cableado de entrada y salida (e/s) se ubican diferentes elementos:

- Conectores o pasapatas de los terminales de los cables de salida.
- Transformadores toroidales de intensidad sobre los conectores para medidas.
- Transformadores de tensión para medida.

3.9.6 Sistemas de protección y control

Formado por un conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de posibles faltas. El funcionamiento del mismo una vez detectado el fallo, es mediante un disparo selectivo de los interruptores correspondientes para conseguir aislar la parte del circuito de la subestación donde se haya generado el fallo evitando así daños mayores en el resto de la subestación.

La calidad del servicio ofrecido por este sistema se mide según el número y duración de las interrupciones que se originen en el suministro de energía a la red, así como con el cumplimiento de los límites establecidos en materia de tensión y frecuencia. Es decir, la calidad del suministro de la red a los consumidores, de los generadores a la red y gran parte de la seguridad de todo el sistema de Red Eléctrica de España dependen directamente del sistema de protección.

Estos sistemas, principalmente relés formados por una bobina que activa produce un campo electromagnético que hace que el contacto del relé se cierre permitiendo el paso de corriente para alimentar el circuito. Se encuentran ubicados en todos los elementos que forman la red eléctrica de la subestación. En caso de falta de corriente a la bobina del relé, el campo electromagnético originado por esta desaparece y el contacto del relé se abre, suspendiendo la alimentación eléctrica del circuito.

No solo se encarga de proteger a los dispositivos de la instalación o la red eléctrica, también se ocupa de las personas o trabajadores mediante el aislamiento de las faltas a la mayor brevedad posible, evitando así daños materiales o personales.

Se considera que hay un funcionamiento adecuado de los sistemas de protección si se cumplen una serie de características en los relés de protección:

- Rapidez: Capacidad que debe tener un relé para tardar el menor tiempo posible entre la aparición de la falta y la actuación de las protecciones.
- Selectividad: Capacidad de un relé para proceder a la desconexión de la parte de la red afectada por el fallo, minimizando así la parte del circuito que carece de suministro.
- Sensibilidad: Eficacia de actuación ante cualquier falta posible.
- Seguridad: Sería el grado de certeza por el que un relé no actuará para aquellas situaciones en las cuales no tiene que actuar.
- Fiabilidad: Capacidad de un relé para que actúe cuando se requieran sus funciones.

Para la protección de las líneas se suelen usar:

- Relés de distancia
- Relés de sobreintensidad temporizada
- Relés de sobreintensidad direccional

Para la protección de los transformadores de potencia se emplean normalmente:

- Relé diferencial
- Relé de disparo y bloqueo.

4 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En este capítulo se pondrá atención a las diferentes técnicas existentes en el cuidado de los elementos de un parque fotovoltaico, con el fin de elegir cuales son las mejores prácticas de Operación y Mantenimiento (O&M). Un buen servicio de O&M debe garantizar máxima eficiencia para una planta fotovoltaica. Los servicios incluyen monitoreo y supervisión; mantenimientos predictivos, preventivo y correctivo; análisis de rendimiento y mejoras; que la instalación generadora de energía sea capaz de tener unos elevados niveles de desempeño técnico y económico en su vida útil. Por tanto, es muy importante aumentar los niveles de calidad; por ello la industria fotovoltaica evoluciona constantemente en el área de servicios y aparecen una variada gama de prácticas.

Según la norma UNE EN 13306:2018, Mantenimiento. Terminología del mantenimiento [19] se define a este como la “Combinación de todas las acciones técnicas, administrativas y gerenciales durante el ciclo de vida de un ítem con el fin de mantenerlo, o restaurarlo, a un estado en el cual pueda desempeñar la función requerida.

4.1 Tipos de mantenimiento

A continuación, se detallarán los distintos tipos de mantenimiento que se pueden llevar a cabo, en función de la necesidad o momento de realización; todas las actividades que se analicen posteriormente en este capítulo podrán ser clasificadas dentro de uno de estos grupos:

4.1.1 Mantenimiento preventivo.

Mantenimiento llevado a cabo para evaluar y/o mitigar la degradación y reducir la probabilidad de fallo de un elemento; según UNE EN 13306: 2018. [19]

Las tareas correspondientes al mantenimiento preventivo se pueden considerar como la base de los servicios de mantenimiento en un parque fotovoltaico. En este apartado se pueden incluir actividades físicas periódicas, simples inspecciones visuales o procesos de verificación que se realizan con una frecuencia preestablecida (con el fin de cumplir con los manuales de uso o las recomendaciones dictadas por los fabricantes de los elementos sometidos a este tipo de mantenimiento). Otro fin de esta categoría es preservar la garantía de los elementos de la planta, así como de sus componentes, reduciendo posibles fallos o el nivel de degradación. Todas estas actividades deben cumplir con los requisitos legales. Es necesario llevar a cabo un registro con las actividades ejecutadas y por realizar con el fin de optimizar lo máximo posible estos procedimientos. Será responsabilidad de los contratistas O&M, la de elaborar un plan anual de tareas y reportar la información de las actividades realizadas a los propietarios de la instalación. Una de las características del mantenimiento preventivo en este tipo de instalaciones frente a otras, es la importancia de realizarlo de noche, atendiendo a la nula producción de la misma, lo que no interfiere en el servicio a la red.

Se puede dividir el mantenimiento preventivo en función de si este es predeterminado o se basa en una condición (predictivo).

4.1.1.1 Mantenimiento predeterminado

Mantenimiento predeterminado que se realiza de acuerdo a unos intervalos de tiempo establecidos o con un número definido de unidades de funcionamiento, pero sin análisis previo de la condición del elemento; según UNE EN 13306: 2018. [19]

4.1.1.2 Mantenimiento predictivo

Mantenimiento basado en la condición que se realiza siguiendo una predicción obtenida del análisis repetido o de características conocidas y de la evaluación de los parámetros significativos de la degradación del elemento, según norma UNE EN 13306:2018. [19]

4.1.2 Mantenimiento correctivo

Mantenimiento que se realiza después del reconocimiento de una avería, y que está destinado a poner un elemento en un estado en el que pueda realizar una función requerida; según norma UNE EN 13306:2018. [19]

Dentro de esta categoría se incluyen todas aquellas actividades realizadas por el personal de mantenimiento cuyo fin es reemplazar o restaurar algún equipo o elemento defectuoso del parque fotovoltaico a un estado en el que pueda realizar la función requerida. Este mantenimiento se lleva a cabo una vez detectado el fallo, pudiendo hallarse por monitoreo remoto, actividades de supervisión o en inspecciones y mediciones periódicas.

El mantenimiento correctivo se basa en tres procesos:

- **Valoración del fallo:** Identificar el problema y la causa que lo ha provocado.
- **Reparación temporal:** Volver a reestablecer el funcionamiento de los equipos defectuosos por un tiempo limitado hasta la reparación final.
- **Reparación:** Cambio de los componentes defectuosos y restauración de la función del elemento de forma permanente.

Al igual que ocurría en el mantenimiento preventivo, en aquellos casos que las actividades conlleven la desconexión de la planta fotovoltaica de la red, será necesario realizar estas actividades en horas que no haya sol, ya que no se vería comprometida la producción del parque.

Este tipo de actividades se pueden clasificar en tres niveles de intervención:

- **Nivel 1:** Cuando se puede devolver la funcionalidad a los equipos sin la necesidad de sustituir los mismos o algunos de sus componentes.
- **Nivel 2:** Cuando para devolver la funcionalidad del dispositivo es necesario sustituir algún componente o el equipo íntegro.
- **Nivel 3:** Cuando solo es necesario intervenir en el software del equipo para devolver la funcionalidad del mismo.

4.2 Actividades de mantenimiento

Se entienden como actividades de mantenimiento, todos aquellos requisitos o recomendaciones para el mantenimiento de una planta fotovoltaica; incluyéndose inspecciones periódicas, de seguridad o actuaciones relacionadas con los mantenimientos preventivo o correctivo. Los parques fotovoltaicos requieren de un volumen de actividades de mantenimiento inferior a otras fuentes de generación de energía eléctrica como pueden ser la nuclear, ciclo combinado o eólica. El nivel de mantenimiento requerido para una instalación de esta tipología suele variar en función de obligaciones contractuales por la producción de energía o por los estándares de calidad de la propiedad, pudiendo llegarse a conseguir vidas útiles de las instalaciones superiores a 20 años con un mantenimiento adecuado.

4.2.1 Módulos

A continuación, se describirán todas las actividades de mantenimiento que se realizan a un módulo fotovoltaico y se analizarán las diferentes técnicas para cada una de ellas.

4.2.1.1 Limpieza

Los módulos fotovoltaicos tienen la capacidad de producir energía limpia y sostenible gracias a la radiación solar, estos acumulan suciedad, partículas de polvo, excrementos de aves, agua, arena y otros elementos. Este fenómeno origina una reducción de la energía lumínica que reciben las células fotovoltaicas, pudiendo llegar a disminuir la producción del panel en un 50% o la aparición de puntos calientes; estos últimos originados debido a que la luz absorbida por el polvo se convierte en calor, incrementando la temperatura del panel y reduciendo la eficiencia del mismo. La actividad de limpieza en los módulos es esencial y se realiza en un intervalo predefinido o basado en una condición en función de algunos de los siguientes parámetros:

- Frecuencia de precipitaciones. Pueden reducir los niveles de concentración de suciedad en los paneles
- Cantidad de suciedad acumulada. Expresada en porcentaje de pérdidas %/día, %/mes o %/año.
- Características del polvo acumulado.
- Costes de limpieza. Básicamente se dividen personal en limpieza, materiales y agua. Se suele medir en €/m².
- Eficiencia del módulo. Cuanta más área de módulos sean necesarios limpiar para un mismo beneficio será peor.
- Precio de la energía. A mayor precio de la energía, mayor recompensa por la limpieza.
- Recomendaciones del fabricante.

A continuación, se describirán y compararán diferentes técnicas de limpieza en seco y con agua que se utilizan en plantas fotovoltaicas de gran tamaño:

4.2.1.1.1 Montado en vehículo (Truck mounted)

Este sistema está basado en un brazo hidráulico con cepillo limpiador regulable enganchado a otro vehículo que puede moverse entre los pasillos que hay entre las hileras de módulos de la instalación. A la vez que el cepillo va eliminando la suciedad de la superficie se inyecta agua de manera pulverizada con el fin de ayudar al arrastre de los residuos fuera del panel. Cada brazo es independiente y cuenta con sistemas para medir la presión de los cepillos sobre los módulos fotovoltaicos con el objetivo de evitar daños en estos, para más detalle ver la imagen Figura 4-1.



Figura 4-1. Sistema de limpieza montado en vehículo. Modelo D2 [45]

Con este sistema de limpieza el ángulo de inclinación del módulo respecto al terreno no supone un problema para el desarrollo de la actividad. En cambio, aunque no es limitante, la longitud del brazo que soporta el rodillo obliga a que el vehículo no se pueda separar una determinada distancia (entre 2,5 y 3 metros normalmente) de los módulos para poder alcanzar los mismo. Es necesario disponer de un área al final del pasillo para que el vehículo pueda maniobrar, lo que supone un inconveniente ya que en ese espacio podrían instalarse más módulos y aumentar la potencia de la instalación.

La fuerza ejercida por el peso del dispositivo o la presión del agua empleada no puede superar los límites exigidos por el fabricante de los módulos, en el caso del ejemplo de la Figura 4-1 el fabricante asegura que no apoya peso sobre los paneles. Esta máquina también cuenta con sensores que permiten detectar irregularidades del terreno, objetos como antenas o los saltos entre las hileras de paneles con el fin de optimizar el proceso de limpieza y reducir posibles daños o roturas tanto en los paneles como en otros dispositivos de la instalación.

En cuanto al volumen de personal requerido, es necesario disponer de al menos un trabajador especializado en el manejo o con formación en el uso de este tipo de maquinaria, la formación suele ser ofrecida por los propios fabricantes. Otra de las ventajas de usar un vehículo es que la limpieza se puede llevar a cabo con poca dificultad en horas que no haya luz solar, afectando de esta manera lo menor posible a la producción de la planta.

4.2.1.1.2 Semi-automático

Los dispositivos semiautomáticos para la limpieza de módulos son equivalentes a los montados en vehículos solo que esta vez se encuentran instalados sobre las hileras de paneles. El dispositivo se coloca al principio de la hilera y se mueve automáticamente en una dirección hasta el final de la misma, una vez que llega al final debe ser desmontado y montado en una nueva hilera. La mayoría de este tipo de productos que se pueden encontrar en el mercado, cuentan con un sensor que detecta el final de la hilera y finaliza el proceso de limpieza; una vez finalizado el proceso puede volver al inicio de la hilera o esperar a ser recolocado en una nueva fila de paneles en función del número de dispositivos que haya en el parque fotovoltaico. Para el desplazamiento, el dispositivo cuenta con un sistema de tracción basado en unas pequeñas ruedas que pueden moverse a lo largo de los marcos del panel o sobre el propio panel, siendo más aconsejable el primer tipo para reducir el esfuerzo soportado por las células y evitar la aparición de daños en la superficie del módulo. Ver figura Figura 4-2 para mayor detalle.



Figura 4-2.- Modelo Patroller 1500 del fabricante GEVA-BOT [20]

Una de las grandes ventajas de estos dispositivos es que pueden ser implantados en el parque fotovoltaico una vez finalizada la construcción del mismo, es decir, no hay que tener grandes consideraciones en el diseño de la planta para poder hacer uso de estos dispositivos. Se obtiene un gran rendimiento de estos equipos cuando se tienen largas hileras de paneles al aumentar la productividad de la limpieza (paneles/hora) por reducir el número de veces que se cambia de hilera o el número de dispositivos necesarios. Ciertos factores como huecos, ángulo de inclinación del panel y el paso entre los módulos; pueden producir limitaciones en el proceso de limpieza con este tipo de herramientas. Todos los dispositivos semiautomáticos se alimentan de una batería adosada al equipo.

En cuanto al número mínimo de trabajadores requeridos para mover este dispositivo de una hilera de paneles a otra serán necesarios dos; y durante el proceso de limpieza uno para la operación y control de la actividad. Estos dispositivos pueden ser almacenados cuando no son necesarios, evitando la exposición de estos a las inclemencias meteorológicas, lo que supone un incremento de su vida útil.

4.2.1.1.3 Automático

Este tipo de dispositivos se instalan en cada hilera de módulos y durante el tiempo que no están en funcionamiento se encuentran aparcados al principio de cada fila de paneles. A la vez que el cepillo va eliminando la suciedad de la superficie se inyecta agua de manera pulverizada con el fin de ayudar al arrastre de los residuos fuera del panel. Están programados en base a un algoritmo que organiza el proceso de limpieza en base a la toma de datos meteorológicos o de suciedad de los paneles, siendo programados externamente por los servicios de operación y mantenimiento de la instalación o alguna empresa contratada especialmente para esta labor. Todos los modelos cuentan con un sistema de detección de errores y tienen en cuenta las condiciones climatológicas antes de comenzar el proceso de limpieza (en caso de lluvia se suspende el proceso de limpieza). Algunos modelos pueden operar tanto en modo automático como semiautomático, lo que aumenta la productividad de la herramienta, ya que en caso de error o avería del sistema de control o algoritmo del dispositivo la limpieza puede ser realizada mediante el control de un operario. Estas máquinas cuentan con una batería propia que les permite ser autosuficientes en los casos en que la energía proceda de la producción de los propios paneles del parque. Ver Figura 4-3 para mayor detalle.

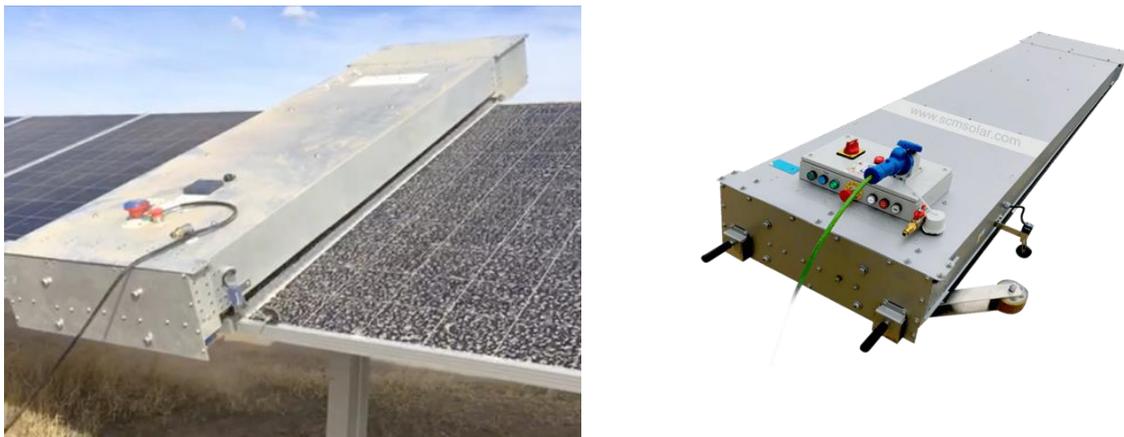


Figura 4-3. Robot automático modelo S1 del fabricante SCM Solar [45]

Una de las grandes ventajas en cuanto al coste de emplear estos dispositivos es que al ser automáticos no son necesarios operarios para el proceso de limpieza o para colocar el dispositivo, esto supone una reducción de costes significativa. Pueden realizar el proceso de limpieza por la noche, afectando lo menor posible a la producción de energía en horas de luz solar.

En el caso concreto del modelo representado en la Figura 4-3 es adaptable 25 centímetros a diferentes medidas del largo del panel, lo que lo convierte en un modelo compatible con diferentes tipos de paneles. Además, cuenta con un sistema adicional de raíles para el desplazamiento automatizado, tiene sensores para la detección de saltos entre módulos y tiene la posibilidad de interconexión con modelos similares.

4.2.1.1.4 Limpieza manual

Este método puede ser la técnica más generalizada y competitiva para la limpieza de módulos fotovoltaicos. Es una limpieza en la que no es necesario una alta inversión en equipos, pero si tiene un elevado coste en personal y agua. Para llevarla a cabo, normalmente se utilizan cepillos especiales, para limpiaparabrisas o para módulos fotovoltaicos, con pértigas. Una desventaja es el elevado gasto de agua. Otra variante que si requiere maquinaria o mayor inversión es el uso de agua a presión, para ello se instala un depósito de agua que suele ir ubicado en un remolque que permita transportarlo por los pasillos del parque y un generador de combustión que permite

alimentar eléctricamente la bomba de agua a presión.

El nivel de limpieza o la calidad del resultado de esta técnica puede ser superior a los métodos vistos anteriormente. De forma manual se pueden llegar a alcanzar los 15 metros de altura desde la cota del terreno mediante el uso de de pértigas desplegadas. Destacar que los cepillos utilizados suelen ser de poliéster, como los de la Figura 4-4, con un grosor de cerdas y densidad de estas que evitan ralladuras sobre el cristal del módulo.



Figura 4-4. Cepillos iSolar del fabricante KÄRCHER [21]

Según la descripción de este fabricante los modelos iSolar 400 e isolar800 son cepillos circulares que cuentan con una barra telescópica, estos se accionan gracias a un chorro de agua a baja presión, que a su vez facilita la retirada de suciedad en combinación con el roce de las cerdas sobre el cristal del módulo. La presión del agua no debe alcanzar valores que puedan provocar daño sobre los módulos.

En caso de que el agua utilizada para la limpieza sea dura (con altos niveles de minerales disueltos, en concreto, sales de magnesio y calcio) será necesario usar descalcificadores para evitar la aparición de manchas de cal que puedan disminuir el rendimiento en la producción de energía de los paneles.

La gran ventaja de este método es poder diseñar la instalación con pasillos entre las hileras de pequeñas dimensiones, lo que permite instalar más módulos por unidad de superficie y consecuentemente, aumentar la potencia instalada en la planta. Algunas de las desventajas más significativas de este método son el ya comentado coste de personal (debido a la necesidad del elevado número de personal para llevar a cabo esta actividad, en países donde la mano de obra tiene un elevado coste se vuelve imprescindible descartar este método como solución a la limpieza de los módulos fotovoltaicos), el tiempo (se trata de un proceso lento, lo que puede reducir la productividad de la planta, comparado con otros métodos) y el gasto de agua (pudiendo llegar a suponer un grave problema económico en aquellas ubicaciones donde hay escasez de este recurso). Cuando la limpieza se hace mediante agua a presión se puede obtener un mayor rendimiento y reducir los tiempos según la destreza de los operarios, al igual que ocurre con el consumo de agua pudiendo ser menor.

4.2.1.1.5 Robots portátiles

Se trata de pequeños dispositivos autónomos (hasta un metro cuadrado de superficie de limpieza) que se mueven alrededor de toda la superficie del módulo fotovoltaico. Cuentan con un sistema de control y múltiples sensores que les permiten detectar los límites del módulo y cambiar de dirección para limpiar toda la superficie del panel. A pesar de que la mayoría de dispositivos de este tipo en el mercado son autónomos algunos pueden ser dirigidos por control remoto. Una de las limitaciones más importantes para estos aparatos es el ángulo de inclinación de los paneles, algunos modelos no pueden limpiar paneles con ángulos de inclinación superiores a 15° y en otros casos pueden llegar hasta 75°, como es el caso del modelo Raybot del fabricante Ecovacs Robotic [22], representado en la Figura 4-5



Figura 4-5. Robot RAYBOT del fabricante Ecovacs Robotic [22]

Algunas desventajas de este modelo es que solo puede usarse para limpieza en seco, para limpiezas con agua sería necesario disponer de algún depósito instalado en el propio robot lo que conllevaría un aumento del peso sobre el panel, pudiendo provocar la rotura del mismo.

Por tanto, debido a su configuración este tipo de dispositivos son recomendados para usarse en pequeñas instalaciones sobrecubiertas o en instalaciones con estructura fija.

4.2.1.1.6 Drones

En la actualidad es un método que no se ha implantado de manera efectiva en la industria fotovoltaica, pero son numerosos los fabricantes que proporcionan soluciones para la limpieza de módulos fotovoltaicos mediante vehículos aéreos no tripulados. Normalmente estos dispositivos están equipados con un cepillo para eliminar el polvo y la suciedad depositada en los paneles fotovoltaicos, permiten minimizar el riesgo de dañar las superficies de los módulos al no ejercerse presión del dron sobre el mismo, ventaja frente a otros métodos de limpieza analizados previamente. Una desventaja es el ángulo de inclinación, algunos modelos como el SolarBrush del fabricante Aerial Power [23], representado en la Figura 4-6, solo pueden moverse a lo largo hileras de módulos con una inclinación de hasta 35°.



Figura 4-6. Drone SolarBrush de Aerial Power [23]

No requiere un número elevado de operarios para su uso ya que valdría con un operario para el manejo del vehículo aéreo, es fácil de transportar y se elimina la necesidad de mover los dispositivos de una hilera a otra, problema significativo en los otros métodos, lo que reduce de manera notable los costes de personal. Según los fabricantes estarían pensados para la limpieza de instalaciones de difícil acceso (azoteas, por ejemplo).

4.2.1.1.7 Lavado basado en campo electromagnético

En los últimos años ante el auge de la industria fotovoltaica como fuente de producción de energía renovable, se han diseñado robots capaces de retirar el polvo y la suciedad mediante el uso de un campo eléctrico con tensión alterna, no es necesario el uso de agua. El robot se mueve mediante unos rodillos que se sujetan en el borde del panel y mediante un motor se desplaza a lo largo de la hilera de módulos. La electrónica del robot genera alta tensión en corriente alterna que se aplica a los conductores del robot que están junto a la superficie

del panel, cargando eléctricamente las partículas de polvo y suciedad. Como consecuencia de esa carga, a la vez que el robot avanza por la hilera de paneles, la suciedad se va depositando a la altura de los marcos del panel para posteriormente caer al suelo. Ejemplo de este tipo de robots en la Figura 4-7.



Figura 4-7. TAFT Robot del fabricante Taft Instruments [24]

Estos equipos cuentan con sensores infrarrojos para detectar el final de la hilera y finalizar el desplazamiento. No cuentan con sistemas de almacenamiento de energía, ya que se alimentan de la energía generada por los propios paneles y solo puede funcionar en horas de producción de energía. Una desventaja con la que cuenta esta tecnología es que se pueden llegar a producir daños en los módulos de película final sin diodos de bypass, debido a la ausencia de estos últimos las células fotovoltaicas se podrían sombrear o crearse áreas con temperatura elevada por la incidencia del campo electromagnético, también llamados puntos calientes o hotspots.

Otro sistema, en fase de investigación y desarrollo, que utiliza la repulsión electrostática para que las partículas de polvo se desprendan de la superficie del panel, ha sido diseñado recientemente por investigadores del Massachusetts Institute of Technology (MIT) [25, 26]. Este sistema está basado en un electrodo que produce un campo electromagnético, al pasar este las partículas de polvo son cargadas eléctricamente. Posteriormente se invierte la polaridad del electrodo y la capa de suciedad previamente cargada se adhiere al electrodo. Finalmente queda pegada al electrodo hasta un hueco entre paneles, en este punto se retira la alimentación del terminal y la suciedad cae al suelo por su propio peso. Para poder llevar acabo este proceso los investigadores tuvieron que encontrar un rango de voltaje que tuviera la capacidad de superar la atracción de la gravedad y las fuerzas de adhesión, para hacer que el polvo se levante y quede adosado al electrodo. Una vez se desconecta el electrodo de la fuente de alimentación la suciedad queda adosada al mismo y el panel quedaría limpio. Para mayor detalle de este proceso ver la Figura 4-8

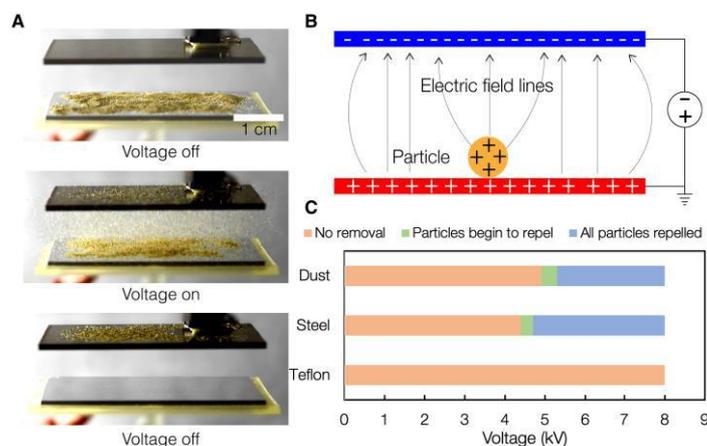


Figura 4-8. Proceso de retirada del polvo de módulos fotovoltaicos mediante campo electromagnético [26]

La gran ventaja de este método es que permite reducir e incluso llegar a eliminar el consumo de agua para el proceso de limpieza, lo que hace más sostenible la producción de energía y reduce considerablemente los costes de operación y mantenimiento. Los valores de tensión necesarios para eliminar el polvo dependen de la composición de este y la humedad del entorno; por tanto, del lugar geográfico donde se encuentre ubicada la instalación. Según los propios investigadores con humedades ambientales superiores al 30% se puede llegar a eliminar casi la totalidad de las partículas de la superficie del panel, incluso los desiertos más secos del planeta pueden llegar a tener humedades superiores al 30% a ciertas horas de la mañana y se podría llevar a cabo este proceso de limpieza con la ayuda de la formación de rocío sobre los módulos.

4.2.1.1.8 Nanomateriales diluidos.

El uso de nanomateriales diluidos sobre paneles solares no es una técnica de limpieza como tal, si no un método complementario a las técnicas ya analizadas. Este ayuda a disminuir la frecuencia en la que se llevaría a cabo la tarea de limpiar los módulos en el parque fotovoltaico al evitar la concentración de suciedad en la superficie del panel. Esta técnica, desarrollada para conseguir los objetivos de sostenibilidad y la obtención de una energía más limpia, se basa en una capa antisuciedad que es esparcida sobre la superficie del panel. Esta capa está formada por elementos repelentes al agua, nanopartículas de sílice estructuradas, y una resina que hace la función de matriz de ambos elementos; esta resina hace que la capa de revestimiento sea resistente, duradera y transparente. En otros proyectos el aglutinante de la resina suele ser una solución alcohólica. Las nanopartículas a emplear deben ser más pequeñas que la longitud de onda de la luz visible, para ofrecer un elevado grado de transparencia y baja o nula dispersión de la luz. Algunos ejemplos de estas tecnologías están siendo desarrollados por gigantes de la producción energética como “Enel Green Power” [27] o proyectos de investigación europeos como “Solar Shack” [28]. La solución de “Solar Shack” garantiza que la célula fotovoltaica obtiene más del 93% de la luz disponible y la durabilidad de una capa puede alcanzar incluso los 20 años. Estos proyectos se encuentran en fase de investigación y desarrollo, algunos como es el caso del desarrollado por Enel, está enfocado para usarse en sus propias plantas fotovoltaicas (producción de energía a gran escala) y en el caso de Solar Shack, esperan poder comercializar su producto en los próximos años. Este método no supone un gran desembolso económico como los que se han visto anteriormente, pero sí que es necesario acompañarlo de estas técnicas ya que hay suciedades que no pueden ser evitadas; por lo que los costes pueden acabar siendo similares a otros métodos.

4.2.1.1.9 Control de avifauna

Uno de los elementos principales que influyen en la suciedad de los paneles son los excrementos de aves, considerando el control de las aves como una técnica complementaria e indispensable en la limpieza de los módulos. Esta suciedad puede ocasionar una reducción del rendimiento de los paneles y de la vida útil de los mismos, al bloquear la luz del sol y ser altamente corrosivos, si no son retirados a tiempo. Existen numerosos métodos para el control de las aves:

- **Ahuyentadores por sonido:** Empleados en plantas fotovoltaicas alejadas de núcleos de población para que los sonidos audibles no generen problemas a los habitantes de los mismos. Son de fácil instalación, no tienen un elevado coste, se pueden alimentar directamente de la energía producida por los módulos, cuentan con una batería que los convierte en sistemas autónomos y pueden llegar a cubrir hasta 12 hectáreas de terreno cada dispositivo de estos.
- **Sistemas láser:** Se trata de sistemas autónomos que entre sus elementos cuentan con el propio láser, un sistema de movilidad y batería para autoalimentación. Estos sistemas proyectan el haz de luz de color verde hacia las aves, las cuáles detectan el mismo como una amenaza física y se alejan de la instalación. Algunos sistemas comerciales garantizan una reducción de hasta el 90% de las aves. Los haces de luz pueden llegar a alcanzar distancias efectivas de hasta 600 metros en horas de luz solar y de hasta 2,4 km de distancia en la noche. No suponen un gran desembolso económico, están en funcionamiento constante y suelen ser sistemas modulares que facilitan el reemplazo de componentes o la reparación de estos. La configuración de estos sistemas suele hacerse de forma remota e inalámbrica lo que evita que deba haber personal cualificado constantemente en la instalación.

- **Aves rapaces:** Al tratarse de depredadores naturales son capaces de ahuyentar con su sola presencia a un elevado número de especies avícolas. Concretamente, las especies más empleadas en estas tareas suelen ser halcones y águilas, adecuadamente adiestradas. Se trata de una propuesta en fase de desarrollo y no está presente en un número significativo de instalaciones. Económicamente no es la mejor opción, de entre las detalladas, ya que se debe disponer de una infraestructura para el cuidado y alimentación de las aves rapaces, que incluye personal cualificado para llevar a cabo esas tareas.

Como conclusión a este análisis de las diferentes técnicas de limpieza de módulos, hay que destacar que las técnicas y frecuencia de la limpieza dependen en gran medida de la ubicación de la planta y el tipo de planta. Los factores más importantes a la hora de elegir la localización deben ser:

- Diseño de la planta: configuración del parque, disposición, tamaño, tipo de estructura, etc.
- Suciedad: cantidad y composición de la suciedad.
- Condiciones climáticas: viento, lluvia, temperatura y humedad.

- **Planificación de la frecuencia de limpieza de los paneles solares**

La forma de monitorear y determinar los intervalos de limpieza en métodos no automatizados o que no cuentan con sistemas que permitan decidir de forma autónoma cuándo llevar a cabo esta actividad es la siguiente. El primer paso es definir un conjunto de paneles conectados en serie (string), que deberá mantenerse limpio de forma permanente. El segundo paso es monitorear la corriente de operación del conjunto y se comparará con la de otro que no se haya limpiado.

Una vez que la desviación entre ambas mediciones supere un valor permitido (a considerar por el equipo de operación y mantenimiento, normalmente un 2%), se deberá iniciar el proceso de limpieza. El incremento de corriente una vez se hayan limpiado los módulos será el beneficio real que ocasiona la limpieza.

- **Conclusión**

Como se ha detallado anteriormente, para grandes instalaciones se han descrito los sistemas montados en vehículo, semi-automáticos o automáticos. Los sistemas automatizados requieren una inversión inicial mayor pero sus costes de operación son menores. En cambio, los sistemas montados en vehículos y semi-automáticos están pensados para plantas fotovoltaicas que no tienen un alto nivel de acumulación de suciedad y con una frecuencia de limpieza variable. Sin embargo, el método de limpieza manual no supone una gran inversión inicial, pero si tiene los costes más elevados de operación; esto la convierte en una opción inapropiada para grandes plantas fotovoltaicas.

Los riesgos de producir daños sobre los paneles en el proceso de limpieza son similares en la mayoría de técnicas, exceptuando la montada en vehículo. Con ese método el riesgo asociado es mayor donde las condiciones del terreno son irregulares, pudiendo golpear el cepillo de limpieza los paneles.

Los robots y drones son usados principalmente en pequeñas instalaciones de difícil acceso como pueden ser de autoconsumo en azoteas o con trackers. La solución automatizada es conveniente emplearla en aquellas ubicaciones que tienen una gran acumulación de polvo y suciedad, es decir, cuando es necesaria una elevada frecuencia de limpieza. El gran coste inicial que tienen este método hace que se emplee en parques con hileras de paneles de gran longitud, aumentando así el número de paneles a limpiar por cada máquina. Otra ventaja de los sistemas automatizados es el bajo coste de personal que tienen y que los propios dispositivos cuentan con un sistema de monitoreo y control que permiten programar la limpieza en base a condiciones meteorológicas, algunos fabricantes han llegado a incluir medidores de suciedad que permiten determinar el nivel de esta y actuar para eliminarla.

Es difícil estimar la disponibilidad de un sistema de limpieza porque casi ninguno de estos sistemas ha estado más de 10-15 años en uso en una planta fotovoltaica y cada sistema se ve sometido a un volumen de trabajo distinto.

Por tanto, la selección adecuada de un método de limpieza para un parque fotovoltaico debe tener en cuenta,

desde un punto de vista comercial, tanto al promotor del proyecto, como al propietario y al operador. Una decisión correcta podría ser tomada en base a lo descrito en este apartado del trabajo y las características de la instalación. Se debe tener siempre en cuenta que el método de limpieza debe ser compatible con las especificaciones del fabricante de los módulos para no perder la garantía de estos.

4.2.1.2 Evaluación cualitativa de daños en módulos fotovoltaicos

Otra de las actividades principales en el mantenimiento de los módulos de un parque fotovoltaico es la búsqueda de fallos o daños en estos que puedan afectar a la producción de energía en la instalación. A continuación, se describen varias técnicas que se usan en la actualidad para el desarrollo de esta actividad:

4.2.1.2.1 Análisis de infrarrojos

También conocido como termografía, se engloba dentro de los métodos de mantenimiento preventivo que se llevan a cabo en un parque fotovoltaico. Se trata de una técnica no destructiva que permite obtener información y comprobar si las células que conforman el módulo cumplen con los requerimientos y las especificaciones del fabricante. Para realizar este análisis se emplean cámaras de infrarrojos y deben darse las siguientes condiciones para una medida óptima:

- Irradiación. Mínimo $600\text{W}/\text{m}^2$ sobre el plano del panel fotovoltaico y una desviación de la irradiancia menor de $100\text{W}/\text{m}^2$.
- Velocidad del viento. Con velocidades superiores a $28\text{km}/\text{h}$ pueden darse errores en la medida.
- Nubosidad. Como máximo debe estar cubierto una cuarta parte del cielo por nubes, y que estas no sean nubes de cúmulos, para evitar la reflexión sobre los propios módulos.

Con la cámara termográfica o de infrarrojos se pueden detectar puntos calientes (hot spots) como los de la Figura 4-9, temperatura de la caja de conexiones, módulos en circuito abierto (mal conectados o cableados de forma deficiente), defectos en la capa antirreflejos, detectar fallos en el conexionado de las celdas o en los diodos. En el caso de que los módulos adquieran temperatura por alguno de los fallos mencionados se verá mermada la producción de energía de los mismos, llegando a reducir la eficiencia del módulo en un $0,5\%$ por grado Kelvin. Las células pueden llegar a alcanzar temperaturas que provequen daños en el material encapsulado y a otros elementos del panel.

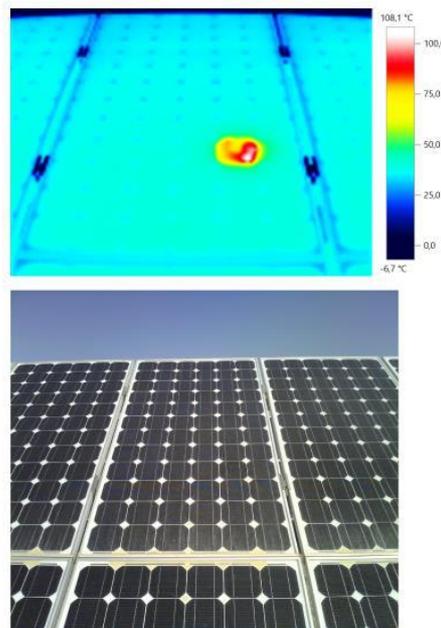


Figura 4-9. Puntos calientes localizados con cámara termográfica y una diferencia de temperatura de 17°C [29]

Es importante que durante el proceso de medición la cámara no se dirija hacia el sol u otras fuentes de radiación térmica o lumínica, esto puede provocar daños en el objetivo de la cámara y los sensores. Además, esta debe tener un grado de protección apto para exposiciones prolongadas de rayos ultravioleta en el exterior. Estas cámaras en el modo de funcionamiento automático detectan los puntos más calientes y más fríos; y ajustan la graduación de color en todo el intervalo mediante triangulación de puntos.

En pequeñas instalaciones la cámara puede ser operada de forma manual por un operario, pero en el caso de grandes parques últimamente se están utilizando drones con cámara termográfica incorporada que permiten reducir los tiempos de comprobación y estudio. La calidad de la medida depende en gran parte de las imágenes tomadas y el postprocesado de estas. Con un procesado posterior apropiado de las imágenes se pueden detectar y clasificar los fallos en los módulos, las herramientas empleadas en el procesamiento deben ser validadas con los datos de tierra, esto permite que el dispositivo identifique la ubicación exacta del panel y las causas de los fallos en los módulos.

Otra gran ventaja de esta técnica es el ahorro de tiempo. Esto la convierte en una alternativa que permite evaluar un elevado número de paneles en un periodo corto de tiempo aumentando la productividad de la búsqueda de fallos frente a otros métodos como el análisis de variables eléctricas. Analizar curvas características de forma individual por módulo. Uno de los fallos en los que era necesaria invertir gran cantidad de tiempo en su detección eran las averías en los diodos de derivación a causa de tormentas eléctricas. Otra ventaja, en este caso para el personal de operación y mantenimiento, es que la termografía es una técnica de inspección segura debido a que la generación de las imágenes térmicas se ejecuta siempre a la distancia requerida con respecto al objeto de medición, anteriormente para tomar medidas era necesario la manipulación de conexiones lo que supone un peligro para el trabajador.

4.2.1.2.2 Electroluminiscencia

La electroluminiscencia es un proceso óptico basado en la toma de imágenes para la detección de fallos en módulos fotovoltaicos. El método consiste en inducir una corriente por el panel y, controlando una cámara (específica para esta tarea) de forma remota, capturar una imagen de la radiación emitida por el mismo. Comparando las imágenes previas a la inducción de corriente y durante la misma se pueden reconocer diferentes defectos en las células del panel. La intensidad del defecto, es decir, la característica óptica del mismo, dependerá de la corriente aplicada al panel y el tiempo de exposición del panel a la cámara en esta situación. Para alimentar el módulo se utiliza corriente continua para conseguir la recombinación radiactiva en las celdas del panel. La recombinación radiactiva es el proceso por el cual un electrón de un material semiconductor que se encuentre en la banda de conducción combina con un hueco de la banda de valencia, provocando la liberación de un fotón. Debido a la baja energía con la que es absorbido el fotón este termina escapando del semiconductor, lo que provoca el brillo o sombra (en función del defecto) que permite detectar los fallos.

El método se basa en la toma de una primera imagen alimentando el panel a la corriente de cortocircuito I_{sc} , que recibe el nombre de imagen de alta polaridad. Y una segunda imagen en la que se aplica una corriente equivalente al 10% de la I_{sc} , denominada imagen de baja polaridad. La intensidad del brillo captado por la cámara en cada zona del panel va a depender de la tensión de operación de dicha zona. Una vez se tienen las imágenes mediante su análisis se pueden observar de forma cualitativa los valores de resistencia serie y paralelo, además de detectar fisuras, grietas o roturas en las celdas.

Los equipos necesarios para realizar el estudio de electroluminiscencia están representados en la Figura 4-10 y son:

- Cámara CCD (Dispositivo de carga acoplada, en inglés) con trípode para exposición estática.
- Filtro de borde de paso-alto
- Lámpara de infrarrojos
- Ordenador y software aptos para el procesamiento de imágenes
- Fuente de corriente continua que pueda proporcionar la tensión nominal del módulo o el string.

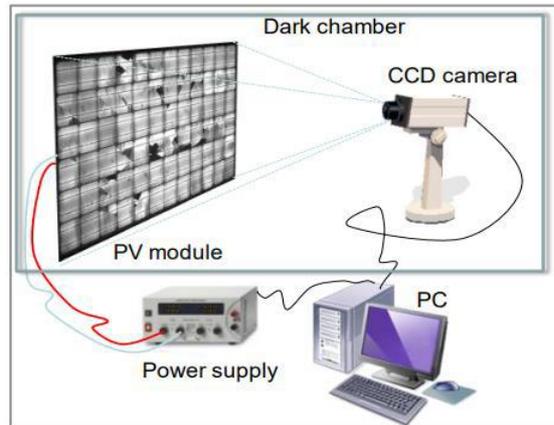


Figura 4-10. Sistema de medida de electroluminiscencia en laboratorio [30]

Las cámaras empleadas en este estudio deben contar con un chip CCD, que está compuesto por algún material semiconductor (InGaAS o silicio). La banda de emisión durante el proceso de electroluminiscencia de las células de silicio del panel está centrada en 1.150nm. Para poder detectar este valor se utilizan sensores InGaAS (con un ancho de banda de 900 – 1700 nm). Para evitar que haya perturbaciones provocadas por el resto de longitudes de onda es necesario usar filtros de paso alto para limpiar la respuesta de la cámara a la banda de emisión del módulo. Una de las desventajas de este método es que la intensidad del brillo de las células es relativamente baja, por lo que supone un problema de incompatibilidad realizar el estudio en ciertos entornos, ya que puede haber interferencias con otras fuentes de radiación que emitan en esas longitudes de onda. En parques fotovoltaicos esta medición debe realizarse obligatoriamente durante la noche con el fin de evitar el mayor número posibles de perturbaciones radiactivas.

Otra consideración a tener en cuenta a la hora de medir es la desconexión de la fuente de corriente continua antes de conectar y desconectar los módulos y strings que se vayan a someter al estudio para intentar evitar accidentes del personal que lleve a cabo el análisis. Esta técnica es de gran utilidad en la detección de celdas inactivas, degradación inducida por potencial o roturas y fisuras en las celdas provocadas por impactos o una mala instalación como se puede comprobar en la Figura 4-11.

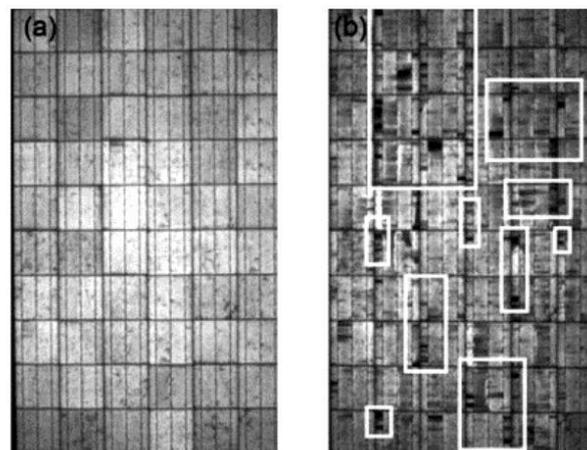


Figura 4-11. Prueba comparativa de Electroluminiscencia de un módulo sin defecto (a) y otro con defectos (b). [31]

Como se puede observar en la Figura 4-11 los defectos aparecen como manchas oscuras en la cámara de electroluminiscencia. En este caso se debe a que hay celdas del panel que se encuentran rotas y no reciben corriente de la fuente de alimentación, de ahí que no haya brillo y en la imagen se perciban sombras.

4.2.1.2.3 Medición de la curva I-V

El test de la curva característica I-V (intensidad y tensión) de los módulos o strings permite determinar los siguientes parámetros:

- La tensión en circuito abierto (V_{oc})
- La corriente de cortocircuito (I_{sc})
- Tensión en máxima potencia (V_{mpp})
- Corriente en máxima potencia (I_{mpp})
- Máxima potencia (P_{max})
- Fill factor o factor de llenado (FF)

Gracias a este método se puede estudiar el funcionamiento de los módulos, comprobando si existen fallos en los mismos. Esta técnica se realiza periódicamente, en los 5 primeros años se recomienda realizar como mínimo una vez cada año, ya que estos dispositivos se encuentran en garantía y así se puede comprobar que el panel funciona conforme a lo indicado por el fabricante. Una vez finalizado el periodo de garantía se recomienda aumentar la frecuencia con la que se realiza esta actividad y basarla en la experiencia adquirida por el personal de mantenimiento en base al histórico de fallos detectados.

Poder realizar esta medición en un parque en condiciones reales (in situ) y extrapolar posteriormente a las condiciones de operación STC (condiciones estándar de medida) o NOCT (temperatura de operación nominal de la célula), ambas proporcionadas por cada fabricante para su producto, permite obtener información sobre la potencia nominal de la producción de energía de los módulos y compararla con las especificaciones del diseño. Estudiando todo esto, registrando datos y comparando nuevas mediciones con antiguas se puede detectar la posible degradación en el rendimiento del panel respecto a las mediciones iniciales y poder actuar con mantenimiento correctivo sobre el panel o string que hiciera falta.

Uno de los procedimientos para esta medición más usados se describe en el apartado 7.2 de la norma IEC 62446-1:2016 [32]. Para llevar a cabo el análisis deberá realizarse bajo una irradiancia estable de al menos 400 W/m^2 sobre el panel. El procedimiento de medida es el siguiente:

- Asegurar que el sistema está desconectado y no circula corriente para la protección del operario que realiza el análisis.
- Verificar que los niveles de irradiancia a los que está sometido el módulo son aptos para realizar el análisis.
- El string o módulo a analizar deberá estar aislado del resto de la instalación y conectado al dispositivo de medida de la curva I-V.
- El dispositivo de medición deberá estar programado con las características, tipo y cantidad de módulos que se van a someter al análisis.
- El medidor de irradiancia empleado para el análisis y asociado al dispositivo de medición de la curva I-V deberá estar instalado de manera que coincida con el plano del string o módulos a estudiar y se debe asegurar que no se ve afectado por ninguna sombra o reflejo de luz que pueda perturbar la medida de irradiancia. En el caso de utilizar unos paneles de referencia, para medir la irradiancia, diferentes a los sometidos al análisis se deberán realizar las correcciones pertinentes por la diferencia de tecnología.
- Cuando el medidor de la curva I-V utiliza una sonda de temperatura para celdas, esta deberá estar en contacto firme con la parte posterior del módulo y en el centro de una celda que esté ubicada en el centro del módulo. Cuando se calculen las correcciones de temperatura por el dispositivo de medida de la curva I-V, se deberá verificar que se han introducido las características correctas del módulo en el dispositivo y el que valor de la tensión en circuito abierto (V_{oc}) del string se encuentra dentro del rango esperado.

Para completar el test, la medida del valor de potencia máxima debería compararse con el valor especificado en las características del panel bajo estudio. La medida deberá estar dentro del rango de tolerancia de potencia establecida para los módulos, por el servicio de operación y mantenimiento, y un factor de corrección por la precisión del equipo de prueba de la curva I-V, en caso de que el valor se encontrara fuera de ese rango el módulo presenta algún tipo de fallo y se debe proceder a la reparación o sustitución.

Para realizar la medición será necesario disponer del dispositivo de medición de curva I-V (Figura 4-12) con sensor de irradiación, termómetro de infrarrojos, controlador del ángulo de irradiación y pinza amperimétrica.

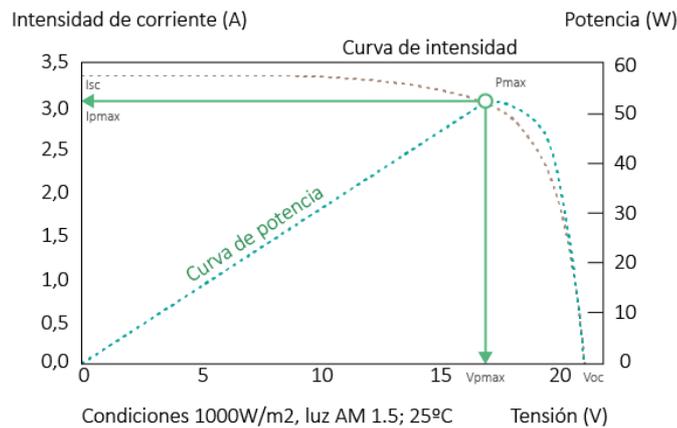


Figura 4-12. Ejemplo de curva I-V en medición real [33]

En la Figura 4-12 están representada la curva I-V (línea discontinua verde) y la curva P-V (línea discontinua azul). Además, se representa en el eje de abscisas el valor de la tensión en circuito abierto (V_{oc}).

Algunos de los fallos que se pueden detectar con este análisis son células o módulos dañados, diodos de bypass averiados, discordancias entre los valores de fábrica y los de producción real motivados por el desgaste, etc.

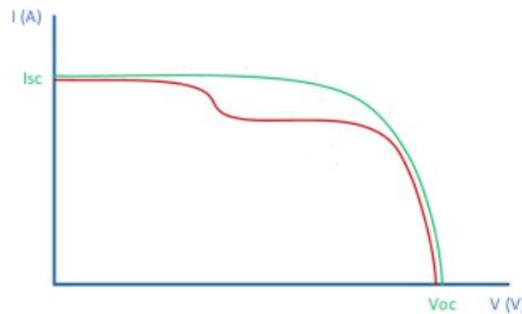


Figura 4-13. Ejemplo de curva I-V con módulo dañado [34]

En la Figura 4-13 se puede observar un ejemplo de una gráfica I-V donde se compara un panel en perfecto estado de funcionamiento (curva verde) y un panel con células rotas (curva roja).

Una gran desventaja de este método es la cantidad de horas que son necesarias invertir para obtener un resultado. Con este método sabemos que un módulo o string no está funcionando correctamente, pero es necesario determinar posteriormente cual es el fallo y localizarlo para su reparación. Esto implicará un aumento de tiempo para solucionar cualquier fallo, lo que se traduce en un incremento de costes de personal.

4.2.1.2.4 Valoración del estado de los diodos de bypass

Los diodos de bypass o protección tienen la funcionalidad de evitar que en caso de que se produzcan sombras en alguna célula del módulo se generen puntos calientes (hot spots). Si el panel está en perfecto estado se genera una tensión de negativo a positivo en el diodo de bypass que impide la circulación de corriente a través de este y circula por las células del módulo. En caso de sombreado parcial en el módulo, las células con el fallo no

generan tensión y esto provoca una caída de tensión, comportándose las células como una resistencia, que invierte la polaridad del diodo. De esta forma se permite el paso de la corriente a través de estos y se evita el paso por las células defectuosas y la generación de calor por el aumento de la resistencia.

Los diodos de bypass pueden tener fallos en circuito abierto (máxima tensión de una célula fotovoltaica) o en cortocircuito (corriente máxima de una célula cuando la tensión en el panel es cero). Si un string de módulos tiene una tensión inferior al promedio en relación con otros strings del parque puede significar que uno o más diodos están fallando. Una vez detectado el fallo se deberá proceder al reemplazo del diodo, en caso de que el fabricante lo permita, o en caso contrario reemplazar el módulo entero. Para comprobar posibles fallos en el diodo se pueden realizar dos análisis que serán descritos a continuación.

- **Test de diodo en circuito abierto.** En el caso de que el acceso al diodo sea directo para el operario se podrá medir la continuidad mediante un multímetro. Un diodo en perfecto estado permitirá el paso de corriente en el sentido correcto.

Si no se puede acceder de una manera sencilla, se puede detectar el diodo defectuoso sombreando una selección de células del panel o en el caso de los strings sombreando algún módulo para reducir el tiempo de búsqueda (depositar algún objeto opaco sobre el panel que evite la radiación solar en la célula o panel). Es necesario que el test se realice con unos niveles de iluminación estables para evitar que cambios en la irradiancia se interpreten como fallos en los diodos. Para realizar el test deberán seguirse los siguientes pasos:

- a) Primero deberá configurarse el multímetro para medir la corriente del módulo o del string bajo test. En caso de que más strings se encuentren conectados en paralelo al ensayo deberá procederse a la desconexión del mismo.
- b) Se deberá proceder a sombrear selectivamente los módulos y células que están divididas por el diodo.
- c) Una vez sombreados deberán comprobarse las caídas de corriente. Un diodo en circuito abierto no podrá derivar la corriente de las celdas sombreadas y, por tanto, la corriente disminuirá. De esta manera se conocerá el diodo en mal estado.

- **Test de diodo en cortocircuito.** Un diodo en cortocircuito puede ser identificado mediante una imagen térmica tomada con la cámara termográfica o localizando los módulos con un valor de tensión inferior al esperado o nominal. Para poder evaluar la tensión de cada uno de los módulos, en caso de que estén instalados en un string debe desconectarse este del resto de la instalación y posteriormente desconectar todos los módulos de la cadena. Finalmente se medirá la tensión en cada módulo y detectando aquellos que tengan valores inesperados.

Para aquellos strings que tengan un número elevado de módulos instalados el proceso de medir uno a uno la tensión de salida de estos puede resultar tedioso y se invierte una gran cantidad de tiempo. Para esta situación se recomienda dividir el string en conjuntos de módulos y medir la tensión de salida de cada conjunto, de esta forma se detecta aquella agrupación con menor tensión y posteriormente se evalúan uno a uno los módulos de ese conjunto hasta encontrar el diodo defectuoso.

En el caso de instalaciones grandes que disponen de centros de control con dispositivos de monitoreo de potencia y tensión a nivel de módulos no será necesario realizar este test. Comparando los valores de tensión ofrecidos por el sistema de control se puede encontrar el módulo defectuoso. Algunos sistemas de control cuentan con herramientas software para validación en la adquisición de datos (DAS, siglas de Data Acquisition System) que indican directamente el módulo que está fallando.

Si se identifica un módulo con un nivel de tensión inferior al esperado, el diodo defectuoso permite la continuidad en ambos sentidos.

- **Conclusión:**

Una vez analizados estos tres métodos de detección de fallos o averías se puede considerar que el análisis de infrarrojos y la luminiscencia son dos métodos que requieren de menor tiempo para localizar averías. En el caso de la curva I-V localizar averías implica un coste superior de tiempo debido al estudio de las curvas y posterior localización de la avería. No se puede hacer una distinción del uso de cada técnica en función del tamaño o características de la instalación fotovoltaica, ya que todas las técnicas tienen un coste similar por panel analizado.

Una de las ventajas del análisis mediante curva I-V frente a los demás, es poder analizar la degradación de los paneles o la comprobación de que los parámetros de producción de energía se ajustan a los datos de fábrica. Si se realiza la creación de un histórico de los datos y curvas obtenidos desde el comienzo de la producción del parque, se podrá comprobar si la producción es la esperada en base a los datos proporcionados por el fabricante; y conforme avance el tiempo se podrá comparar el histórico de curvas con las más recientes y poder estudiar cómo ha evolucionado el rendimiento de la planta y si es necesario o no la realización de mantenimiento correctivo.

Por tanto, estas cuatro técnicas son complementarias unas de otras por diferentes motivos cómo no hay grandes diferencias de costes, ninguna de las técnicas vistas es capaz de detectar la totalidad de fallos que se pueden dar en un panel o string, o no se pueden realizar en cualquier momento dado que la termografía y el análisis de la curva I-V se deben realizar en horas de sol, cuando el módulo está produciendo energía, y en el caso de la luminiscencia era necesario que fuera en ausencia del sol para evitar perturbaciones por otras fuentes de radiación.

En cuanto a la búsqueda de fallos en diodos es cierto que son escasas las alternativas cuando el fallo es por circuito abierto, pero en el caso de diodo en cortocircuito existen dos alternativas. De estas dos opciones, buscar uno a uno el módulo que contiene un diodo en cortocircuito puede ser una labor que conlleve una gran inversión de tiempo y personal por lo que tiene unos costes económicos elevados a lo largo de la vida útil de la instalación.

En el caso de realizar la búsqueda mediante un sistema de validación de la adquisición de datos se tienen unos costes menores durante el proceso de detección del fallo. Pero tiene unos costes de inversión inicial superiores, que en el caso de algunas instalaciones (de pequeño tamaño) no suele ser económicamente rentables y no se llegan a instalar. Será decisión de la propiedad de la instalación contar o no con un sistema de adquisición de datos, también conocido como DAS, que les permite reducir los costes de chequeo de diodos de cortocircuitos en función de sus ratios de gastos y retorno de la inversión.

4.2.2 Conectores de cables fotovoltaicos

Generalmente los conectores fotovoltaicos apropiados no suelen perder la integridad de la conexión una vez instalados, aunque por un desgaste pueden darse fallos en las conexiones que puedan ocasionar arcos eléctricos o fuego en el sistema fotovoltaico.

Los fallos en los conectores fotovoltaicos pueden ocurrir por diferentes motivos:

- Unión defectuosa (mala instalación, uso de diferentes fabricantes o elementos para una misma conexión, etc.)
- Esfuerzos excesivos (a tracción, flexión o tensión) entre la conexión del cable y el conector que puede dar lugar a que se desaflojen. Puede ocurrir que, entre agua o polvo en la conexión, quedando en contacto con el metal conductor.
- Presencia de suciedad que pueda comprometer la permeabilidad de la conexión y que pueda no ser detectada sin una inspección exhaustiva.
- Condiciones climáticas. La exposición a altas temperaturas o la congelación de los conectores puede provocar desgaste o corrosión en los mismos.
- Defectos de fábrica

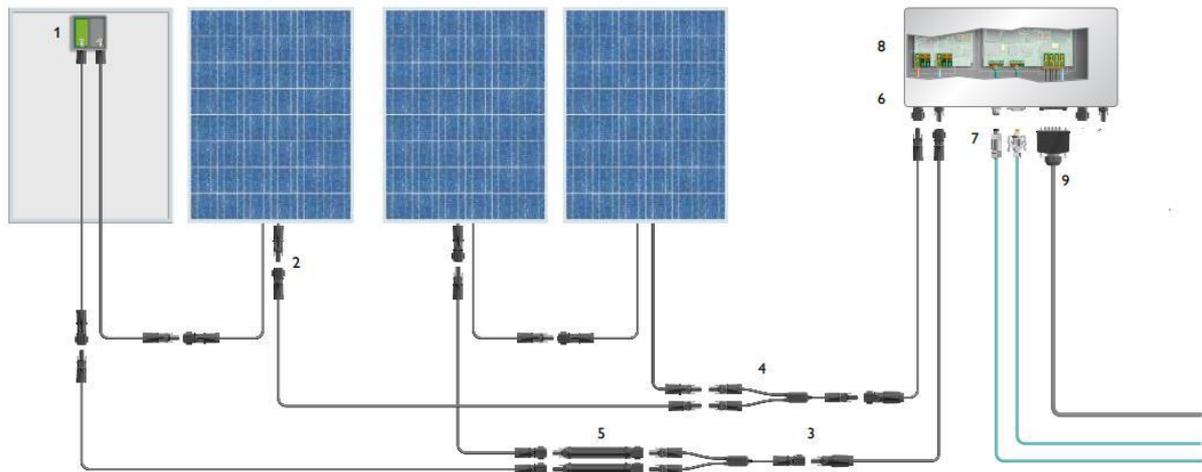


Figura 4-14. Esquema de conexión entre paneles e inversor [35]

Las comprobaciones periódicas de los conectores deben incluir una inspección visual y controles de estanqueidad. Debido al elevado número de conectores que puede haber en una instalación fotovoltaica los chequeos se recomienda hacerlos con una frecuencia de cinco veces al año y a una muestra de conectores, ya que hacerlo a la totalidad de los conectores de la planta supondría un elevado coste temporal y económico.

4.2.2.1 Comprobación de la estanqueidad

Una forma de chequear la estanqueidad de conectores es comprobar que no se dan arcos fotovoltaicos. Para la detección de estos se emplean dispositivos de detección de arcos eléctricos (AFDD, en inglés); estos son unos dispositivos de protección que tras detectar el fallo procede a la desconexión del circuito y emiten una alarma o aviso para prevenir posibles incendios provocados por el arco eléctrico.

Una vez emitido el aviso el equipo de mantenimiento debe proceder a la comprobación de los conectores instalados en ese circuito y reparar aquel que por falta de estanqueidad está provocando el arco eléctrico.

4.2.2.2 Termografía

Al igual que con otros dispositivos del parque fotovoltaico el uso de la termografía es un gran aliado para detectar fallos en los conectores. Las imágenes térmicas pueden ofrecer información sobre un exceso de resistencia que provoque un aumento de temperatura. Ese aumento de resistencia puede estar relacionado con un aumento de suciedad o polvo en el interior del conector por un fallo en su estanqueidad.

4.2.2.3 Comprobación visual

Efectuada por los propios operarios de la planta fotovoltaica sirve para comprobar que todos los conectores están fijados y libres de corrosión. Esta comprobación visual, según diferentes estándares de calidad, se debe realizar un mínimo de cinco veces al año bajo una muestra de los conectores de la instalación. Para la muestra se recomienda escoger aquellos conectores o cajas de conexión que tienen una mayor exposición al viento u otras fuentes de movimiento, al sol o al hielo. También deberán incluirse en la muestra a chequear aquellas conexiones que están realizadas con diferentes dispositivos o equivalentes, pero de distinto fabricante.

- **Conclusión**

Al igual que ocurre con otros dispositivos existen diferentes técnicas que permiten llevar a cabo un mantenimiento que minimice los fallos en la planta fotovoltaica y aumente la fiabilidad de esta última. En el caso de los conectores no son un elemento de la instalación que requiera de un nivel de mantenimiento elevado y las técnicas se centran en corroborar que se encuentran en un estado adecuado para su utilización. El coste económico de realizar estos métodos no tiene diferencias significativas entre las técnicas descritas anteriormente, por lo que el coste no sería un buen criterio para decantarse por alguna de estas en detrimento de otras. Será un

cometido del responsable de operación y mantenimiento de la planta definir la periodicidad con que se realizan estas técnicas o la exclusión de ellas en el plan de mantenimiento, aunque tras esta breve evaluación se considera que para mejorar la fiabilidad de la instalación será necesario compaginar los tres métodos en el mantenimiento de los conductores.

4.2.3 Inversor

Este dispositivo requiere de un bajo nivel de mantenimiento en comparación con otros equipos del parque fotovoltaico. Son elementos que operan al aire libre y están protegidos de las inclemencias del tiempo por una carcasa con un índice de protección mínimo IP65 (hermeticidad total al polvo y al agua con cantidades máxima de 12,5 l/min y presiones inferiores a 30 kN/m² durante al menos 3 minutos, según la norma UNE-EN 60529:2018 [36]). Para evitar que la radiación solar directa pueda afectar al rendimiento del inversor de forma negativa al aumentar la temperatura del mismo deben instalarse en zonas de sombra (normalmente detrás de los módulos fotovoltaicos para evitar la radiación directa).

4.2.3.1 Inspección visual de la carcasa

Como ya se ha comentado anteriormente las carcasas deben tener un índice de protección mínimo IP65, pero debido a la posible aparición de grietas o roturas debidas a la erosión o provocadas por animales es necesario realizar una comprobación visual por si fuera necesario tomar medidas correctivas con el inversor para evitar problemas al perderse la hermeticidad. En la inspección se debe chequear que no haya señales de agua en el interior de la carcasa, que haya niveles de polvo excesivos o entradas de roedores u otros animales.

Además, en la inspección visual debe verificarse que se encuentra cerrada la carcasa para poder evitar que pueda acceder a las conexiones internas del inversor personal no autorizado o no cualificado y que pueda ocurrir un accidente.

Otro aspecto a comprobar en la inspección visual es la pérdida de color de la carcasa u otros elementos de esta (serigrafías, logos, etiquetas, etc.) motivada por un exceso de acumulación de calor que indique fallos en el sistema de ventilación del inversor.

También es importante revisar el sellado de las juntas que evitan que se produzcan filtraciones de agua o polvo al interior del inversor, de esta manera se asegura su estanqueidad.

4.2.3.2 Inspección visual del interior

Es necesario realizar esta actividad para comprobar que no se están produciendo fallos como marcas por la torsión de los tornillos de anclaje o quemaduras en las conexiones de los conductores del circuito de corriente continua o el de alterna. Se recomienda la comprobación de las marcas por esfuerzo, al menos, anualmente en cada inversor; aunque algunos fabricantes proponen más de una revisión anual para evitar problemas en la instalación.

4.2.3.3 Grabación de datos y fallos

La adquisición de datos sobre el funcionamiento del inversor se realiza automáticamente por el sistema de control de la propia planta, pero estos deben ser revisados al menos una vez al mes para verificar que los datos de tensión y producción son los esperados o que el inversor no ha presentado fallos en su funcionamiento desde la última revisión.

Mediante un análisis general de los datos se podría evaluar el funcionamiento del inversor y poder comprobar si la eficiencia de la conversión de corriente continua a corriente alterna es correcta o el adecuado funcionamiento del paro de emergencia. El paro de emergencia es imprescindible en un sistema fotovoltaico ya que permite detener la producción cuando se produzca algún fallo en la instalación.

Muchos inversores del mercado cuentan con un seguidor de punto de máxima potencia (MPPT, Maximum power point tracker), este dispositivo se encarga de buscar el balance entre la tensión y la corriente en la cual los módulos solares trabajan a máxima potencia. Gracias a esta técnica se puede medir la eficiencia del MPPT.

En caso de que se apague de manera no programada el inversor se podría detectar esa parada en el registro de

datos, seguidamente evaluar las causas de la misma y proceder a su resolución. También se pueden evaluar fallos en la red que proviene de los paneles o la que enlaza con el centro de transformación. En el caso de la red de corriente alterna, disponiendo de los dispositivos oportunos para la medición, también se puede evaluar la existencia de armónicos a la salidad del inversor.

4.2.3.4 Termografía

Esta técnica ya ha sido descrita anteriormente en el apartado 4.2.1.2 del presente trabajo. Mediante la termografía se puede comprobar que la temperatura de trabajo del inversor está entre el rango definido por el fabricante. En caso de que la temperatura no fuese la idónea se podrían tener problemas en la conversión de la corriente o detectar fallos en el sistema de ventilación del inversor.

4.2.3.5 Verificación de los sistemas de ventilación

Esta actividad debe realizarse al menos dos veces al año para conseguir que la refrigeración del inversor sea adecuada. En caso de un mal funcionamiento del dispositivo puede generarse una limitación de la potencia de salida del mismo, provocando una pérdida de rendimiento.

La limpieza de los ventiladores varía entre modelos y fabricantes, en algunos casos es posible desinstalar el ventilador por completo, previa desconexión eléctrica del mismo, y proceder a retirar la suciedad. En otros casos no es posible retirar el ventilador por lo que se debe realizar la limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire, para ello se suele usar aire comprimido o con una gamuza atrapolvo. Algunos modelos cuentan con filtros de aire que pueden ser desmontados y posteriormente limpiados o renovados en caso necesario por desgaste.

4.2.3.6 Medición de la resistencia de aislamiento

Será necesario realizar una evaluación de la continuidad del sistema de puesta a tierra, para ello se suelen seguir las directrices del punto 6.1 de la norma IEC 62446-1:2016 [32]. Según esta norma será necesario realizar, en el lado de corriente continua del inversor, una prueba de continuidad eléctrica en todos los conductores de esa parte y, además, se deberán chequear la conexión del terminal principal de puesta a tierra.

Para realizar el cálculo será necesario un equipo de medición de la resistencia de aislamiento y un dispositivo para la desconexión y puesta en cortocircuito seguras de los paneles fotovoltaicos.

Para realizar la medición primero se debe calcular la resistencia de aislamiento teórica por string, comprobar que todo el cableado se encuentra conectado de forma correcta o no están deteriorados, e instalar seguidamente los dispositivos de cortocircuito y el de medición de resistencia de aislamiento. Una vez que todos los equipos están conectados debe ponerse en cortocircuito el string en cuestión. La tensión de ensayo debe ajustarse a la máxima tensión de trabajo de los módulos. Una vez realizada la medición, se debe anular el cortocircuito y repetir el proceso en el resto de strings conectados al inversor. Posteriormente deberán comprobarse los valores de resistencia medidos con los calculados teóricamente al principio del estudio. Aquellos strings que presenten un fallo a tierra deben quedar desconectados del inversor hasta que se repare el fallo.

Algunos fabricantes recomiendan que la primera medición debe realizarse después de llevar a cabo las primeras pruebas para poner en servicio los inversores del parque fotovoltaico. Posteriormente se realizarán en intervalos de seis o doce meses en función de las exigencias de mantenimiento de los responsables del parque.

4.2.3.7 Chequeo de los fusibles.

Para proteger al inversor contra sobreintensidades procedentes del sistema de corriente continua o corriente alterna se hace uso de fusibles de string. Para la comprobación debe utilizarse un multímetro digital con configuración para medir continuidad.

- **Conclusión**

Una vez analizadas todas las técnicas que se llevan a cabo para realizar un correcto mantenimiento del inversor en una planta fotovoltaica, se pueden obtener diferentes conclusiones. Todas las técnicas explicadas son complementarias unas de otras; es decir, es necesario realizar todas ellas para poder detectar todos los fallos posibles que se puedan ocasionar en un inversor. Algunos fallos como la pérdida de eficiencia en la conversión de corriente continua a corriente alterna, motivada por un exceso de temperatura de trabajo del dispositivo, se puede determinar bien por termografía o realizando un análisis del funcionamiento del sistema de ventilación. Con el primer método se puede determinar de una forma rápida el problema y ponerle solución; esto conlleva un ahorro económico en coste de personal y en reestablecer el buen funcionamiento del inversor por lo que podría ser mejor para detectar este fallo concreto. En cambio, con el análisis funcional también se puede evaluar el correcto funcionamiento del MPPT o el adecuado funcionamiento del paro de emergencia, convirtiéndose en una técnica indispensable o complementaria en función del fallo.

En conclusión, son necesarias todas las técnicas detalladas para el mantenimiento del inversor con el fin de determinar todos los fallos posibles en este dispositivo. Será decisión del servicio de operación y mantenimiento y del propietario de la instalación, teniendo en cuenta las especificaciones aportadas por el fabricante, el uso de unas técnicas u otras para la detección de fallos concretos y conseguir una mayor eficiencia en la producción de energía de la planta fotovoltaica.

4.2.4 Cableado

El cableado en una instalación fotovoltaica está formado por múltiples secciones (en función de la potencia a transportar, tensión, etc.) y se pueden encontrar en el exterior de los paneles, en bandejas, enterrados directamente en el suelo o bajo tubo. También es diferente la situación de los cables de conexión de los módulos en el caso de una estructura fija comparado con un tracker (estructura orientable en dos o tres ejes) donde se produce un movimiento a dos ejes. Es por esto por lo que se debe prestar especial atención y realizar una inspección y mantenimiento de los conductores adecuados. En el caso de que se observen signos de degradación u otras marcas de desgaste deberá procederse a la sustitución del cableado correspondiente por uno similar.

4.2.4.1 Inspección visual

En el caso de los cables de conexión de los módulos con los inversores o las cajas de conexión se debe prestar especial atención a la presencia de signos de desgaste de las cubiertas o muescas que puedan dejar al metal conductor en contacto con el exterior. Es muy importante prestar atención en aquellas zonas donde los conductores se encuentran con esquinas o bordes de las estructuras que sujetan los paneles, ya que se pueden producir muescas o un mayor deterioro de los conductores en esa zona. Lo mismo ocurre en las estructuras móviles; en el caso de que un conductor acompañe el movimiento del tracker puede ocasionar daños o desgaste en el primero, tanto en la cubierta como en los hilos conductores. También se debe revisar que a lo largo del despliegue del cable no se produzcan torsiones anormales que generen esfuerzos en el conductor y puedan provocar su rotura. Se debe realizar una inspección exhaustiva a aquellos conductores que no estén bien asegurados y sean susceptibles de rozarse o dañarse con otros elementos de la instalación o por acción de inclemencias meteorológicas como el hielo, el viento o la nieve. Un excesivo movimiento de los cables puede dar lugar a fallos.

Otro elemento que se debe inspeccionar cuando se lleva a cabo esta tarea, es la brida de plástico o metálica que se encarga de la sujeción del cable. En caso de que no se encuentren en un estado adecuado deben ser reemplazadas por un elemento similar que sí pueda realizar la función de sujeción correctamente y evitar que se puedan originar fallos en el cableado.

Es importante que las conexiones de los cables sean chequeadas y se vuelvan a apretar, para ello debe hacerse uso de llaves dinamométricas adecuadas y en caso de que no se obtengan los valores de par de cierre esperados se debe proceder a la sustitución del elemento de conexión. Esta tarea suele realizarse especialmente en los cables de puesta a tierra.

Como se ha indicado anteriormente, algunos circuitos de la instalación discurren bajo tubo o en bandeja por lo que será necesaria una inspección de estos elementos para evitar daños que puedan generar posteriormente desgaste o rotura de los conductores. Se deberá chequear que los soportes de estos elementos se encuentran en el estado correcto para su uso, desgaste excesivo, grietas, corrosión u otras marcas de deterioro que puedan

disminuir la protección mecánica de los cables. En el caso de las bandejas, deberá chequearse que el pandeo de estas no supera los límites permitidos y en caso desfavorable instalar soportes adicionales. Cuando estos dispositivos se encuentren conectados a tierra, como medida de seguridad, deberá comprobarse que no hay elementos sueltos que puedan ocasionar problemas al personal de la instalación por un fallo en el sistema de puesta a tierra.

En el caso del cableado de los módulos o strings que en un principio no estén sometidos a rozaduras, que no estén en contacto con superficies abrasivas o que estén protegidos frente otras situaciones que puedan provocarles daños; pero que estén expuestos al viento u otras fuentes de movimiento o elongación, se recomienda que se comprueben como mínimo una vez al año durante los primeros cinco años desde su instalación y posteriormente se base en la experiencia (aconsejable aumentar la frecuencia anual de revisiones). El intervalo de revisión será el mismo para aquellos cables que se encuentren expuestos a movimientos o elongaciones y estén instalados a lo largo de las estructuras fijas o los trackers.

4.2.4.2 Termografía

Para aquellos conductores que se encuentren alojados en el interior de tubos o bandejas y sea imposible su acceso para llevar a cabo la inspección visual, se puede utilizar la termografía como técnica para la detección de anomalías provocadas por el aumento de la temperatura; de esta manera se consigue reducir riesgos para la planta y su personal. El aumento de la temperatura en los conductores se puede deber a una conexión defectuosa por un par de apriete inadecuado (floja), conexiones oxidadas o con corrosión, suciedad en las conexiones o degradación de los materiales aislantes que forman la cubierta del conductor. A continuación, en la Figura 4-15 se muestra un ejemplo de sobrecalentamiento en un circuito.



Figura 4-15. Conexiones con sobrecalentamiento [37]

4.2.4.3 Comprobación de la resistencia de aislamiento

Esta prueba es fundamental en el cableado de una instalación fotovoltaica ya que permite comprobar la eficacia del aislamiento de los conductores y evitar problemas como cortocircuitos, descargas eléctricas o incendios. La degradación de los conductores en un parque fotovoltaico se puede deber a diferentes causas como la temperatura (cambios bruscos de calor o frío por ser una instalación exterior), humedad, roedores o mecánica (golpes, vibraciones, roces, etc.). Este test suele realizarse de manera anual en aquellos circuitos que están conectados a tierra o en los que no puede realizarse este chequeo mediante el sistema de control del inversor. En la actualidad existen diferentes estándares para realizar este test; posiblemente el método más recomendado para llevar a cabo esta comprobación sea el descrito en el punto 6.7 de la norma IEC 62446-1:2016 [32].

Los circuitos de corriente continua se encuentran en tensión durante las horas de sol y a diferencia de los circuitos de corriente alterna no pueden ser aislados antes de proceder a realizar la comprobación.

Para medir la resistencia de aislamiento se suele hacer uso de megaóhmetros (medidores de resistencia de rango

alto que disponen de un generador de corriente continua), dispositivos portátiles de pequeño tamaño que ofrecen el resultado de la medición de manera instantánea; gracias a estas características son unos dispositivos idóneos para el uso en una planta fotovoltaica (Figura 4-16).



Figura 4-16. Medidor de resistencia de aislamiento AMIC-5005 [38]

Para la medición será necesario primero desconectar el cable de cualquier fuente de tensión a la que se encuentre asignada, seguidamente aplicar una tensión de prueba a través de una porción de aislamiento, y con el dispositivo de medición calcular el valor de la intensidad resultante. Conocido el valor de la corriente calculada y tensión aplicada, mediante la ley de ohm se puede obtener el valor de la resistencia de aislamiento. Los equipos de medición empleados deberán tener en cuenta la corriente de fuga (ocasionada por la humedad o sales que pueda haber sobre la superficie del conductor, que inicialmente crece de manera logarítmica para finalmente permanecer continua el tiempo de duración del ensayo), la corriente de carga capacitiva (se corresponde con la capacidad de aislamiento que tiene el cable según el fabricante, es transitoria y elevada al principio del ensayo y se reduce a cero de manera exponencial al final del ensayo) y la corriente de absorción (corriente que decrece de manera continua pudiendo llegar a cero en función del tiempo de aplicación de la tensión, y sería la aportación de energía que es necesaria para la reordenación de las moléculas del aislante por efecto del campo electromagnético generado en la medición). La corriente total que pasa por el conductor y es medida por el megaohmetro es la suma de las tres anteriores (Figura 4-17).

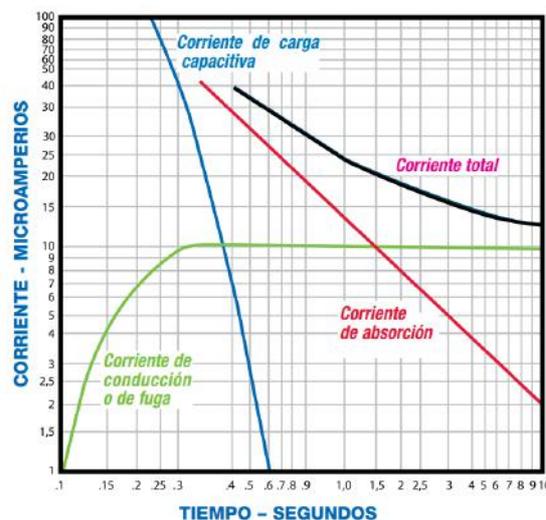


Figura 4-17. Variación de la corriente en función del tiempo [39]

En la Figura 4-17 se puede comprobar la naturaleza de las tres corrientes, necesarias para una correcta medición, en función del tiempo. La corriente total varía en función del tiempo, lo que puede provocar una variación en el valor de la resistencia de aislamiento ya que cuando está en tensión esta es constante. Para llevar a cabo una medición de calidad es necesario que el crecimiento de la tensión aplicada sea rápido, de esta forma se asegura una medición efectiva.

Una vez se obtiene el valor de la corriente total y sabiendo el valor de la tensión aplicada en el ensayo se puede obtener el valor de la resistencia de aislamiento mediante la ley de ohm. Posteriormente se puede comparar el valor de resistencia obtenido con el valor de fábrica proporcionado por el fabricante y en caso de que la variación sea significativamente menor proceder al recambio del conductor. Algunas guías de mantenimiento o empresas del sector se guían de los valores mínimos de resistencia de aislamiento exigidos en el punto 6.7.3.2 de la norma IEC 62446-1: 2016 [32] y reflejados en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1. Valores mínimos de la resistencia de aislamiento [40]

Tensión de trabajo (V)	Tensión del ensayo (V)	Resistencia de aislamiento mínima (MΩ)
<120	250	0,5
120 hasta 500	500	1
> 500	1000	1

En el caso de que los valores obtenidos en el ensayo no sean los esperados se deberá proceder a la sustitución del conductor correspondiente por uno similar o equivalente.

- **Conclusión**

En esta parte del trabajo se han analizado diferentes métodos para la comprobación del estado de los conductores. Desde la inspección visual en la que se puede comprobar por parte de los operarios encargados del mantenimiento de la planta el estado de los conductores de una forma simple; la termografía que permite obtener información de la temperatura de los conductores o sus conexiones, lo que supone una ventaja para detectar fallos que no puedan ser encontrados en una inspección visual o en cables o elementos que tengan un difícil acceso para los operarios; por último, el ensayo de la resistencia de aislamiento permite hacer una comprobación del estado de los aislamientos termoplásticos o termoestables de un conductor. Con este último método se pueden detectar fallos como la degradación del aislante que puedan no ser detectables con el resto de métodos. En cuanto al coste económico de cada uno de los métodos el primero requiere una inversión inicial menor, debido a que no hay necesidad de adquirir herramientas específicas, bastando solo con el personal para llevar a cabo los chequeos; el coste de operación es similar en las tres técnicas ya que el volumen de personal necesario para aplicar cada uno de los métodos no es significativamente diferente. En conclusión, pueden aplicarse los tres métodos en una misma instalación con el fin de que la detección de fallos o desgaste en los conductores sea lo más productiva posible y obtener el máximo rendimiento de la instalación evitando fallos provocados por los conductores.

4.2.5 Cajas de conexión

Uno de los elementos más importantes de un sistema fotovoltaico son las cajas de conexiones ya que a esta llegan numerosos circuitos y se dispone de diferentes dispositivos para la protección de los primeros. Un fallo en una de estas supondría graves perjuicios para la instalación y la generación de energía. El mantenimiento de este dispositivo conlleva el chequeo de los cables y las conexiones, la estanqueidad de la caja, la corrosión o deterioro de los elementos en su interior, estado de los dispositivos electromecánicos o la intrusión de roedores e insectos. Para asegurar la calidad de las cajas de conexión en un parque fotovoltaico se llevan a cabo las siguientes tareas de mantenimiento.

4.2.5.1 Comprobación de las marcas de torsión en los terminales

Para llevar a cabo esta tarea será necesario abrir la caja de conexión y verificar que las marcas en las conexiones que se realizan en los interruptores están alineadas y no presentan signos de torsión. Esta actividad no supone un coste económico elevado ya que es realizada por personal de la instalación con la formación adecuada y no requiere equipos específicos para llevarla a cabo.

Algunos estándares recomiendan realizar esta revisión una vez transcurrido el primer año de la puesta en funcionamiento de la planta y después repetirla una vez cada cinco años. Siempre deberán tenerse en cuenta las recomendaciones del fabricante para no perder la cobertura de la garantía en caso de fallo.

4.2.5.2 Comprobación de la estanqueidad de la caja

Una vez abierta la caja deberá comprobarse también que sigue siendo estanca. Para ello deberá chequearse que en el interior de la misma no hay restos o signos que indiquen daños provocados por la intrusión de agua. La entrada de agua en el interior de la caja puede deberse a un fallo en la permeabilidad, condensación en el interior de la caja o que provenga de los conductos donde se alojan los circuitos.

También deberán buscarse restos de polvo o suciedad, que normalmente suelen depositarse en contacto con las superficies de contacto de los dispositivos; un elevado nivel de polvo podría ocasionar una reducción significativa de la potencia eléctrica efectiva de la planta. Con el tiempo y el desgaste de la propia caja pueden aparecer puntos de entrada que permitan el acceso al interior de la misma de roedores o insectos. Todos los agujeros o signos de desgaste que comprometan la estanqueidad de la caja deben ser sellados.

En el caso de la búsqueda de restos de agua el equipo de mantenimiento debe basar el intervalo de inspección en la pluviometría o susceptibilidad de condensación el interior de la caja que puede darse en la zona donde está ubicada la instalación. En el caso del polvo se debe seguir el mismo criterio, se deberá basar la frecuencia de las inspecciones en la capacidad de que el viento transporte polvo o suciedad en la ubicación de la planta fotovoltaica.

Para la búsqueda de grietas o agujeros provocados por la corrosión o el simple deterioro de la caja deben tenerse en cuenta algunas variables climáticas que pueden acelerar la aparición de daños, estas serían la humedad (perjudicial en niveles elevados), presencia de sal (especial precaución en ambientes marinos) o ambientes con elevados niveles de contaminación (cercano a industrias químicas o agrarias). Algunos estándares recomiendan que se realice con una frecuencia de una vez al año esta comprobación durante los cinco primeros años desde la puesta en marcha de la instalación, pasados los cuales la frecuencia deberá permanecer constante o aumentar en función de la experiencia obtenida los cinco primeros años. Será decisión del servicio de mantenimiento esta decisión, o en su caso de la propiedad de la instalación.

Las medidas a tomar en caso de que se encuentren fallos, serán consideradas todas como mantenimiento correctivo. En el caso de querer evitar la entrada de agua o humedad, las medidas más comunes son el reemplazo de las juntas de sellado (cuando estas son defectuosas) o la desviación (mediante accesorios de drenaje) o sellado de la fuente que provoca la intrusión de agua.

4.2.5.3 Comprobación del estado de los terminales, embarrado de la caja o portafusibles

Otra tarea esencial en el mantenimiento de un cuadro eléctrico es comprobar la presencia de marcas o decoloraciones provocados por quemaduras en los terminales o sobretensiones provocadas por rayos en las conexiones de los interruptores o portafusibles. Es posible que por la presencia de humedad se puedan producir arcos eléctricos u otros fenómenos que puedan dejar marcas en las conexiones del cuadro o en otros elementos de este, pudiendo apreciarse quemaduras o decoloración de los materiales. Con este método se puede comprobar de una forma fehaciente que la estanqueidad de la caja no está siendo la esperada o requerida ya que puede ocurrir que no se aprecien signos de humedad, pero sí haya elevados niveles de esta en ciertos momentos y gracias a estas marcas se puede detectar que la estanqueidad de la caja se esté viendo comprometida.

Los intervalos de las comprobaciones deberán basarse en el número de descargas eléctricas (rayos) en la zona donde se encuentra ubicada la instalación y en las evidencias de fallos en los fusibles del cuadro o en los diodos de bypass en el caso de los circuitos de corriente continua. Por lo tanto, conocido el número de descargas electrostáticas (mediante mapas de densidad de impactos sobre el terreno), así como rayos y la frecuencia de fallos en fusibles o diodos de bypass se deberá definir por parte del servicio de mantenimiento o la propiedad de

la planta la frecuencia con la que realizar esta inspección.

4.2.5.4 Chequeo de interruptores y otros sistemas electromecánicos del cuadro

Los interruptores automáticos, seccionadores y otros dispositivos electromecánicos que se encuentran dentro de un cuadro de conexiones necesitan mantenimiento. Todas las verificaciones de los dispositivos y sus componentes deben realizarse de acuerdo con las instrucciones ofrecidas por el fabricante de los mismos:

- **Operación del interruptor:** Deberá realizarse al menos una vez al año la comprobación de que los sistemas de apertura y cierra en los interruptores es el adecuado. En caso defectuoso, si es posible, deberá repararse y si no reemplazar los dispositivos por uno similar o equivalente.
- **Estado de los terminales de conexión:** Deberá chequearse que todas las conexiones de los cables con los interruptores se encuentran apretadas correctamente y se evite contacto con otras partes de la instalación, pudiendo ocasionar algún fallo.

4.2.5.5 Testeo de fusibles

Los fusibles se deberán reemplazar bien por fallo de este o por tiempo de uso. Si un fusible no ha presentado daños en los 10 primeros años de servicio, se recomienda medir su resistencia (mediante un ohmímetro o multímetro) y verificar que esta se encuentra en los valores aportados por el fabricante, que deberán ser cero o muy cercanos a este. Para realizar el test de resistencia a los fusibles deben seguirse las siguientes instrucciones:

- No deberán manipularse los fusibles mientras el circuito se encuentre energizado.
- Comprobar que no hay tensión en el sistema con un voltímetro y que no está circulando corriente por el fusible.
- Retirar el fusible para proceder a la medición de la resistencia, se podrá realizar la medición en el portafusibles en el caso de que se asegure que no hay rutas de continuidad alternativa que pudieran ofrecer una medida errónea.
- Conectar los terminales del dispositivo de medida a los del fusible y comprobar que no hay restos de suciedad u otro elemento en contacto que pueda provocar una medida errónea de la resistencia.
- Verificar que el valor de resistencia medido es apto para su uso.
- En caso de que el resultado sea adecuado volver a colocar el dispositivo en el portafusibles correspondiente y en caso contrario reemplazarlo con otro similar o equivalente.

Se recomienda que este test sea llevado a cabo por dos operarios para que uno de ellos se encargue de realizar la medida y otro registre los datos obtenidos. Además, supone un aumento en el nivel de la seguridad tener dos personas para realizar trabajos con equipos en tensión

Este test deberá realizarse también al instalarse por primera vez el fusible o cada vez que se saque del portafusibles para verificar que el dispositivo está en perfecto estado para entrar en servicio.

4.2.5.6 Termografía

Al igual que ya ocurría con otros elementos de la instalación fotovoltaica la termografía es una técnica que permite inspeccionar un aumento de la resistividad de las conexiones que se dan entre los diferentes elementos de un cuadro de conexiones midiendo su temperatura.

Según diferentes estándares para las cajas de conexiones se recomienda que se evalúen imágenes térmicas una vez al año durante los cinco primeros años de operación y posteriormente deberá fijarse la frecuencia en función de la experiencia de la dirección responsable del mantenimiento de la instalación. Para fijar el intervalo deben tenerse en cuenta las condiciones climáticas que se dan en la planta, especialmente en aquellos lugares donde haya grandes diferencias de temperatura entre estaciones, y el histórico de averías se han ocasionado por sobrecalentamiento en las cajas.

- **Conclusión**

Las tareas que se llevan a cabo para un correcto mantenimiento en una caja de conexiones se centran en la comprobación de que todos los elementos que hay en el interior se encuentran en un estado óptimo para desempeñar su función y que la hermeticidad de la caja garantice que factores externos no puedan dañar a los dispositivos del interior y provocar daños en la instalación.

Al igual que ocurría con muchos elementos del parque, al haber conexiones eléctricas y conductores, el uso de imágenes termográficas es una técnica altamente resolutive para determinar ciertos fallos. Se puede confirmar que es indispensable contar con el equipamiento termográfico adecuado debido a su alta empleabilidad en la detección de fallos en la mayoría de los elementos de un parque fotovoltaico

Es muy importante la comprobación de la continuidad de los fusibles, ya que pudiendo predecir el desgaste de un fusible y procediendo a su reemplazo se pueden evitar fallos que puedan aislar la parte de la instalación conectada a la caja de conexiones, con la consecuente pérdida de energía y económica que supondría.

La estanqueidad de la caja es fundamental para garantizar que agentes externos (animales, humedad, polvo, etc.) puedan provocar desgaste o corrosión en los elementos del interior y comprometer la operatividad de la planta.

En resumen, la mayoría de las técnicas detalladas en este apartado del documento pueden identificar diferentes signos de desgaste o fallos por lo que las convierten en totalmente complementarias y necesarias en el mantenimiento de la planta. Bien es cierto que son unas técnicas tan sencillas y con un coste relativamente bajo que no han dado pie a la investigación o uso de nuevos métodos alternativos que puedan mejorar a las técnicas actuales y consecuentemente el servicio de mantenimiento de la planta.

4.2.6 Estructuras

Comprobar posibles fallos o desgaste en las estructuras que soportan los paneles es una tarea necesaria en cualquier instalación fotovoltaica. Defectos como la corrosión, falta de elementos de unión, oxidación, etc. pueden acabar ocasionando un fallo estructural que pueda provocar daños severos en otros elementos instalados sobre él, como módulos, cajas de conexión, inversor, cableado, etc.

4.2.6.1 Chequeo del estado de la estructura

Basado en una inspección visual, deberán comprobarse signos de oxidación, corrosión, deformaciones por flacidez, roturas de elementos y el correcto apriete de los tornillos que unen a los elementos de las estructuras.

Para comprobar el par de apriete de los elementos de unión de la estructura deberá usarse una llave dinamométrica para ajustar la fuerza del tornillo a las especificaciones del diseño de la planta o del fabricante, y se deberá realizar especialmente en aquellos casos en los que se sospeche que la estructura está sufriendo un desplazamiento.

La búsqueda de signos de corrosión u oxidación del metal, o fatiga del mismo es una tarea importante para asegurar la integridad de las estructuras. Se deberá mostrar especial atención a aquellas partes de la estructura donde están las conexiones del sistema de puesta a tierra y aquellas susceptibles de ser más afectadas por la humedad o el hielo ya que estos pueden provocar una aceleración del deterioro. Además, en los trackers o seguidores deberá verificarse la alineación de la estructura, por motivo del desplazamiento, para corregir que pueda haber distintos ángulos de inclinación en una misma hilera de paneles provocado por un fallo estructural.

Esta tarea es recomendable realizarla al menos una vez al año durante los primeros cinco años desde la puesta en servicio de la instalación y posteriormente ajustar la frecuencia de las inspecciones en base a la experiencia adquirida por el servicio de mantenimiento. Será recomendable que el personal de operación y mantenimiento fije la frecuencia de inspección en función del deterioro detectado durante los cinco primeros años en aquellas estructuras que están sometidas a esfuerzos mayores, debido a que soportan mayor carga vertical por el peso de los dispositivos alojados o están en zonas con una mayor exposición al viento. También será importante tener en cuenta aquellas estructuras que han sufrido mayor corrosión por encontrarse alojadas en zonas más abrasivas, en ese primer lustro de funcionamiento para determinar la frecuencia de inspección

4.2.6.2 Revisión de las cimentaciones

Un aspecto muy importante en un parque fotovoltaico es la ubicación e inclinación de los módulos fotovoltaicos. Una vez instaladas las cimentaciones, montadas sobre ellas las estructuras y se hayan instalado los dispositivos pueden aparecer asentamientos de la estructura que pueden provocar un desplazamiento en la posición inicialmente planteada de la misma. Además, en aquellas ubicaciones donde puedan darse congelaciones del suelo hasta cierta profundidad (línea de escarcha) es muy probable que se produzcan desplazamientos de las estructuras que tras varios ciclos de congelación pueden empezar a adquirir distancias a la ubicación original no deseadas.

Aunque en la fase de diseño del proyecto se haga un análisis del suelo para determinar las características del mismo y poder elaborar modelos para el estudio del posible desplazamiento de las cimentaciones, es muy importante realizar estudios de desplazamiento durante el primer año de funcionamiento de la instalación para analizar el movimiento de tierras. Especialmente importante es que se realicen tras el primer ciclo de congelación y descongelación del suelo; ya que serán mas evidentes los desplazamientos de las zapatas. Pasados los primeros cinco años de la puesta en marcha de la instalación el servicio de operación y mantenimiento podrá haber elaborado un modelo de desplazamientos y podrá predecir los mismos a futuro. Pasado el primer lustro se podrá disminuir o aumentar la frecuencia de esta revisión en base al conocimiento, aunque se recomienda como mínimo una frecuencia de una vez cada 3 años.

- **Conclusión:**

Como se ha descrito anteriormente, las inspecciones o técnicas llevadas a cabo para el mantenimiento de las estructuras de soporte de módulos en una instalación fotovoltaica se basan en inspecciones visuales que verifiquen la integridad de estas y en caso de desgaste proceder al reemplazo de los elementos deteriorados. Un desplazamiento de la estructura o un fallo de ella puede ocasionar grandes pérdidas económicas de la instalación ya que disminuiría la producción de los paneles.

4.2.7 Trackers

En la actualidad, muchas son las instalaciones que optan por el uso de este tipo de sistemas para conseguir una mayor producción de energía. Es necesario realizar un correcto mantenimiento de este elemento para que no se vea afectada la fiabilidad y el rendimiento en la producción de energía.

4.2.7.1 Comprobación de la orientación

Esta técnica es fundamental ya que permite determinar fallos en el inclinómetro de control del tracker o fallos en el sistema mecánico que permite el giro del string. Todos los seguidores cuentan con un inclinómetro para el control del ángulo de inclinación que se desea en cada instante en función de la radiación solar recibida. Para la comprobación que la orientación provocada por los seguidores es la deseada en la actualidad se emplean dos técnicas: niveles digitales y laser trackers.

4.2.7.1.1 Niveles digitales:

El uso de estos dispositivos es una técnica sencilla que no requiere de una elevada formación del personal para que sea llevada a cabo. No es necesario que se den condiciones climáticas específicas para realizar una correcta medición. Esta debe hacerse en horas de sol para comprobar que el ángulo del string es el deseado. Económicamente es un sistema poco costoso, lo que lo convierte en una técnica bastante extendida en la actualidad. Normalmente la precisión de estos dispositivos es cercana a los 2 mm, pudiendo alcanzar valores menores dependiendo del fabricante.



Figura 4-18- Nivel electrónico modelo Leica Sprinter 50 [41]

4.2.7.1.2 Laser trackers:

Se trata de un instrumento de medición, también llamado estación, que puede calcular la posición espacial de retroreflectores (dispositivos que reflejan el haz láser de vuelta a su fuente con mínima dispersión). Para calcular la posición del retroreflector la estación es capaz de medir el ángulo vertical (cenital), el ángulo horizontal (azimutal) y la distancia al centro geométrico del mismo. Estos dispositivos (Figura 4-19. Laser tracker y retroreflector Figura 4-19) suelen tener unos costes de adquisición relativamente elevados y es necesario contar con personal cualificado para realizar la medición. La precisión de este tipo de dispositivos está en torno a valores cercanos a 0,0025 mm, pudiendo diferir entre fabricantes.

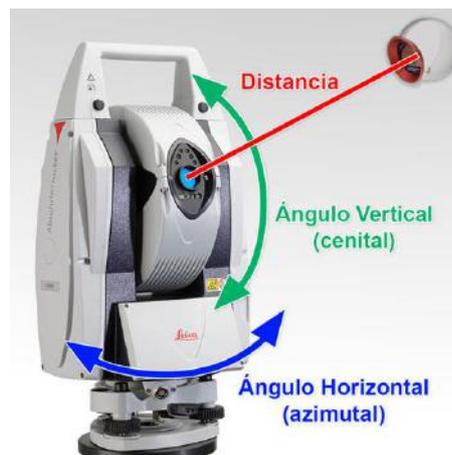


Figura 4-19. Laser tracker y retroreflector [42]

Bien es cierto que muchas veces se puede detectar la mala inclinación de un panel o string solo con una inspección visual y proceder al mantenimiento correctivo necesario (alineación y reparación o sustitución de elementos). Esta técnica debido a su alta precisión suele ser más empleada en la calibración de los inclinómetros del seguidor. Cuando se realiza mantenimiento correctivo en el sistema de control o el sistema mecánico de un tracker es necesario devolverlo a la inclinación correcta, por lo que sería necesario emplear estas técnicas tras la corrección del fallo mecánico.

Otro elemento del tracker para el cual es necesario comprobar el alineamiento es el sensor de irradiancia, este permite, en tiempo real, medir los tres principales valores de la irradiancia (radiación horizontal global, radiación normal directa y radiación horizontal difusa). El sensor de irradiancia debe tener el mismo ángulo de inclinación que los módulos fotovoltaicos por lo que es conveniente ajustar la nivelación del sensor cada cierto tiempo. Lo normal es calibrar el nivel del sensor cada 6 meses durante toda la vida útil de la planta. Otra recomendación es que los servicios de mantenimiento de la planta estudien las desviaciones entre string y sensor; y si estas alcanzan valores significativos en un periodo de tiempo menor se deberá aumentar la frecuencia de esta inspección.

A la hora de elegir una técnica para realizar esta tarea en un parque fotovoltaico, se debe tener en cuenta la precisión y los costes de adquisición y operación de los equipos. La precisión de un laser tracker es mucho mayor comparada con el nivel. Aunque fueron diseñados para alineación y nivelación de maquinaria industrial que requiere de un alto grado de precisión, se han convertido en una alternativa para instalaciones fotovoltaicas. En el caso de los niveles digitales su coste es menor comparado con el laser tracker. A un mismo volumen de

personal para el uso de ambos, el nivel requiere menor cualificación por lo que podría haber costes menores, aunque puede que no lleguen a ser significativos. Será decisión del servicio de mantenimiento o de la propiedad elegir un método u otro en función de los requerimientos de calidad que quieran para su planta. En cuanto a la diferencia que puede haber en los niveles de producción de energía utilizando una u otra técnica, en principio no se conocen diferencias significativas en la producción por la diferencia de precisión que manejan ambas técnicas.

4.2.7.2 Lubricación del sistema de rotación:

Para la lubricación del seguidor normalmente suele emplearse una pistola de engrase debido a la dificultad de acceso y evitar el desmontaje del mecanismo para su lubricación. La lubricación deberá realizarse según la frecuencia indicada por el fabricante del seguidor.

4.2.7.3 Inspección visual:

Se deberá realizar al menos una vez al año durante la vida útil de la instalación una inspección visual que compruebe si las estructuras se han visto afectadas por fatiga de los materiales, corrosión, problemas en los pernos de unión, y comprobación del par de apriete de los pernos.

4.2.7.4 Verificación de las comunicaciones

Se deberán verificar las conexiones con el centro de control de la instalación y con los elementos de las estaciones meteorológicas, ya que los trackers se guían en función de los datos de estos.

4.2.8 Control de la vegetación

Otra actividad fundamental en una instalación fotovoltaica es el control de la vegetación, ya que un crecimiento descontrolado de la flora puede provocar daños severos en trackers, cableado exterior y puede generar sombras a los paneles, entre otros problemas y daños. El crecimiento de la vegetación debe estar vigilado en los alrededores de los inversores y otros equipos eléctricos ya que pueden provocar roturas en las carcasas, contacto entre elementos en tensión, etc.

Una gestión adecuada de la tierra, sobre todo en aquellos casos que es apta para el cultivo vegetal, permite que el terreno puede tener el mismo uso previo a la construcción de la planta una vez que esta ha sido desmantelada. En la actualidad se emplean diferentes técnicas para el control de la vegetación en función del tipo de terreno en el que se lleva a cabo la implantación y que se indican a continuación.

4.2.8.1 Fitosanitarios:

Los fitosanitarios, también conocidos como agroquímicos, son sustancias utilizadas para la prevención, destrucción o combate de plagas de flora y fauna. En el caso del control de la vegetación esta técnica es capaz de eliminar la vegetación presente durante la aplicación y controla la vegetación futura actuando sobre las semillas (herbicidas pre-emergentes) o brotes verdes (herbicidas post-emergentes).

Los fitosanitarios a emplear en estos casos deben ser medioambientalmente sostenibles, es decir, está prohibido el uso de materiales que puedan contaminar el terreno; de esta manera las características del suelo permanecerían inalteradas y se podría restituir el uso previo del mismo después del desmantelamiento de la instalación. En España se debe seguir lo estipulado en el R.D. 1311/2012, de 14 de septiembre, por el que se establece el marco de actuación para conseguir un uso sostenible de los productos fitosanitarios.

Con esta técnica se obtienen excelentes resultados a largo plazo al eliminar la vegetación presente y futura de la planta, algo a tener en cuenta ya que la vida útil de estas instalaciones suele rondar los 30 años. Al controlarse de manera constante las proliferaciones de vegetación a la larga será necesario llevar a cabo menos actuaciones que con otros métodos. Además, se evitan daños en el resto de infraestructuras del parque fotovoltaico al usar materiales sostenibles con el medio ambiente.

Una de las desventajas de este método es su elevado coste económico, de personal y de adquisición de los productos fitosanitarios. Según el R.D. 1311/2012 es necesario que las personas que desarrollen esta actividad cuenten con la formación específica para ello, también es necesario una gestión especial de los residuos y una gestión administrativa anual por parte del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. A pesar

de emplear productos sostenibles, este método es menos respetuoso que otros que se analizarán posteriormente.

4.2.8.2 Desbroces mecánicos:

El desbroce mecánico es una técnica basada en la extracción y retirada de árboles, plantas, malezas o broza de una zona designada mediante la utilización de maquinaria. Existen numerosas formas de llevar a cabo esta técnica:

- **Trituradora de martillos:** Acopladas a tractores, estas trituradoras permiten segar y triturar la vegetación; de esta manera se evita levantar piedras del suelo y ocasionar daños en los paneles. Especialmente utilizable en los pasillos entre las hileras de paneles y zonas con una distancia prudencial a elementos de la instalación (3-4 metros aproximadamente).
- **Motosegadoras:** Empleadas en zonas donde no se puede acceder con la trituradora de martillos (debajo de los paneles solares), estas máquinas cuentan con unos peines de cuchillas que evitan el lanzamiento de proyectiles. Ver Figura 4-20.



Figura 4-20. Motosegadora Eurosystem GMP 210 H [43]

- **Desbrozadora manual:** Empleada en zonas cercanas a estructuras u otros elementos de la instalación que puedan sufrir daños con las maquinarias vistas en los puntos anteriores. Ver Figura 4-21



Figura 4-21. Desbrozadora manual FS 55 [44]

Esta técnica es mucho más respetuosa con el medio ambiente que el uso de fitosanitarios, ya que los residuos que genera son únicamente restos de vegetación. En cuanto al coste económico este método es más barato, y el personal no requiere una formación específica: la adquisición de los equipos supone un coste importante pero el coste de operación es menor en comparación con los fitosanitarios. Otra gran ventaja frente al uso de plaguicidas es que no es necesario llevar a cabo una gestión administrativa, lo que supone un ahorro económico y de personal.

Una desventaja de emplear esta técnica es que ofrece peores resultados a largo plazo que el uso de fitosanitarios. Solo elimina la vegetación presente en el momento de actuación, por lo que será necesario realizar esta técnica con una frecuencia superior a otros métodos. El problema más grave que se puede generar con esta técnica son las roturas o daños en equipos de la planta fotovoltaica ocasionados por impactos de materiales que puedan salir disparados en el proceso de desbroce. Además, la actividad de desbroce genera mayor acumulación de polvo y suciedad sobre los paneles que disminuiría la producción de energía y, por tanto, la rentabilidad económica de la instalación.

4.2.8.3 Agrivoltaica

La agrivoltaica es una técnica basada en el aprovechamiento del suelo donde se ubica la instalación para obtener energía solar y productos agrícolas; para ello se deberá devolver gran parte del terreno ocupado por la instalación al sector primario que lo explotaba previamente o en caso de que no se llevara a cabo ninguna actividad agrícola se deberá buscar una compatible con el tipo de suelo. En la actualidad en España se están desarrollando proyectos que combinan el cultivo de vegetales o la cría de ganado. Gracias a esta técnica se consigue una mayor protección y conservación de la biodiversidad; además de crear valor en la economía de las comunidades cercanas a la instalación.

En el caso del uso de ganadería hasta el momento se ha optado por el uso de ganado bovino debido a que su tamaño y comportamiento les convierten en una opción ideal para compartir terreno con una instalación fotovoltaica. Una de las principales ventajas de este método es que el uso de este tipo de ganadería se puede considerar la mejor opción para el desbroce del terreno si se tiene en cuenta el coste económico y el resultado del desbroce. No es necesario tomar medidas o consideraciones especiales en la fase de diseño (distribución de los equipos de la instalación) de la planta para poder introducir ganado bovino posteriormente. Por ejemplo, en la planta fotovoltaica de “El Doblón” [45] se introdujo el ganado bovino una vez la instalación estaba produciendo energía y no se había contemplado anteriormente esta técnica como solución al control de la vegetación.

Otra forma de gestionar el suelo es mediante la agricultura, para esta técnica deben elegirse cultivos que alcancen poca altura y no puedan ocasionar daños en el equipamiento de la instalación o sombras en los paneles (en algunas instalaciones se están cosechando pimientos, alcachofas, brócoli, etc). Ya en la fase de diseño de la instalación se debe contemplar que esta actividad se llevará a cabo para que en la ingeniería conceptual se tengan en cuenta los requisitos que debe tener la planta, para que las actividades que se realicen en el terreno sean compatibles. Para evitar daños provocados por la maquinaria agrícola se suelen emplear estructuras fijas para elevar las placas solares, pudiendo alcanzar alturas de hasta cinco metros. Uno de los inconvenientes de esta técnica es la sombra que generan los paneles, lo que puede ocasionar una reducción de la productividad del terreno. Según un estudio publicado en la revista Nature [46] únicamente con la ocupación del 1% de la superficie destinada a cultivo de vegetales para la producción de energía mediante instalaciones fotovoltaica se podría compensar la demanda anual de energía. Este descubrimiento abre un mundo de posibilidades para el alcance de los objetivos de desarrollo sostenible. Ejemplos de implantación de agrivoltaica en la Figura 4-22.



Figura 4-22- Ejemplos de aplicación de la agrivoltaica [47]y [48]

Uno de los principales beneficios de llevar a cabo estas técnicas es el coste económico, en algunos casos la propiedad de la planta negocia con agricultores o ganaderos el uso del suelo para su actividad a cambio del

control de la vegetación. Así se consigue un ahorro de costes para el propietario de la planta y una actividad económica para la comunidad adyacente a la misma. Esta técnica de entre todas las analizadas es la más respetuosa con el ecosistema y la biodiversidad de la zona donde se ubica la instalación. También supondría un menor coste devolver al terreno las características previas a la implantación en el momento del desmantelaje, devolviendo así su uso previo sin grandes inconvenientes.

No todas las localizaciones valen para implantar esta técnica; a pesar de ser un método con múltiples beneficios para el control de la vegetación, el tipo de suelo es un factor fundamental. Para el cultivo de vegetales se requieren unas condiciones (tipo de suelo, acceso a agua, etc.) y lo mismo ocurre con la cría de ganado. Otra desventaja es que se pueden producir daños en los equipos de la instalación: en el caso de la agricultura con el uso de maquinaria para el cultivo o recolección y en el caso de la ganadería los propios animales pueden causar daños en cableados, paneles u otros dispositivos.

- **Conclusión:**

Son diferentes las técnicas que se emplean en la actualidad para el control de la vegetación en plantas fotovoltaicas. Para la elección de una de estas se tiene que tener en cuenta diferentes factores como el coste económico de la actividad, tipo de suelo, inmediatez en los resultados y sostenibilidad de la instalación.

En cuanto a la técnica con mayor coste económico, se encuentra el uso de fitosanitarios por la adquisición de productos, los gastos derivados del control legal que tiene el uso de estos productos y la formación del personal. El coste del desbroce mecánico es menor, pero aumenta la suciedad de la instalación y, por tanto, aumentarían los costes de limpieza de los módulos. La agrivoltaica tiene los costes más reducidos de todas las técnicas y puede llegar a generar valor para las comunidades colindantes con su implantación.

En relación con la inmediatez de resultados, el desbroce es el método más efectivo ya que con una sola aplicación se obtienen resultados óptimos. Los fitosanitarios requieren ser aplicados sucesivas veces hasta obtener resultados aceptables, pero a largo plazo es el método que mejores resultados ofrece. En cuanto a la agrivoltaica, en el caso de usar ganado suele llevar varios meses hasta llegar a obtener resultados tolerables, además es variable en función del número de cabezas de ganado. En el caso de la agricultura se requiere una preparación del terreno para poder llevar a acabo la actividad y un control posterior de los vegetales cultivados.

Respecto al tipo de suelo no hay distinción a la hora de aplicar el desbroce mecánico o el uso de fitosanitarios ya que son compatibles con cualquier tipo de terreno. No ocurre esto con la agrivoltaica, ya que no todos los suelos o localizaciones son aptos para el cultivo de ciertos vegetales y lo mismo ocurre con el ganado.

Por lo que concierne a la sostenibilidad el uso de fitosanitarios no deja de ser un añadido externo al entorno a pesar de que este cumpla con los requisitos marcados para ser un producto que no dañe el medioambiente. El desbroce puede ocasionar la pérdida de la cobertura vegetal del suelo, lo que implica poder acelerar procesos como la desertificación o producir daños en el terreno que impidan su recuperación para devolverle el uso previo a la instalación de la planta fotovoltaica.

Por tanto, será decisión de la propiedad en base a los objetivos marcados para la implantación la elección de la técnica a usar para el control de la vegetación en función de los motivos analizados en este punto.

4.2.9 Sistema de adquisición y control de parámetros (SCADA)

También conocidos como DAS (Data Acquisition System), es un sistema utilizado para el monitoreo y comprobación de parámetros de dispositivos de la instalación fotovoltaica, el estado de los inversores, producción de energía, tensiones, corrientes, irradiancia, temperatura, etc. Este sistema es un gran aliado para la detección de fallos en la instalación pudiendo emplearse como técnica alternativa a alguno de los métodos vistos con anterioridad, sean la electroluminiscencia, termografía, etc. Estos sistemas tienen la capacidad de realizar informes automáticos que permiten analizar al equipo de operación y mantenimiento los índices de producción deseados y generan alertas para realizar mantenimiento correctivo en los elementos que presenten fallos.

Normalmente los proveedores de estos productos suelen dividir el sistema en diferentes zonas para conseguir una mayor adaptación a cualquier tipo de instalación fotovoltaica. Por ejemplo, se puede dividir en:

- **Zona fotovoltaica:** Se trata del primer nivel de medición y en ella se pueden encontrar los equipos de medidas de los strings y sensores que permiten analizar las condiciones de trabajo de los módulos.

- **Zona de potencia:** Segundo nivel de medición en este se encuentran los centros de transformación o skids. En plantas grandes con más de un skid, estos se interconectan en anillo mediante cables de fibra óptica.
- **Zona de control:** Tercer y último nivel de medición, aquí se encontraría el punto de enlace entre la instalación y la red de distribución o transporte (centro de seccionamiento o subestación).

Una monitorización exhaustiva de las tres zonas permite detectar y corregir fallos en la instalación de forma rápida y eficiente, de esta forma se consiguen mayores rendimientos en la producción de energía y un aumento de la vida útil de la planta fotovoltaica.

Para que el sistema de adquisición de datos sea una herramienta eficaz en la detección de fallos de un parque fotovoltaico, es necesario realizar un mantenimiento preventivo de los sensores que conforman este sistema y las conexiones de estos con el propio sistema.

Deberán chequearse todos los dispositivos y equipos que formen parte del sistema de adquisición de datos y aquellos donde se instalen los anteriores, cajas de conexiones, skids, inversores, paneles y unidades del sistema de adquisición de datos que no formen parte de la generación de energía. En el caso de la comprobación del estado de sensores, se recomienda realizar siempre las mediciones y comprobaciones en unas condiciones climatológicas estables para poder comparar datos históricos. En parques pequeños que cuentan con pequeños servicios de mantenimiento no se puede acceder a los datos adquiridos por el sistema en la planta. El sistema de adquisición de datos suele estar externalizado y es necesario la sincronización de los relojes para comparar posteriormente las lecturas obtenidas en el sistema de adquisición de datos, una vez que hayan sido proporcionados estos por la empresa externa encargada de esta infraestructura.

A continuación, se describirán las actividades que se llevan a cabo para el mantenimiento del propio sistema y los sensores.

4.2.9.1 Comprobación de datos

La principal actividad llevada a cabo en el software del sistema es la comprobación de que la recolección de los datos se está llevando a cabo de forma regular y asegurar de manera que exista un histórico de datos que permita optimizar el mantenimiento de la planta fotovoltaica.

Se debe garantizar que los datos recabados en el histórico no se han recogido de manera intermitente. Elementos como el inversor pueden ocasionar ruido en los sensores, ocasionando que estos se comuniquen con el sistema de manera intermitente. En otros dispositivos se puede deber a una mala conexión, por lo que también es necesario comprobar las conexiones.

4.2.9.2 Sensores

- **Sensor de irradiancia:** Como ya se ha comentado en el punto 4.2.7.1.2 de este trabajo las principales actividades sobre este elemento son la comprobación de que no hay sombras que le afecten, limpieza y calibración de la inclinación del sensor.

Para el sistema de adquisición de datos se deberán comparar los resultados que ofrece este sensor con otro similar que haya sido previamente calibrado, para ello deberá realizarse el análisis con la misma inclinación y orientación para ambos. Grabar los datos en un histórico para análisis futuros y estudios de degradación del sensor. En el caso de que se obtengan datos con valores fuera del rango establecido en los criterios del servicio de mantenimiento se deberá proceder al reemplazado de este por un sensor nuevo que cumpla las especificaciones del proyecto.

- **Sensor de temperatura ambiente:** Una vez tomados los datos se deberá proceder a comprobar estos con los datos de otro sensor similar y calibrado. En el caso de que los resultados medidos tengan distorsiones superiores a las esperadas deberá procederse al reemplazo del mismo.
- **Anemómetro:** La primera actividad para comprobar el estado de este sensor será bloquear el movimiento rotacional del anemómetro y comprobar que la velocidad marcada en el sistema es de 0 km/h. Si esta medición es correcta seguidamente se deberá utilizar otro sensor idéntico y calibrado para tomar medidas simultáneamente. Comparar ambas medidas y en caso de que las diferencias estén fuera

del rango establecido proceder al reemplazo del sensor.

- **Amperímetro:** Primeramente, se deberán comparar los resultados ofrecidos por el sensor con los mostrados en la pantalla del inversor. Mediante un multímetro o amperímetro calibrado se deberá comprobar que esa medida es la correcta y no hay fallo en el sensor o en la medición realizada por el propio inversor. En el caso de que los valores de medición presenten distorsiones significativas entre sí y el fallo sea del sensor deberá procederse al reemplazo del mismo.
- **Voltímetro:** Se deberá comenzar midiendo la resistencia de los fusibles y en caso de que sea correcta se medirán los niveles de tensión con un multímetro o voltímetro calibrado. En caso de que haya diferencias significativas entre mediciones se deberá comprobar si el fallo es del medidor o si la fase de referencia está bien etiquetada.
- **Monitoreo de los strings:** Una vez comprobadas las comunicaciones de todos los dispositivos del string, se deberán comparar los valores de corriente obtenidos entre varios string conectados en la misma caja de conexiones o adyacentes cuyos paneles fotovoltaicos tengan la misma orientación. Se deberán comparar los valores obtenidos por el sistema de adquisición de datos y las mediciones realizadas con amperímetro o multímetro. A la hora de decidir la distorsión permitida para la comparación de datos, se debe tener en cuenta las temperaturas de operación y la variación de los módulos, ya que puede haber módulos de diferentes fabricantes o características instalados en cada string.
- **Comprobación del factor de potencia:** Se deberán comparar los factores de potencia obtenidos con la medición de un multímetro calibrado con los datos obtenidos con los medidores instalados en cada centro de transformación o skid de la planta. Si la medición se realiza cuando la planta está operando el factor de potencia deberá estar cercano a la unidad, pudiendo ser inferior en horas de menor producción con niveles de iluminación menores (por ejemplo 250 w/m^2). Se deberán comparar también los datos de los medidores con los datos obtenidos en la pantalla de los inversores.

5 CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

El crecimiento de la potencia instalada de solar fotovoltaica en España está siendo notorio en los últimos años, donde se ha llegado a triplicar esta, pasando de tener una potencia instalada cercana a los 5.000 MW en el año 2019 sobrepasar los 15.000 MW al acabar el año 2021. Este aumento tiene efectos importantes en el mix de generación de energía eléctrica de España. Las previsiones son que la potencia instalada en instalaciones fotovoltaicas siga aumentando según el número de proyectos que se están tramitando mediante concursos de transición justa o a propuesta de promotores particulares. Estas instalaciones, en la actualidad, ocupan un 8,05% del mix energético español por lo que se convierte en una fuente de producción de energía eléctrica de bastante importancia.

El aumento de la demanda de energía a nivel mundial supone un gran reto para la sociedad en el futuro y, viendo la evolución de la tecnología fotovoltaica, esta se está convirtiendo en la gran alternativa sostenible en la mayoría de las economías desarrolladas y en vías de desarrollo del mundo.

Son por estos motivos por los que se debe realizar un adecuado mantenimiento de este tipo de instalaciones para además de aumentar su vida útil, garantizar su fiabilidad y que pueda cubrirse la demanda de energía eléctrica, teniendo en cuenta la importancia que ha adquirido y la cual seguirá aumentando en el mix energético mundial.

El número de actividades de mantenimiento a realizar en una planta fotovoltaica de generación de energía es inferior a las de otras fuentes de energía eléctrica. A diferencia de otras tecnologías donde es necesario contar con instalaciones neumáticas, térmicas, hidráulicas y eléctricas, en el caso de la fotovoltaica solo se cuenta con la última de estas, lo que simplifica bastante el mantenimiento de la planta. El mantenimiento de este tipo de instalaciones está subordinado a la complejidad de la instalación (ubicación y configuración), climatología de la zona y contaminación ambiental de la misma.

En la actualidad se pueden utilizar diferentes técnicas para llevar a cabo actividades como la limpieza de los módulos. La evolución de estas técnicas ha permitido poder escoger entre diferentes opciones para realizar esta labor en función del tamaño de la planta, disposición de la misma, nivel de contaminación, etc. Además, se encuentran en fase de investigación y desarrollo otras técnicas que buscan optimizar el consumo de agua y la sostenibilidad de esta actividad con el entorno.

Gran parte de las actividades y técnicas que se realizan en la operación y mantenimiento de una planta fotovoltaica son idénticas a cualquier instalación eléctrica de media o baja tensión. Técnicas como la termografía son altamente valiosas ya que permiten comprobar el estado de un alto número de componentes de la instalación. Existen numerosas técnicas para la búsqueda de fallos en los diferentes equipos de la instalación, en algunos casos son complementarias y permiten aumentar la detección de defectos en la instalación; en otros son exclusivas para dispositivos.

La tecnología de control de plantas fotovoltaicas mediante el sistema de adquisición de datos (DAS) instaurado en los últimos años ha permitido una evolución significativa en la tarea de la búsqueda de fallos. Esta tecnología altamente resolutive en instalaciones de gran embergadura permite reducir significativamente los costes de personal de operación y mantenimiento en estas instalaciones y los tiempos medios de reparación.

Anteriormente el suelo de las instalaciones fotovoltaicas se dedicaba plena y exclusivamente a la generación de energía. Hoy en día, en los casos en que sea posible, se podrá hacer uso de la agrivoltaica como opción para compaginar diferentes actividades económicas en una misma ubicación, aumentando la productividad del terreno y haciendo más sostenible la producción de energía.

En conclusión, se han conseguido lograr los objetivos marcados al inicio de este trabajo mediante el análisis legislativo en relación con el mantenimiento de una instalación de esta tipología y el estudio de las diferentes técnicas que se pueden llevar a cabo para realizar todas y cada una de las actividades de mantenimiento que se realizan en una planta fotovoltaica. Se han comparado las diferentes técnicas para una misma actividad, y se han definido sus ventajas, inconvenientes y cualidades para poder discernir cuál es más conveniente en función de las características de la planta.

El uso de la tecnología solar fotovoltaica es relativamente nuevo y con la importancia que está adquiriendo en el mix energético de España y otros países es probable que se desarrollen más proyectos e ideas para conseguir nuevas técnicas para el mantenimiento y la mejora de las ya existentes con el fin de aumentar su eficiencia y sostenibilidad.

Una vez concluido el trabajo se ha detectado la necesidad de optimizar las actividades de mantenimiento que se realizan en una instalación fotovoltaica, para solucionar esto una opción idónea sería el uso de técnicas de predicción de fallos. Para realizar estas se debe contar con un gran volumen de información aportada por los sistemas de adquisición de datos de la planta, los cuales son inexistentes en muchas instalaciones.

Analizada la capacidad de mejora con el análisis y tratamiento de datos producidos en una planta, se propone como futura línea de trabajo, la investigación en el campo de la ciencia de datos. La aplicación de sistemas de validación de datos y el uso de modelos predictivos de fallos mediante disciplinas como el Machine Learning (aprendizaje automático) pueden contribuir positivamente a la optimización del mantenimiento.

Otra línea de investigación sería la creación de una guía para ingenierías y promotores de este tipo de instalaciones que facilite, gracias a las características de la instalación (disposición, ubicación, tamaño, etc.), la creación de un plan de mantenimiento personalizado y optimizado para cualquier tipo de planta fotovoltaica. Además, mediante la colaboración de fabricantes de módulos, inversores, estructuras y otros dispositivos de estas implementaciones, esta guía podría aglutinar en un solo documento las consideraciones a tener en cuenta en la conservación de estos; esto sería una herramienta de gran ayuda en el diseño del plan de mantenimiento de la instalación.

REFERENCIAS

- [1] IRENA, «Estadísticas de Generación Renovable,» 2020.
- [2] REE, «Las energías renovables en el sistema eléctrico español,» 2020.
- [3] REE, «REData,» Red Eléctrica de España, Mayo 2021. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/aldia>.
- [4] AEMET, Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT, 2012.
- [5] A. d. l. i. fotovoltaica, «ASIF,» Asociación de la industria fotovoltaica, [En línea]. Available: <http://www.asif.org>. [Último acceso: Mayo 2021].
- [6] D. Tudor Cotfas, P. Adrian Cotfas y O. Mihai Machidon, «Study of Temperature Coefficients for Parameters of Photovoltaic Cells,» *International Journal of Photoenergy*, p. 13, 22 Enero 2022.
- [7] Sunmodule, *Catálogo SW235 mono/Version 2.0*, 2020.
- [8] S. Circutor, *Solución integral para supervisión de plantas fotovoltaicas*, Viladecavalls, 2021.
- [9] A. Azamar, «CTO - CARGADOR DE 12 V,» 2017. [En línea]. Available: <https://securityassessmentsblog.wordpress.com/2017/11/18/circuito-panel-solar/>. [Último acceso: mayo 2021].
- [10] A. y M. , *Manual de usuario. Inversor cargador de alta frecuencia*, 2021.
- [11] Shutterstock, «Ecoinventos,» septiembre 2021. [En línea]. Available: <https://ecoinventos.com/inversor-solar-fotovoltaico/>. [Último acceso: octubre 2021].
- [12] J. A. Pecina Sánchez, D. U. Campos Delgado, D. Espinoza-Trejo y A. A. Valdez-Fernández, «Diagnóstico de Fallas en Inversores multinivel NPC empleando un enfoque basado en reconocimientos multinivel,» Memorias del XVI Congreso Latinoamericano de Control Automático , Cancún, 2014.
- [13] Structuralia, «¿Qué elementos necesita una central de generación fotovoltaica?,» Alcobendas, 2017.
- [14] CORPOELEC, «Sustituyen interruptor de transferencia en subestación Corozo del Táchira,» 2015.
- [15] H. P. S. Inc., *Catálogo de subestaciones*, Edwardsville , 2016.
- [16] F. I. GmbH, *Catálogo transformadores de potencia*, Lucerna, 2021.
- [17] Fravedsa, *Conexiones en el transformador*, ingenieriaelectricafravedsa.blogspot.com/, 2014.
- [18] I. S. board, IEEE Green Book is IEEE Standard 142, Recommended Practice for Grounding of Industrial

- and Commercial Power Systems, IEEE, 2007.
- [19] C. t. C. I. Mantenimiento, UNE-EN 13306 Mantenimiento. Terminología del Mantenimiento, 2018.
- [20] GEVA-BOT, «GEVA-BOT,» [En línea]. Available: <https://www.geva-bot.com/>. [Último acceso: Marzo 2022].
- [21] KÄRCHER, «Karcher-Tienda-Lecasa,» [En línea]. Available: <https://www.karcher-tienda-lecasa.com>. [Último acceso: Marzo 2022].
- [22] E. Robotics, «Solar Builder Magazine,» 2014 Diciembre 15. [En línea]. Available: <https://solarbuildermag.com/>. [Último acceso: Marzo 2022].
- [23] A. Power, «Aerial Power patented drone cleaning,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.aerialpower.com/>. [Último acceso: Marzo 2022].
- [24] T. Instruments, «Taft Instruments. Optimizing Solar Energy,» [En línea]. Available: <http://taftinstruments.com/>. [Último acceso: Marzo 2022].
- [25] M. I. o. Technology, «MIT News on campus and around the world,» MIT News, [En línea]. Available: <https://news.mit.edu/2022/solar-panels-dust-magnets-0311>. [Último acceso: Marzo 2022].
- [26] S. P. y. K. K. Varanasi, «Electrostatic dust removal using adsorbed moisture–assisted charge induction for sustainable operation of solar panels,» *Science*, vol. 1, n° 1, p. 1, 2022.
- [27] E. G. Power, «Limpieza de paneles solares: la solución EGP contra el impacto de la suciedad en sistemas fotovoltaicos,» *Enel Green Power (https://www.enelgreenpower.com)*, 2018.
- [28] S. Shack, «solarsharc,» [En línea]. Available: <https://solarsharc.com/>. [Último acceso: Marzo 2022].
- [29] L. H.-C. y. Ó. D.-P. Sara Gallardo-Saavedra, «Analysis and characterization of PV module defects by thermographic inspection,» *Revista Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquía*, n° 93, p. 13, 2019.
- [30] M. E. y. A. Lagunas, «Analysis and interpretation of results obtained from the characterization of 10 PV modules,» Sarriguren, 2013.
- [31] J. A. P.-S. U. P.-S. y. R. C. A. Salazar-Peralta, «Estudio para detección de defectos en Paneles Solares por medio de la Técnica de Electroluminiscencia,» *Revista de Ingeniería Eléctrica*, vol. 2, n° 5, p. 9, 2018.
- [32] C. E. C. f. E. Standardization, *Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 1: Grid connected systems - Documentation, commissioning tests and inspection*, 2016.
- [33] Autosolar, «AutoSolar,» 09 08 2018. [En línea]. Available: <https://autosolar.es/>. [Último acceso: Abril 2022].
- [34] C. s. devices, «Clever solar devices,» 1 11 2020. [En línea]. Available: <https://www.cleversd.com/es/blog/que-son-tan-importantes-curvas-iv>. [Último acceso: Abril 2022].
- [35] S. Phoenix contact, *Conectores fotovoltaicos*, Llanera (Asturias): Phoenix contact, S.A.U., 2019/2020.

- [36] eléctricas, CTN 200 Normas básicas, *UNE-EN 60259:2018. Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP)*, Madrid, 2018.
- [37] I. I. S.L., «INDUNOVA,» INDUNOVA IMS S.L., [En línea]. Available: <https://indunova.es/aplicaciones-termografia-electrico/>. [Último acceso: Abril 2022].
- [38] Amperis, «Catálogo de productos de Amperis,» Amperis Products S.L., [En línea]. Available: <https://amperis.com/productos/medidores-resistencia-aislamiento/hasta-5kv/amic-5005/>. [Último acceso: Abril 2022].
- [39] C. A. group, *Guía de la medición de aislamiento*, Barcelona: Chauvin Arnoux Ibérica, S.A., 2010.
- [40] I. E. Commision, *Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance. Part 1: Grid connected systems - Documentation, commisioning tests and inspections*, 2016.
- [41] L. G. A. -. P. o. Hexagon, *Catálogo de productos*, Alcobendas (Madrid), 2022.
- [42] C. d. productos, *Metronica*, Vigo, 2022.
- [43] Agrieuro, «Agrieuro,» [En línea]. Available: <https://www.agrieuro.es/motosegadora-eurosystem-gmp-210-motor-honda-gcvx-170-barra-cm-87-doble-cuchilla-p-24870.html>. [Último acceso: Mayo 2022].
- [44] S. Andreas STIHL, *Catálogo de productos 2022*, Madrid, 2022.
- [45] C. J. Vinagre, «Pastar entre placas solares,» *HOY*, p. 1, 17 Mayo 2022.
- [46] S. P. G. M. C. y. C. W. H. Elnaz H. Adeb, «Solar PV Power Potential is Greatest Over Croplands,» *Nature*, vol. 9, nº 11442 (2019), p. 5, 2019.
- [47] S. SOLAR, «<https://scmsolar.com/>,» [En línea]. Available: <https://scmsolar.com/>. [Último acceso: Marzo 2022].
- [48] CENELEC, *Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección*, 2016.
- [49] E. SOLAR, *AGRIVOLTAICA O CÓMO COMBINAR LA ACTIVIDAD AGRÍCOLA CON LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA*, Pontevedra, 2020.
- [50] E. G. POWER, *La agrivoltaica, una valiosa aliada para la transición ecológica*, Milán, 2021.
- [51] T. y. C. Ministerio de Industria, *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*, 2007.
- [52] T. y. C. Ministerio de Industria, *eal Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2*, BOE, 2008.
- [53] M. d. T. e. Inmigración, *Real Decreto 683/2011, de 13 de mayo, por el que se establecen seis certificados de profesionalidad de la familia profesional Electricidad y electrónica que se incluyen en el Repertorio Nacional de certificados de profesionalidad y se actualiza el certif.*, BOE, 2011.

- [54] J. d. Estado, *Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.*, BOE, 2013.
- [55] E. y. T. Ministerio de Industria, *Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.*, BOE, 2014.
- [56] E. y. T. Ministerio de Industria, *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*, BOE, 2014.
- [57] T. y. C. Ministerio de Industria, *P. O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas*, 2006.
- [58] T. y. C. Ministerio de Industria, *P. O. 2.5 Planes de mantenimiento de las unidades de producción*, 2004.

