

Trabajo Fin de Máster

Máster en Ingeniería Industrial

MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

Autor: José Ramón Domínguez Barbadillo

Tutor: José Antonio Rosendo Macías

**Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2016





ÍNDICE

<i>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS</i>	<i>3</i>
<i>CAPÍTULO 2: ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA....</i>	<i>4</i>
2.1 Renovables en la actualidad	4
2.2 Energía solar fotovoltaica como recurso principal.....	6
2.3 Descripción de una instalación fotovoltaica.....	8
2.3.1 Configuración de una instalación fotovoltaica.....	8
2.3.2 Componentes y funcionamiento de una instalación fotovoltaica	9
2.3.3 Beneficios medioambientales	12
<i>CAPÍTULO 3: MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA FV.....</i>	<i>13</i>
3.1 Introducción al mantenimiento	13
3.3.1 Mantenimiento y costes	13
3.3.2 Mantenimiento Fotovoltaico	17
3.2 Tareas de mantenimiento fotovoltaico	18
3.2.1 Plan de Operación y Vigilancia	19
3.2.1.1 Permormance Ratio (PR)	19
3.2.1.2 Comparación de valores de energía y potencia instantánea..	24
3.2.1.3 Acciones frente a averías detectadas en el plan de operación	26
3.2.1.4 Disponibilidad de una planta fotovoltaica	29
3.2.2 Plan de Mantenimiento Preventivo.....	35
3.2.2.1 Actuaciones en el equipo inversor.....	35
3.2.2.2 Actuaciones en estructura y sistema de seguimiento solar...38	
3.2.2.3 Actuaciones en el cableado de corriente continua	42
3.2.2.4 Actuaciones en contadores y CGP	44
3.2.2.5 Actuaciones en cableado de corriente alterna.....	45
3.2.2.6 Actuaciones en módulos fotovoltaicos	46
3.2.2.7 Actuaciones en centros de transformación	47
3.2.2.8 Actuaciones en centros prefabricados.....	48



3.2.2.9 Actuaciones en oficina.....	49
3.2.2.10 Actuaciones en sistemas de seguridad y estación meteorológica	50

CAPITULO4: ANÁLISIS DE LAS INSTALACIONES 51

4.1 Estudio Termográfico	51
4.1.1 Elaboración de termografías	52
4.1.2 Análisis termográfico	56
4.1.3 Aplicaciones de las termografías	59
4.2 Estudio de Curvas I-V.....	60
4.2.1 Curva I-V y de Potencia	60
4.2.2 Variación de la Curva I-V con la radiación y la temperatura	61
4.2.3 Interconexión de módulos	63
4.2.4 Trazador de curvas IV.....	64
4.2.5 Aplicaciones de las Curvas I-V	68
4.3 Estudio del efecto del “Yellowing” en módulos fotovoltaicos	69
4.3.1 Evolución	70
4.3.2 Pruebas	71
4.3.3 Conclusiones	75
4.4 Estudio de pérdida de rendimiento por suciedad	76

CAPÍTULO 5: NORMATIVA Y MANTENIMIENTO .. 89

5.1.Introducción	89
5.2.El RD 661/2007.....	89
5.3. El RD 1578/2008.....	90
5.4. RD 9/2013 y RD 413/2014	91
5.5. Conclusiones	92

6.CONSLUSIONES FINALES DEL PROYECTO 93

REFERENCIAS 94



CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Tras superar los 4 años del Grado de Tecnologías Industriales, en el verano de 2014, y antes de empezar el Máster en Ingeniería Industrial, decidí buscar trabajo de ingeniero con vistas a aumentar currículum y coger experiencia. Tras pasar la entrevista, fui contratado en el departamento de mantenimiento fotovoltaico de una empresa dedicada a las renovables, como técnico de mantenimiento. Mi labor en la empresa consistía en:

- Gestión de la operación y mantenimiento de plantas fotovoltaicas.
- Control de producción y seguimiento de las instalaciones.
- Gestión de incidencias (mantenimiento correctivo y preventivo).
- Gestión de capital humano.
- Reporte de informes de producción a Clientes y Dirección.
- Búsqueda de proveedores.
- Elaboración de ofertas.

Una vez ya empezado el Máster en Noviembre de ese año y con la experiencia suficiente, decidí que podría plasmar mi trabajo en un hipotético Trabajo Fin de Master. El objetivo de este trabajo no es otro que mostrar las diferentes tareas a seguir para un correcto mantenimiento fotovoltaico, así como dar al lector un concepto general de lo que engloba la tecnología fotovoltaica y su mantenimiento. El proyecto se estructura con el Capítulo 2 dando una idea general de la energía fotovoltaica. Prosigue con un manual de mantenimiento en el Capítulo 3 describiendo las diferentes tareas a realizar en una planta fotovoltaica. Ya en el Capítulo 4 se muestran los resultados de diversos estudios de rendimiento y estado de las plantas, así como posibles mejoras. Finalmente en el Capítulo 5 se dan unas breves pinceladas del efecto de la normativa al mantenimiento en España.



CAPÍTULO 2: ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1 Renovables en la actualidad

Las energías renovables han constituido una parte importante de la energía utilizada por los humanos desde tiempos remotos, especialmente la solar, la eólica y la hidráulica.

La principal ventaja de este tipo de energías es que son energías ecológicas, es decir este tipo de energías son distintas a las de combustibles fósiles o centrales nucleares debido a su diversidad y abundancia. Se considera que el Sol abastecerá estas fuentes de energía (radiación solar, viento, lluvia, etc.) durante los próximos cuatro mil millones de años. La primera ventaja de una cierta cantidad de fuentes de energía renovables es que no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones, contrariamente a lo que ocurre con los combustibles, sean fósiles o renovables. Algunas fuentes renovables no emiten dióxido de carbono adicional, salvo los necesarios para su construcción y funcionamiento, y no presentan ningún riesgo suplementario, tales como el riesgo nuclear.

Pero debemos tener en cuenta que este tipo de energías no carecen de inconvenientes, los más dignos de mención son; su naturaleza difusa, puesto que ciertas fuentes de energía renovable proporcionan una energía de una intensidad relativamente baja, distribuida sobre grandes superficies, son necesarias nuevos tipos de "centrales" para convertirlas en fuentes utilizables. Y la irregularidad, la producción de energía eléctrica permanente exige fuentes de alimentación fiables o medios de almacenamiento.

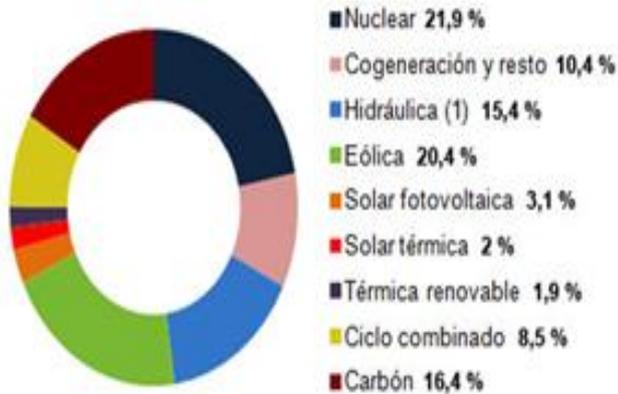
Tal como se observa en el **gráfico 1**, la obtención de energía eléctrica a partir de fuentes renovables cubre más del 40% de la demanda peninsular española.



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

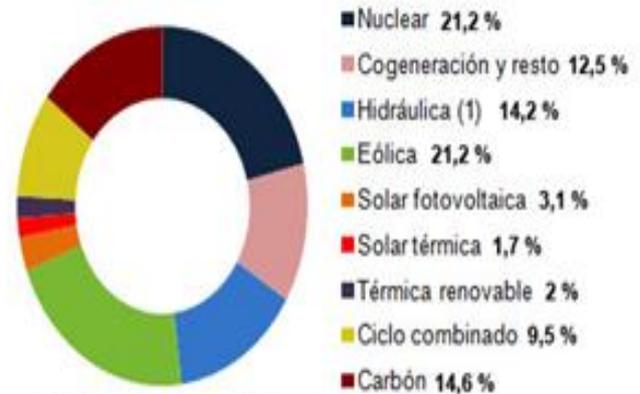


Cobertura de la demanda peninsular 2014



(1) No incluye la generación de bombeo

Cobertura de la demanda peninsular 2013



(1) No incluye la generación de bombeo

Gráfico 1 Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica por tecnologías

Ese porcentaje de cobertura de demanda eléctrica ha ido incrementándose a lo largo de los años (**gráfico 2**), lo cual muestra el amplio mercado que ofrecen este tipo de tecnologías, así como da una idea de hacia dónde apunta el ser humano para nutrirse de energía cuando las reservas de combustibles fósiles comiencen a escasear.

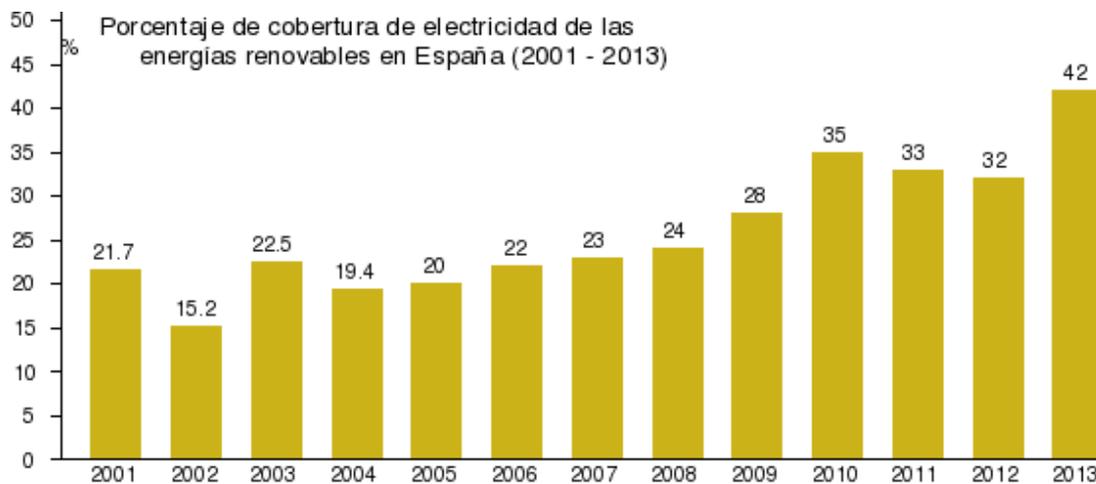


Gráfico 2 Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica por tecnologías



2.2 Energía solar fotovoltaica como recurso principal

La energía solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado "célula solar". La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como "efecto fotovoltaico". Presenta características peculiares entre las que se destacan:

- Elevada calidad energética
- Pequeño o nulo impacto ecológico
- Inagotable a escala humana

La energía solar fotovoltaica permite un gran número de aplicaciones, ya que puede suministrar energía en emplazamientos aislados de la red (viviendas aisladas, faros, postes SOS, bombeos, repetidores de telecomunicaciones, etc.) o mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica, que pueden ser de pequeño tamaño (instalación en vivienda individual) o centrales de gran tamaño.

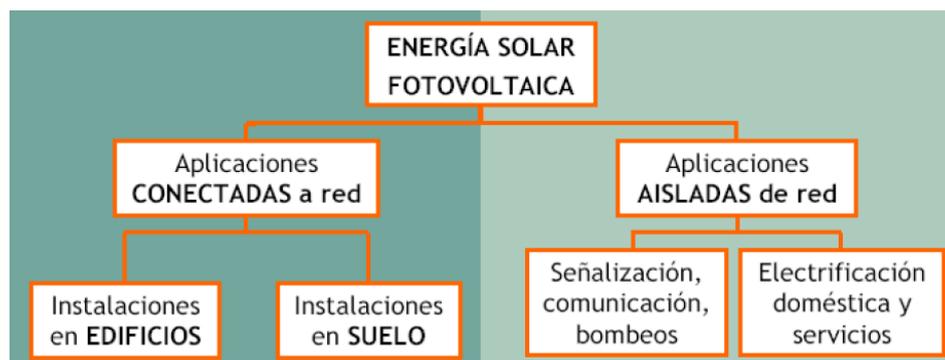


Gráfico 3 Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica

Un punto importante que debemos destacar es que cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1 kg de CO₂, en el caso de comparar con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 0,4 kg de CO₂ en el caso de



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA



comparar con generación eléctrica con gas natural. Esto es de gran ayuda para la reducción de emisiones que se propone en el Protocolo de Kioto.

La principal característica de este recurso es estar disponible en toda la superficie al mismo tiempo, estando no obstante condicionado por las sombras de elementos naturales y artificiales y por las particulares condiciones climáticas de cada área geográfica.

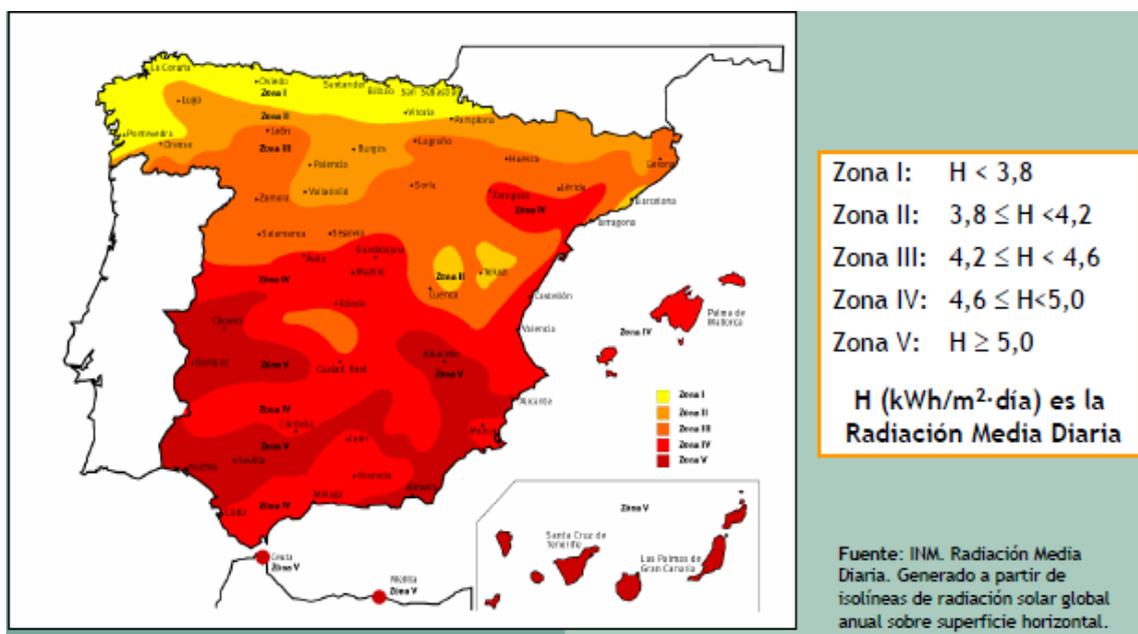


Gráfico 4 Radiación Solar en España

Como observamos en el **gráfico 4**, nuestro país tiene altos niveles de radiación, llegando incluso a superar los 5.000 Wh/m² al día, con lo que se consiguen unas 1.500 horas solares para las instalaciones fijas y más de 2.000 para las de seguidores.



2.3 Descripción de una instalación fotovoltaica

2.3.1 Configuración de una instalación fotovoltaica

Las principales instalaciones solares fotovoltaicas son las conectadas a la red, inyectando kWh verdes a la misma, de la empresa distribuidora de energía eléctrica, para su consumo allí donde sean demandados. Para que estas instalaciones sean técnicamente viables, se debe cumplir, en todos los casos:

- Cercanía a la instalación solar fotovoltaica de una línea de distribución de energía eléctrica, para poder verter a la misma la energía eléctrica producida por la instalación.
- Tener definido el punto de conexión a la red eléctrica, facilitado por la compañía distribuidora.
- Se realizará la instalación, con equipos de generación y distribución de primera calidad, con las debidas protecciones, debidamente verificadas y garantizadas por los fabricantes, acordes con la legislación vigente.

Otros tipos instalaciones fotovoltaicas son las de autoconsumo, que suministran de forma directa a viviendas o industria. Estas instalaciones permiten generar energía eléctrica al usuario, complementando el consumo de red y logrando reducir el mismo. A pesar de avances en las tecnologías de las baterías, aún es muy difícil independizarse completamente de la red debido a la aleatoriedad de la fuente renovable de la que proceden, en este caso el sol.

Finalmente se contemplan las instalaciones aisladas, que son aquellas en las que usuario se independiza de la red, ya sea por decisión propia o porque la misma no llega al punto de demanda.



2.3.2 Componentes y funcionamiento de una instalación fotovoltaica

Se trata de una serie de paneles fotovoltaicos que captan la energía procedente del sol y la convierten en energía eléctrica en forma de corriente continua, con la ventaja de que todo el proceso es silencioso y no contaminante. Esta energía se hace pasar por el inversor, dispositivo encargado de pasar la corriente continua a corriente alterna para poder verter la energía producida a la red de baja tensión. Un contador entre la instalación y la red de distribución contabiliza la energía inyectada.

A parte de estos elementos principales, la instalación cuenta con los sistemas de protección similares a los de las instalaciones eléctricas comunes.

Los **módulos solares fotovoltaicos** son la parte fundamental de la instalación. Convierten la radiación solar en electricidad a través del efecto fotovoltaico. Los módulos fotovoltaicos se asocian entre sí conectándose en serie, y varias series en paralelo (generador fotovoltaico), para alcanzar los valores de tensión e intensidad deseados.

El **inversor** se encarga de transformar la corriente continua (CC) generada por el campo fotovoltaico en corriente alterna (CA) para poder inyectarla a la red eléctrica de distribución, de manera que esta energía es consumida en el propio lugar de generación y en sus alrededores.

El **cableado y las protecciones eléctricas**, tanto de corriente continua (CC) como de corriente alterna (CA), correctamente dimensionadas, minimizarán las pérdidas energéticas, y protegerán tanto a la instalación como a las personas.

La **estructura soporte** asegura el anclaje y sujeción de los módulos fotovoltaicos. Las estructuras normalmente utilizadas sobre naves industriales están formadas por perfiles metálicos de aluminio o acero galvanizado en caliente, además de los correspondientes elementos



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



de unión. Éstas se anclan a los elementos resistentes de la Planta, generalmente las correas de la estructura, quedando fijas en orientación e inclinación. En el montaje de la estructura se debe asegurar la estanqueidad de la Planta mediante la utilización de elementos de impermeabilización.

Asimismo, se debe realizar un estudio de cargas que permita determinar si la estructura de la nave y la estructura soporte cumplen con la normativa vigente.

Por último, la **monitorización** del sistema permite realizar el seguimiento y análisis de los parámetros principales de la planta fotovoltaica. De esta manera, se pueden detectar anomalías en el correcto funcionamiento de la planta, permitiendo una rápida actuación sobre cualquier incidencia.

De forma esquemática el sistema descrito puede observarse en la siguiente figura:



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA

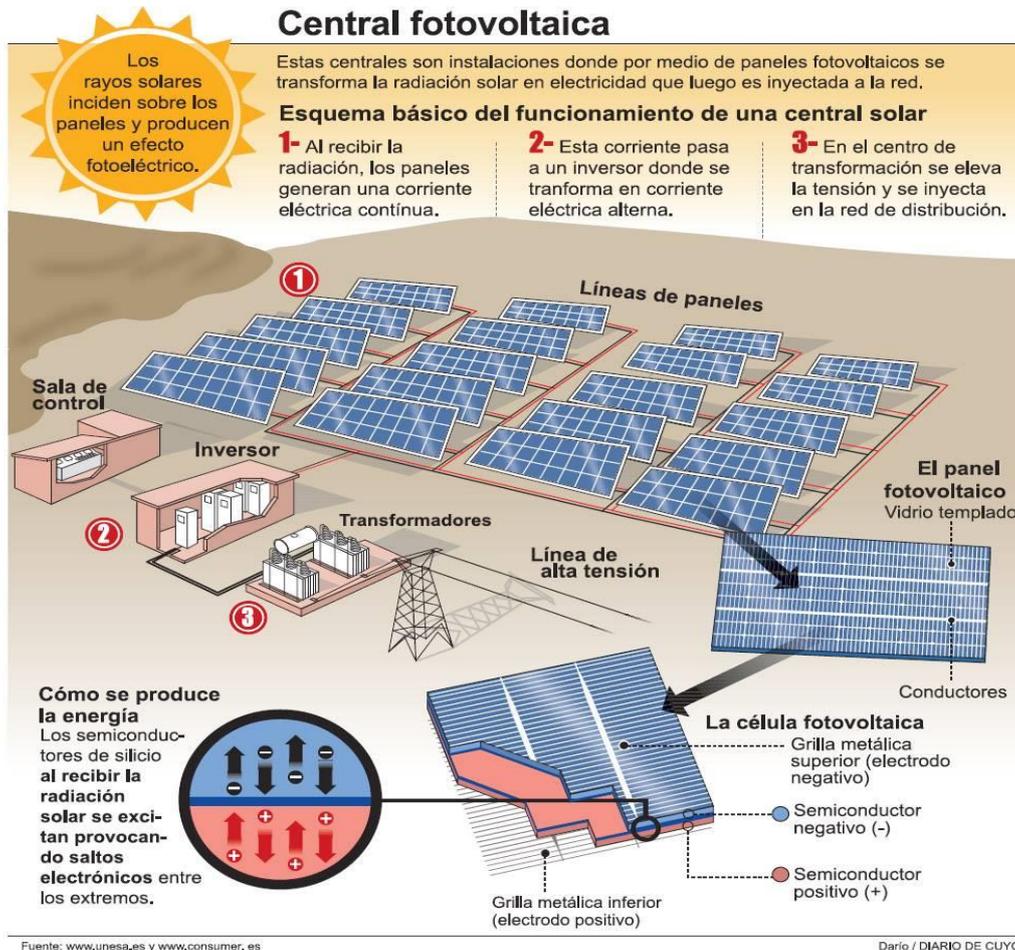


Gráfico 5 Funcionamiento de una planta fotovoltaica

Potencia "pico" (kWp) hace referencia a la potencia instalada en módulos fotovoltaicos. Se le denomina potencia pico porque es la potencia máxima que pueden alcanzar los módulos en condiciones estándar (1000 W/m² de radiación y 25°C de temperatura). Normalmente, la potencia pico se sobredimensiona entre un 10% - 15% respecto a la potencia nominal del inversor.

Potencia nominal (kWn o KW): La potencia nominal de la instalación hace referencia a la potencia del inversor en corriente alterna en el punto de conexión a la red eléctrica.



Gráfico 6 Componentes de una planta fotovoltaica

2.3.3 Beneficios medioambientales

Hoy por hoy ya no queda duda de la necesidad de un cambio, más o menos urgente de nuestro actual modelo energético basado en el petróleo. Y ya no solamente por una cuestión ética o medioambiental, sino también por una cuestión lógica, y es que el petróleo así como el resto de materias primas de origen fósil se acabarán muy rápidamente en nuestra actual sociedad de consumo.

La inversión garantiza la continuidad en la mejora y desarrollo tecnológico de los equipos que componen una instalación fotovoltaica, mejorando los procesos de fabricación y minimizando los costes, consiguiendo que una tecnología punta esté al alcance de los inversores particulares.

Y esto es muy importante, ya que la tecnología fotovoltaica es una herramienta muy útil para generar energía de calidad disminuyendo drásticamente la emisión de gases contaminantes a la atmósfera.



CAPÍTULO 3: MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA FV

3.1 Introducción al mantenimiento

3.3.1 Mantenimiento y costes

El mantenimiento está asociado al coste. Pero un mínimo análisis nos lleva a que, aparte de Coste, hay asociados otros conceptos como Generación de Valor, Incremento de Producción, Valor del Accionista, mejora de competitividad, etc.

Según la norma UNE-EN 13306, un proceso de mantenimiento es *"la combinación de todas las acciones técnicas, administrativas y de gestión que se aplican durante el ciclo de vida de un elemento, destinadas a conservarlo o devolverlo a un estado en el cual pueda desarrollar la función requerida"*.

Una vez finalizadas las fases de diseño y construcción, las instalaciones, sistemas y dispositivos presentan unas determinadas condiciones de Fiabilidad intrínseca. Con estas características de resistencia al fallo, se inicia la fase de explotación en la que se pretende alcanzar los niveles que se han fijados de Disponibilidad y Seguridad. El mantenimiento es fundamental para la fiabilidad de los dispositivos y, por tanto, para evitar la aparición de costes asociados a la ocurrencia de averías, degradaciones o desperfectos que incrementarán seguro el coste total de explotación.

Por ello, el Mantenimiento debe verse como una fuente de beneficios ya que, aun considerando que todas las actividades que realiza conllevan un determinado coste, dichas tareas generan valor al evitar la aparición de otros costes ligados al mal funcionamiento de los equipos y, por lo tanto, la generación de más ingresos que anteriormente.



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA



Como principales objetivos, las actividades de mantenimiento pretenden evitar la pérdida de la funcionalidad de las instalaciones, alargar la vida operativa de los dispositivos, de manera que éstos superen su período legal de amortización sin que sea necesario la disposición de fondos adicionales para proceder a su reposición, y evitar la pérdida de valor provocada por la aparición de desperfectos o desgastes.

Tradicionalmente, los costes asociados al mantenimiento de los dispositivos se clasifican en las siguientes categorías:

- **Costes fijos:** Son aquéllos que se producen sin tener en cuenta el número de tareas realizadas.
- **Costes variables:** Son aquéllos que dependen del volumen de las tareas de mantenimiento efectuadas y normalmente se deben al material y a la mano de obra empleados.
- **Costes directos:** Son costes que pueden atribuirse claramente a cada tarea de mantenimiento, tales como los correspondientes a material y mano de obra.
- **Costes indirectos:** Los costes indirectos, por otro lado, son difíciles de asignar a actividades concretas (por ejemplo, consumos energéticos, amortización de equipos de mantenimiento, etc.).

Un planteamiento más acorde con la consideración del Mantenimiento como un Centro de Beneficios sería clasificar los costes de Mantenimiento en costes directos, costes inducidos y costes de oportunidad.

Los costes directos son los que recoge actualmente la contabilidad tradicional y son los relativos a mano de obra, materiales, subcontratación, energía, formación, etc., asociados con el desarrollo de las actividades del Departamento de Mantenimiento.



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA



El resto de costes mencionados (costes inducidos y costes de oportunidad) presentan la particularidad de su doble carácter de costes reales y costes evitados.

Los costes inducidos se manifiestan cuando el mantenimiento preventivo aplicado es ineficaz o escaso. En tales circunstancias, dichos costes aparecen encubiertos en los costes directos del propio Mantenimiento o de otros departamentos de la organización (por ejemplo, incremento en los consumos energéticos de equipos que operan fuera de su punto óptimo de funcionamiento, gastos incurridos en la reparación de los daños producidos a la instalación por la aparición de averías, pérdida de productividad, pago de indemnizaciones por daños a terceros, gastos en la reposición de equipos por el acortamiento de su vida útil, etc.).

Por otra parte y cuando el mantenimiento aplicado resulta eficaz, puede darse el caso de que los costes inducidos no lleguen ni siquiera a existir (porque han sido evitados) al lograr que los dispositivos operen en sus condiciones óptimas y reducir su probabilidad de fallo.

Los costes de oportunidad también presentan el mismo doble carácter ya comentado para los costes inducidos, con la particularidad de que si se producen (se hacen reales) su magnitud es muy elevada.

Mientras que los costes de oportunidad, si se producen, se hacen muy visibles, sólo el análisis de la evolución de los costes inducidos entre períodos distintos de explotación puede ponerlos de manifiesto.

Las funciones del ingeniero de mantenimiento actual pueden sintetizarse en:

- **Proyectar el mantenimiento:** en este sentido, el ingeniero debe escoger el enfoque adecuado en relación de los objetivos que se marquen.
- Promover la mejora continua y la formación en mantenimiento.



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA



En los comienzos de la industria, la única labor de mantenimiento era reponer o arreglar equipo y componentes tras rotura. Ello suponía unos costes desproporcionados citados en el apartado 2. Por ello, los sistemas de mantenimiento fueron tomando un carácter preventivo. Ello ha tenido lugar en varias fases:

1. Mantenimiento plenamente correctivo.
2. Trabajos cíclicos de mantenimiento para prevenir averías.
3. Mantenimiento según condición. Se realizan monitorizaciones de parámetros en función de los cuales se llevaran a cabo tareas de prevención y corrección.
4. Sistemas de mejora continua con planes de mantenimiento preventivo y grupos de mejora.

Por monitoreo, se entendió en sus inicios, como la medición de una variable física que se considera representativa de la condición de la máquina y su comparación con valores que indican si la máquina está en buen estado o deteriorada. Con la actual automatización de estas técnicas, se ha extendido la acepción de la palabra monitoreo también a la adquisición, procesamiento y almacenamiento de datos. De acuerdo a los objetivos que se pretende alcanzar con el monitoreo de la condición de una máquina debe distinguirse entre vigilancia, protección, diagnóstico y pronóstico. En la industria fotovoltaica la monitorización es un elemento fundamental, ya que permite conocer en cada momento cuánto produce nuestra instalación, comparado con cuánto debería producir, lo cual permite detectar en tiempo real las averías. Además la monitorización permite crear alarmas de manera que cuando un equipo se para o produce menos del umbral marcado se mande un SMS o un correo electrónico a la dirección indicada alertando de la anomalía.

- **Vigilancia de máquinas:** Su objetivo es indicar cuándo existe un problema. Debe distinguir entre condición buena y mala, y si es mala indicar cuán mala es.
- **Protección de máquinas:** Su objetivo es evitar fallas catastróficas. Una máquina está protegida, si cuando los valores que indican su condición llegan a valores considerados peligrosos, la máquina se detiene automáticamente.



- **Diagnóstico de fallas:** Su objetivo es definir cuál es el problema específico. Pronóstico de vida la esperanza a. Su objetivo es estimar cuánto tiempo más Podría funcionar la máquina sin riesgo de una falla catastrófica.

3.3.2 Mantenimiento Fotovoltaico

La experiencia demuestra que los sistemas fotovoltaicos que han sido instalados correctamente y que siguen un plan de mantenimiento preventivo completo y adecuado a las necesidades de cada parque tienen menor probabilidad de sufrir averías graves y continuas en el tiempo.

Los fabricantes de los equipos que componen una planta fotovoltaica aseguran una vida útil de 25 años, con un porcentaje de degradación por año. Sin embargo, los componentes presentan averías desde el comienzo de puesta en uso de la instalación, lo cual hace imprescindible realizar revisiones periódicas de los parques fotovoltaicos para reparar dichas anomalías "in situ" si fuera posible, o para realizar las pertinentes reclamaciones al fabricante. A su vez, hay diversos elementos externos que dificultan el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico, como pueden ser la aparición de roedores que dañan los cables o el aumento de vegetación que provoca sombras en los módulos. Por todo ello, está justificado el coste del mantenimiento de las plantas fotovoltaicas, ya que si se abandona la instalación a su suerte, aparte de unas grandes pérdidas de producción, nos podemos encontrar que hay que realizar una nueva inversión en componentes averiados que con un correcto mantenimiento no se habrían producido dichas averías.

A la hora de plantear el mantenimiento se deben considerar los siguientes puntos:

- Las operaciones necesarias de mantenimiento.
- Las operaciones a realizar por el usuario y las que debe realizar el instalador.
- La periodicidad de las operaciones de mantenimiento.



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



El mantenimiento de la instalación solar fotovoltaica lo puede realizar el usuario final de la instalación solar fotovoltaica (a través de los operarios cualificados correspondientes), o bien una empresa externa homologada y autorizada por los distintos fabricantes de los equipos suministrados, a fin de no perderla la garantía legal de los distintos equipos.

Para facilitar las labores de mantenimiento el usuario de la instalación deberá disponer de planos actualizados y definitivos de la instalación solar, en el que queden reflejados los distintos componentes de la misma.

Ante cualquier modificación en la instalación o en sus condiciones de uso, un técnico competente especialista en la materia deberá realizar un estudio previo.

3.2 Tareas de mantenimiento fotovoltaico

Los Manuales de Mantenimiento en este tipo de instalaciones persiguen la maximización de la producción previendo posibles averías y realizando mejoras en las instalaciones en aras de reducir costes fijos.

Los Planes de Mantenimiento definen tres escalones de actuación que permiten una gestión más eficaz y eficiente, al dividir y clasificar las diferentes tareas según diversos criterios económicos, técnicos, legales, frecuencias de fallo, etc. permitiendo un uso racional de recursos. Estos tres planes de actuación son los siguientes:

- **Plan de Operación y Vigilancia:** se trata de la supervisión de las instalaciones. Para ello el equipo técnico tanto analiza los datos de producción obtenidos de la monitorización, como realiza inspecciones visuales en campo o mediante las cámaras de vigilancia.
- **Plan de Mantenimiento Preventivo:** el adelantarse a una avería conlleva no tener paradas de producción y reduce la



posibilidad de que un fallo o rotura de un componente provoque el fallo o rotura de otros componentes adyacentes. De todo ello se encarga el mantenimiento preventivo, se sustituyen elementos desgastados y se revisan los equipos más críticos con la idea de que nunca lleguen a fallar antes de ser reemplazados.

- **Plan de Mantenimiento Correctivo:** pese a un correcto mantenimiento preventivo, hay averías que no pueden ser evitadas como puede ser un fusible fundido tras el paso de una nube y la correspondiente sobreintensidad. El mantenimiento correctivo consiste en actuar lo antes posible frente a la avería para reestablecer el estado óptimo de producción. En plantas con presencia continua de operarios si no se trata de un problema que implique equipos complejos se soluciona en el acto, sin embargo en plantas donde las visitas no sean continuas si no periódicas se deben coordinar las actuaciones ya que una pequeña avería si no se trata a tiempo puede desembocar en una gran pérdida de energía producida.

3.2.1 Plan de Operación y Vigilancia

En toda instalación de producción, se deben de controlar los valores que marcan si el proceso se está llevando a cabo en su optimabilidad. En una planta fotovoltaica el principal parámetro a controlar es la producción de energía. Tenemos dos maneras de comprobar la producción de una instalación:

3.2.1.1 Performance Ratio (PR)

El Performance Ratio, PR, es el factor de Rendimiento Global del sistema, en el que se tienen en cuenta las pérdidas energéticas asociadas a los rendimientos de conversión de corriente continua a alterna, al seguimiento del punto de máxima potencia del inversor y al hecho de que el rendimiento de las células solares en realidad es inferior al que indica el valor de su potencia nominal. El PR es independiente de la irradiación del



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



lugar y solamente depende de las pérdidas del sistema, es decir, manifiesta la relación entre la energía producida y la teóricamente disponible. Es por tanto un indicador que refleja la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo.

En el apartado de cálculo de producción anual esperada del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, se detalla la siguiente fórmula para la estimación de la energía inyectada:

$$E = \frac{PR \cdot G \cdot P_M^*}{G^*}$$

De ella obtenemos el valor diario del Performance Ratio:

$$PR = \frac{E}{\frac{G}{G^*} \cdot P_M^*}$$

Donde:

E=Energía entregada efectivamente a la red (kWh/día).

G=Valor medio de la irradiación efectiva diaria incidente sobre la superficie del generador (Wh/m²)

G* = Irradiancia en CEM o condiciones standard de operación ($G^* = 1.000 \text{ W/m}^2$).

PM*=Potencia Generador Fotovoltaico en CEM (1.000 W/m² y 25°C de temperatura de célula) (kW)

Y que tiene en cuenta las siguientes pérdidas energéticas:



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



- **Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.** Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, CEM, presenta una determinada dispersión. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo de potencia nominal, P , está dentro de una banda que oscila entre $P \pm 3\%$, $P \pm 5\%$ o $P \pm 10\%$.
- **Pérdidas de mismatch o de conexionado.** Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. El resultado es que la potencia del generador fotovoltaico es inferior a la suma de las potencias de cada uno de los módulos que lo componen.
- **Pérdidas por polvo y suciedad.**
- **Pérdidas angulares y espectrales.**
- **Pérdidas por resistencias óhmicas en el cableado.**
- **Pérdidas por temperatura.** Los módulos presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10 °C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos depende de los factores ambientales de Irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior.
- **Pérdidas por rendimiento CA/CC del inversor.**
- **Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.**
- **Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico.**



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



Para unos módulos limpios y con buenas condiciones ambientales los valores de PR suelen estar entre 85% y cerca de 90% en los meses y zonas con temperaturas suaves o bajas, pero en las zonas donde el verano alcanza los 40°C, los valores de PR suelen oscilar entre 75% y 80%. Pese a esta considerable bajada de rendimiento debido al aumento de la temperatura y por tanto de alejarse el módulo de las condiciones óptimas de operación, se compensa con los altos valores de radiación y mayor número de horas solares, lo cual compensa con creces la bajada de PR con un gran aumento de producción.

El PR nos da una idea de cómo están rindiendo nuestra instalación, pero también es una herramienta muy útil para detectar averías, para ello, diariamente se deben recoger valores de producción y radiación del día anterior mediante la monitorización. Se toma la acumulación de ambos valores, se calcula en una hoja de cálculo el PR y se comprueba que está en un rango coherente de valores.

A su vez, al estar las plantas divididas en inversores. Es muy útil comparar los PR de distintos inversores de igual potencia, ya que para misma potencia y misma radiación deben tener PR similares siempre que no haya anomalías.

A continuación se muestra el análisis de PR para 12 días de Mayo en una cubierta fija de 7 inversores de 100 kWn ubicada en Sevilla.

PRODUCCIÓN (kw/h)								Radiación (kWh/m ²)
DÍA	INV1	INV2	INV3	INV4	INV5	INV6	INV7	Radiación
1	587,48	581	584	575,07	527	564	569	6600,00
2	581,25	575	579	571,34	527	563	566	6520,00
3	541,32	537	542	536,99	488	529	523	6050,00
4	487,82	485	490	483,65	426	477	480	5430,00
5	562,1	558	564	559,33	512	549	549	6180,00
6	496,32	493	495	491,49	469	480	476	5360,00
7	576,75	573	573	563	500	551	555	6080,00
8	255,48	252	255	248,58	220	245	236	2730,00
9	358,18	355	356	350,01	313	345	336	3730,00



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



10	531,85	529	533	525,58	454	514	510	5880,00
11	372,85	368	373	365,48	326	360	352	3590,00
12	590,79	584	587	574,55	514	566	572	6410,00

Gráfico 7 Tabla con valores de producción y radiación

PR								
DÍA	MEDIA	INV1	INV2	INV3	INV4	INV5	INV6	INV7
1	75,05%	77,40%	76,52%	76,90%	75,77%	69,49%	74,27%	74,97%
2	75,50%	77,52%	76,72%	77,24%	76,20%	70,26%	75,11%	75,44%
3	75,91%	77,80%	77,25%	77,86%	77,18%	70,16%	76,03%	75,11%
4	76,17%	78,12%	77,70%	78,51%	77,45%	68,19%	76,31%	76,93%
5	77,47%	79,09%	78,51%	79,37%	78,70%	72,05%	77,25%	77,32%
6	78,83%	80,52%	79,96%	80,28%	79,74%	76,09%	77,91%	77,29%
7	79,51%	82,49%	81,90%	81,93%	80,52%	71,57%	78,84%	79,31%
8	77,93%	81,38%	80,25%	81,19%	79,18%	70,08%	78,17%	75,29%
9	80,39%	83,50%	82,86%	83,10%	81,60%	72,98%	80,38%	78,32%
10	76,01%	78,65%	78,17%	78,83%	77,73%	67,14%	76,07%	75,48%
11	87,13%	90,31%	89,20%	90,32%	88,53%	78,99%	87,23%	85,33%
12	77,28%	80,15%	79,20%	79,58%	77,94%	69,70%	76,84%	77,54%

Gráfico 8 Tabla con comparación de PR entre inversores

En la tabla se tiene todo referenciado, solo hay que volcar los valores de la monitorización, a su vez se tiene programado que cuando un inversor baje un porcentaje de rendimiento de un 2% respecto de la media se marque la casilla en color rojo para avisar, esto es muy útil cuando se controlan a la vez múltiples plantas, así de un vistazo se puede comprobar qué inversores producen menos que los adyacentes dentro de cada una de las plantas.

Como se puede observar claramente, el inversor 5 tiene un claro menor rendimiento que sus adyacentes, lo cual evidencia que algo falla y habría que realizar las diferentes comprobaciones de inversor, cableado y módulos. El inversor 7 los días 8 y 9 presentó menor rendimiento que los demás, tras lo que se envió un equipo a la instalación y la causa de la bajada de producción se debía a un fusible de una serie que se había fundido, tras la sustitución del mismo el inversor se equiparó con los adyacentes.



La periodicidad de las comprobaciones recomendada es diaria pero se puede reducir la frecuencia para un mayor control y conocimiento de la producción.

3.2.1.2 Comparación de valores de energía y potencia instantánea

A grandes rasgos se puede comprobar si las bajadas de producción coinciden con las bajadas de radiación, si no es así, estamos claramente ante un fenómeno anómalo.

Debido a la aleatoriedad de la meteorología en los meses no veraniegos y la presencia de nubes, este método de detectar averías es más complicado, en los meses donde la radiación es constante en seguida una bajada de producción debido a una avería se refleja claramente en las gráficas

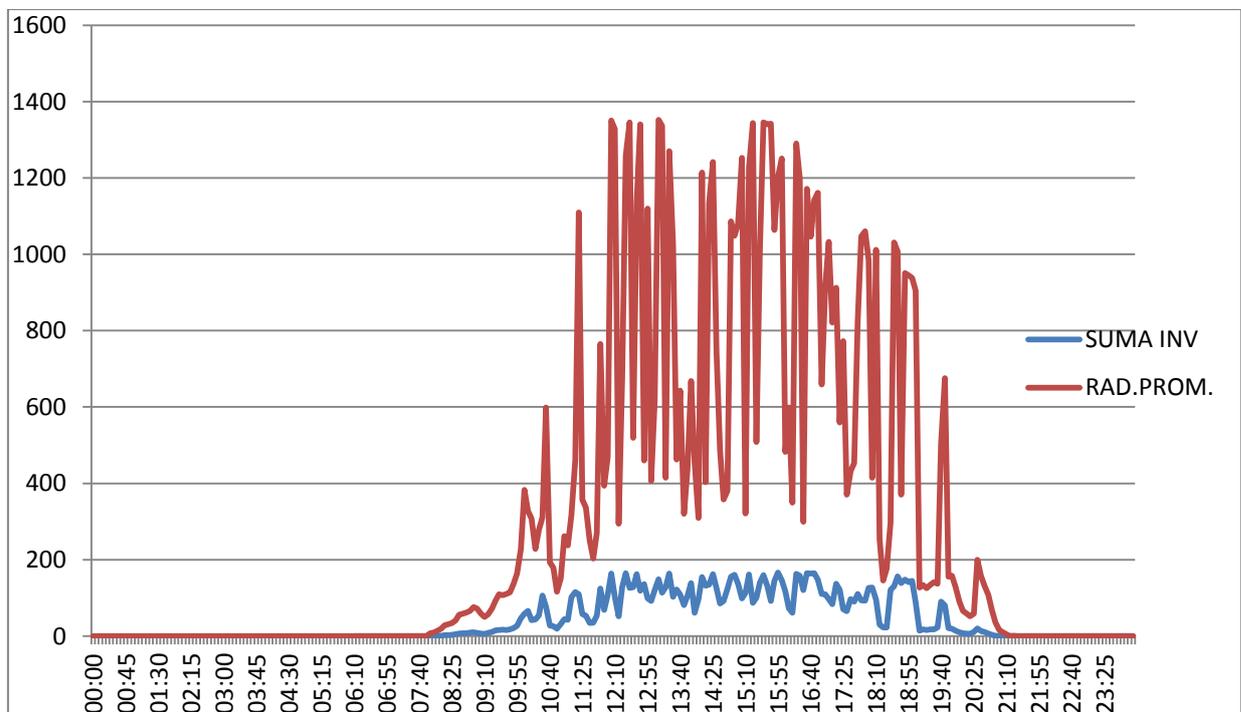


Gráfico 7 Producción y radiación (cincominutal) de un día de Abril en una planta de seguidores a 2 ejes 2 MWn en Valladolid



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA

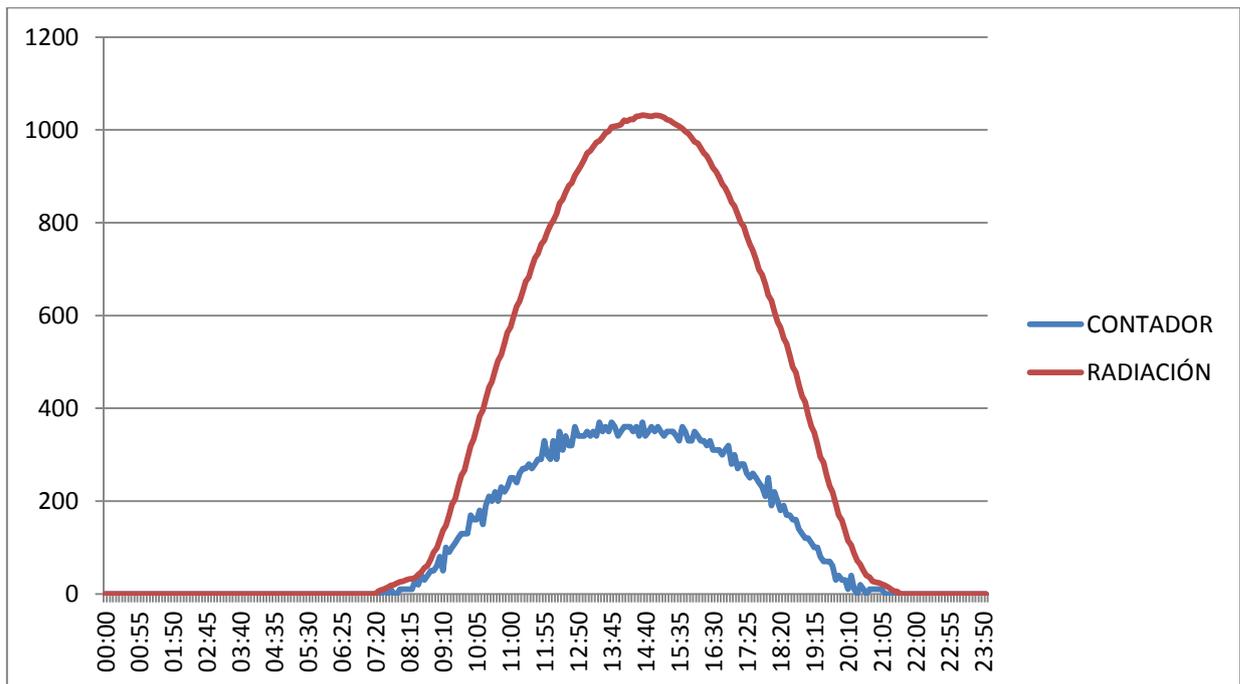


Gráfico 8 Producción y radiación (cincominutal) de un día de Agosto en una planta fija de 500 KWn en Cáceres

En los meses con una radiación estable podemos comprobar si se producen averías comparando las potencia convertida de corriente continua a corriente alterna que dan los inversores a lo largo del tiempo, si un inversor con potencia nominal da menos potencia que uno con la misma potencia instalada, claramente da algún fallo. Con este procedimiento podemos saber incluso el momento exacto en el que se ha fundido un fusible o se ha desconectado una serie de módulos o cualquier deficiencia de producción ya que se observa que la pendiente de la curva de potencia da un brusco cambio de sentido y se reduce. En el siguiente gráfico se observa la comparación de potencias instantánea de varios inversores con la misma potencia instalada. El inversor correspondiente al color azul claro está por debajo de producción de lo demás, mientras que el de color carmesí presenta mejor rendimiento debido a que en el momento de la medición las series de módulos de ese inversor se habían limpiado.

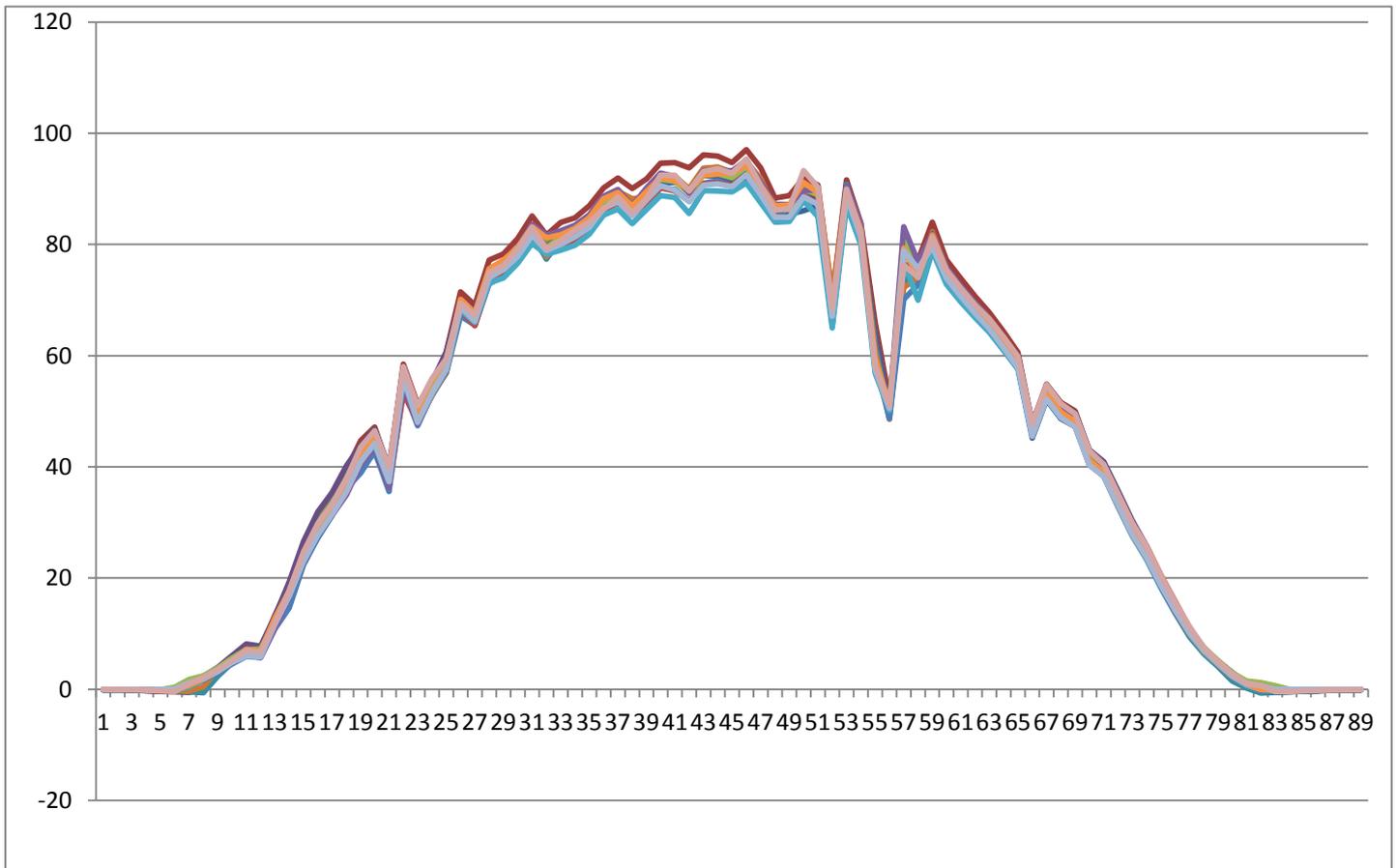


Gráfico 9 Comparación de potencia instantánea de inversores con misma potencia instalada

Al igual que con el análisis de PR, se aconseja realizar un chequeo de la potencia instantánea del día anterior a primera hora de la mañana. Para un mayor control de la producción se puede reducir la frecuencia del chequeo.

3.2.1.3 Acciones frente a averías detectadas en el plan de operación

Tras detectar por cualquiera de los métodos de análisis, las averías que comúnmente nos encontramos son las siguientes:

- **Fusible fundido:** cuando se da una sobreintensidad en cualquier sección del cableado de la instalación, el fusible que controla esa parte se funde y se comporta como un circuito abierto, cortando la



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA



corriente. Al desconectar parte de la instalación la producción se ve reducida y es lo que nos avisa del problema. El equipo de campo debe acceder a la zona afectada, comprobar el cableado en busca de derivaciones y los módulos, y si todo está en orden, se corta la corriente con el interruptor de la caja string, se sustituye el fusible fundido por uno nuevo y se vuelve a conectar. En el caso de los fusibles de inversores se procede de idéntica manera. Los sistemas de monitorización más sofisticados detectan mediante toroidales magnéticos si por una serie o string pasa corriente, y en caso negativo manda una alarma vía SMS o correo electrónico.

- **Conector de módulos quemado o desconectado:** debido a una mala conexión, se producen chispas que pueden quemar el conector y anular la producción de la serie. También puede ocasionarse la desconexión por el viento o el deterioro de las clavijas.
- **Sombras en los módulos:** ya sea por el crecimiento de la vegetación por un incorrecto desbroce y herbicida de la parcela o por excrementos de aves, si algún módulo de una serie no recibe la misma radiación que los demás, su producción baja y con ello la de los módulos conectados al mismo por las pérdidas de mismatch o conexionado. Especialmente perjudiciales son los sombreados parciales ya que es el principal causante de los denominados "puntos calientes", que son células del módulo que trabajan a una temperatura superior a las demás, provocando no solo una bajada de rendimiento, si no la posibilidad de que el módulo finalmente quede inoperativo, la única manera de detectarlos es mediante un análisis termográfico. Este tipo de averías es más difícil de detectar ya que las bajadas de producción no son tan pronunciadas, sin embargo con un correcto Plan de Mantenimiento Preventivo es difícil que ocurran.
- **Seguimiento solar defectuoso:** en instalaciones que poseen estructuras de seguimiento solar o "trackers" cabe la posibilidad de que el seguidor se pare en uno o ambos ejes, produciendo un defectuoso seguimiento solar y una pérdida considerable de producción al no estar los módulos en la orientación correcta. El equipo de campo debe revisar la programación del autómatas que mueve los seguidores, así como los diferentes componentes mecánicos del sistema de seguimiento como correas, cadenas, depósitos de aceite, racores, etc. Los sistemas de monitorización más sofisticados detectan la parada de un seguidor y mandan una alarma vía SMS o correo electrónico.



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



- **Seguidores en posición de defensa:** para que el viento no ejerza un momento de fuerzas excesivo en la estructura, los autómatas de los seguidores solares están programados para que se pongan en posición de defensa (horizontal) cuando el anemómetro marca vientos de más de 45 km/h, lo cual ofrece un ángulo deficiente de incidencia en gran parte de las horas del día. Ante esta anomalía solo se puede esperar a que el vendaval amaine.
- **Salto de interruptores diferenciales:** el corte de corriente debido a un interruptor diferencial viene dado por una derivación en el sistema que protege. Cuando se da el salto de un diferencial se debe revisar todo el cableado y los módulos ya que en la mayoría de los casos se debe a un cable deteriorado o un módulo con el vidrio estallado en el que entra humedad y produce un corto.
- **Salto de interruptor de sobretensiones:** igual que con el diferencial, cuando la anomalía queda resuelta se vuelve a poner en abierto.
- **Parada de inversor:** la parada o fallo de un inversor es una avería muy crítica dentro del sistema fotovoltaico. El inversor se encarga de la conversión de corriente continua producida por los módulos a corriente alterna que se inyecta en la red, por lo que una parada del mismo anula la producción de energía de todos los módulos que vierten en él. Los inversores son unos equipos muy complejos y el fabricante retira la garantía si un operario no autorizado los manipula, por lo que las actuaciones en inversores generalmente se limitan al reinicio del sistema o a la sustitución de componentes del propio inversor.
- **Rendimiento de módulos o inversor deficientes:** Este tipo de anomalía requiere un análisis complejo ya que no es fácil detectarlo a simple vista, para ello se debe hacer una medición de curvas I-V junto con un análisis termográfico a los módulos y una medida de eficiencia del inversor con un analizador de redes. Se hablará en profundidad de los mismos en el "**Capítulo 4**".



3.2.1.4 Disponibilidad de una planta fotovoltaica

Tanto para un cliente como para una empresa mantenedora, es importante valorar la calidad del mantenimiento ofrecido, la Disponibilidad muestra cómo se está llevando a cabo el Plan de Operación y Vigilancia, junto con el Mantenimiento Correctivo.

Una instalación fotovoltaica está disponible si tiene la capacidad de inyectar energía a la red bajo condiciones normales (velocidad del viento adecuada, disponibilidad del recurso solar, red operativa, etc.). Los períodos de interrupción del servicio derivados de las siguientes circunstancias no reducen la disponibilidad de las instalaciones fotovoltaicas:

- Periodo de interrupción debido a un fallo en la red, en la medida en que las instalaciones no puedan verter energía a la misma según sus especificaciones técnicas.
- Exámenes llevados a cabo por las autoridades de vigilancia técnicas y otros realizados a petición del promotor.
- Períodos de interrupción causados por el promotor.
- Causas naturales como inundaciones o fuertes vientos.

Para evaluar la disponibilidad de cada instalación se compara el tiempo en horas diurnas, obtenido del calendario solar, con la suma de los tiempos empleados en el restablecimiento de las averías producidas.

Para la disponibilidad de una instalación fotovoltaica:

$$D(\%) = 100 - \frac{100 \cdot \sum t_{reestablecimiento} (h)}{T_{calendariosolar} (h)}$$



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA



Donde:

- $\sum t_{reestablecimiento}(h)$: suma de los tiempos empleados en restablecimiento de las alarmas.
- $T_{calendariosolar}(h)$: horas diurnas obtenidas con el calendario solar en el periodo considerado para la zona donde se ubica la planta.

Las averías pueden producirse por fallos en cualquiera de los componentes de la planta, así como por paradas manuales para realizar operaciones de mantenimiento.

Para el cálculo de los tiempos de restablecimiento se tiene en cuenta la distribución de los módulos y las series que agrupa cada una de las cajas de agrupación, ya sean de primer o segundo nivel, que existen por inversor. De ese modo una incidencia en cualquier componente de una instalación se puede asimilar a una incidencia de la instalación completa durante un tiempo equivalente calculado a partir del porcentaje de instalación afectado por la indisponibilidad. Hay varios tipos de "indisponibilidades":

- **Parada general de la planta:** Se da cuando la totalidad de la planta se encuentra parada por actuación del interruptor general de planta.

$$N^{\circ} \text{ de Horas equivalentes} = (\text{Hora ON} - \text{Hora OFF})$$

Donde:

Hora_{ON}: Hora de restablecimiento del funcionamiento de la planta

Hora_{OFF}: Hora de parada de la planta

Ejemplo: Para una parada comenzada a las 12:00:00 y subsanada a las 13:30:00

$$N^{\circ} \text{ de Horas equivalentes} = (13:30:00 - 12:00:00) = 1:30:00 \text{ h}$$



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



➤ **Parada en inversor:** Distinguimos 4 tipos de paradas en inversor:

- Parada general inversor: cuando la producción del inversor es nula.
- Reducción de rendimiento del inversor: cuando no se observan paradas en las series y el rendimiento del inversor es inferior al de funcionamiento normal.
- Parada caja de agrupación de series: cuando se para una caja que agrupa la producción de varias series o ramas.
- Parada de una serie: cuando una serie de paneles se para.

-Parada general de inversor

$$N^{\circ} \text{ de Horas equivalentes} = (Hora \text{ ON} - Hora \text{ OFF}) \cdot \% \text{ Peso inversor}$$

Donde:

Hora_{ON}: Hora de restablecimiento del funcionamiento del inversor.

Hora_{OFF}: Hora de parada del inversor.

%Peso_inversor: potencia relativa del inversor dentro de la instalación.

Ejemplo: Para una parada de un inversor comenzada a las 12:00:00 y arreglada a las 13:30:00 en una instalación de 1,2 MWp con 12 inversores de 100 kWp.

$$\begin{aligned} N^{\circ} \text{ de Horas equivalentes} &= (13:30:00 - 12:00:00) \cdot \frac{100\text{kWp}}{1200\text{kWp}} \\ &= 0:07:00 \text{ h} \end{aligned}$$

-Reducción de rendimiento de inversor



$$\begin{aligned} N^{\circ} \text{ de Horas equivalentes} \\ &= (Hora \text{ ON} - Hora \text{ OFF}) \cdot \text{Peso inversor} \\ &\cdot \% \text{ Bajada rendimiento} \end{aligned}$$

Donde:

Hora_{ON}: Hora de restablecimiento del rendimiento normal del inversor.

Hora_{OFF}: Hora de comienzo de reducción de rendimiento del inversor.

%Peso_inversor: potencia relativa del inversor dentro de la instalación.

%Bajada_rendimiento: porcentaje de rendimiento por debajo de lo normal.

Ejemplo: Para un decremento de rendimiento de un 20% de un inversor desde las 12:00:00 a las 13:30:00 en una instalación de 1,2 MWp con 12 inversores de 100 kWp

$$\begin{aligned} N^{\circ} \text{ de Horas equivalentes} \\ &= (13:30:00 - 12:00:00) \cdot \frac{100\text{kWp}}{1200\text{kWp}} \cdot 0.2 = 0:01:24 \text{ h} \end{aligned}$$

-Parada caja de agrupación de series

$$\begin{aligned} N^{\circ} \text{ de Horas equivalentes} \\ &= (Hora \text{ ON} - Hora \text{ OFF}) \cdot \text{Peso inversor} \cdot \% \text{ Pesocaja} \end{aligned}$$

Donde:

Hora_{ON}: Hora de restablecimiento del funcionamiento de la planta.

Hora_{OFF}: Hora de parada de la planta.

Peso_inversor: potencia relativa del inversor dentro de la instalación.



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA



%Peso_caja: porcentaje de potencia que la caja transfiere al inversor.

Ejemplo: Para una parada de una caja que supone un 50% de la potencia transferida a un inversor comenzada a las 12:00:00 y arreglada a las 13:30:00 en una instalación de 1,2 MWp con 12 inversores de 100 kWp.

Nº de Horas equivalentes

$$= (13:30:00 - 12:00:00) \cdot \frac{100\text{kWp}}{1200\text{kWp}} \cdot 0.5 = 0:03:30 \text{ h}$$

-Parada de una serie

Nº de Horas equivalentes

$$= (\text{Hora ON} - \text{Hora OFF}) \cdot \frac{N^{\circ}\text{paneles serie parada}}{N^{\circ}\text{paneles instalación}}$$

Donde:

Hora_{ON}: Hora de restablecimiento del funcionamiento de serie.

Hora_{OFF}: Hora de parada de la serie.

Nºpaneles_serie_parada: número de paneles que componen la serie parada.

Nºpaneles_instalación: número de paneles que componen la instalación.

Ejemplo: Para una parada de una serie de 20 paneles comenzada a las 12:00:00 y arreglada a las 18:00:00 en una instalación de 1,2 MWp con 12 inversores de 100 kWp y 6000 paneles de 200 Wp.

$$\begin{aligned} N^{\circ} \text{ de Horas equivalentes} &= (13:30:00 - 12:00:00) \cdot \frac{20}{6000} \\ &= 0:01:12 \text{ h} \end{aligned}$$



-Parada de seguidores

Se da cuando un seguidor se para y no sigue la trayectoria del sol, produciendo bajadas de rendimiento de entorno al 30%.

Nº de Horas equivalentes

$$= (Hora\ ON - Hora\ OFF) \cdot Peso\ inversor \cdot \%seguidor$$

Donde:

Hora_{ON}: Hora de restablecimiento del funcionamiento del seguidor.

Hora_{OFF}: Hora de parada del seguidor.

Peso_inversor: potencia relativa del inversor dentro de la instalación

%seguidor: porcentaje asociado al seguidor.

Ejemplo: Para una parada de un seguidor de peso 20% dentro del inversor comenzada a las 12:00:00 y arreglada a las 13:30:00 en una instalación de 1,2 MWp con 12 inversores de 100 kWp

Nº de Horas equivalentes

$$\begin{aligned} &= (13:30:00 - 12:00:00) \cdot \frac{100\text{kWp}}{1200\text{kWp}} \cdot 0,2 \cdot 0,3 \\ &= 0:00:27\text{ h} \end{aligned}$$



3.2.2 Plan de Mantenimiento Preventivo

Para un correcto mantenimiento preventivo, deben establecerse las acciones a realizar, así como la frecuencia de las mismas, ya que hay equipos que deben revisarse con una mayor frecuencia que otros, junto con que depende del tipo de instalación (fija, seguidor, cubierta, suelo, etc) hay tareas que se deben desarrollar con más hincapié que otras. Sea cual fuere el tipo de instalación, los planes de mantenimiento se pueden estructurar en los siguientes bloques:

3.2.2.1 Actuaciones en el equipo inversor

Comprende todas las tareas llevadas a cabo en los inversores de CC procedente de los módulos a CA en la que se vierte a la red eléctrica.

- 1.Revisión de la conexión del cableado:** Se inspecciona el equipo visualmente en busca de cables con la cubierta aislante deteriorada. Se reaprietan las conexiones para evitar sobrecalentamiento por conexiones inestables.



Gráfico 10 Cableado de un inversor tanto CC como CA



2.Revisión de la fijación de prensaestopas: se reaprietan las prensaestopas para evitar desconexiones.



Gráfico 11 Prensaestopas de un inversor fotovoltaico

3.Revisar el buen funcionamiento del sistema de refrigeración: comprobación de que las salidas de aire del inversor no se encuentran bloqueadas así como el buen funcionamiento de los ventiladores que mediante convección forzada reducen la temperatura de los componentes del equipo debido al calentamiento por el paso de corriente eléctrica. Se debe corroborar que los ventiladores se ponen en funcionamiento a la temperatura umbral marcada.

4.Verificar el estado de protección contra sobretensiones del lado de continua y alterna junto con interruptores de corte: Mediante una fuente de tensión auxiliar, se llevan las protecciones a su valor umbral de corte, verificando que actúan manual cuando se alcanza dicho valor. Se procede también a la comprobación del paro manual.



Gráfico 12 Interruptor automático y protecciones de sobretensión del lado de CA

5.Comprobación del estado de la envolvente metálica: Debido a los cambios de temperatura y la humedad las carcasas de los inversores pueden llevar a deteriorarse, presentando zonas con oxidación. En dichas zonas se debe lijar la parte afectada por el óxido para pintarla seguidamente con spray de pintura galvanizada.

6.Verificar la ausencia de entrada de agua en la caseta de inversores: Se deben comprobar las juntas de puertas y las que la orientación de las rejillas de las ventanas sea la correcta y no esté deteriorada.

7.Inspección termográfica de inversores: Se debe realizar un análisis termográfico de todos los componentes del inversor para comprobar que no se producen sobrecalentamientos. Estas actuaciones se deben programar en su mayoría en verano, cuando los equipos están más exigidos.

8.Limpieza de los inversores: Mediante aspiradores o aire a presión (según fabricante) se retira polvo, suciedad, telarañas, etc. de los componentes. El aire de los equipos debe estar completamente seco para no provocar cortocircuitos en los componentes del inversor.

9.Aplicación de raticida: los roedores suelen anidar en los centros prefabricados por lo que se debe esparcir veneno para su eliminación.



3.2.2.2 Actuaciones en estructura y sistema de seguimiento solar

Las tareas referidas al mantenimiento de la estructura donde se asientan los módulos así como del sistema de seguimiento solar en caso de instalaciones con seguidores o "trackers" conforman el mantenimiento "mecánico" de una planta fotovoltaica. En el caso de la estructura, su deterioro no influye directamente en la producción pero una deficiente supervisión puede provocar daños graves en la misma, hundimientos del terreno, etc. Cuyas consecuencias no solo son el colapso de la misma si no también pérdida de producción, incluso rotura de los módulos que porta. En el caso del sistema de seguimiento, un fallo en algún componente incide directamente en la producción de la planta ya que provoca un incorrecto ángulo de incidencia solar y por ello una menor generación de energía.

10. Comprobación visual de la cimentación de la estructura y sustentación de la misma, así como los vientos y anclajes: se revisan los anclajes de la estructura en el terreno, que no se presenten zonas hundidas, así como que se la estructura se encuentra tal como los manuales del montaje del fabricante indican. Se revisan las uniones entre elementos.



Gráfico 13 Parte de la estructura de un sistema de seguidor a dos ejes

11. Comprobar que los elementos de la estructura no sufren deformaciones: En caso de detectar anomalías, se debe proceder a la sustitución de la parte de estructura afectada así como comprobar



que la estructura no soporta cargas adicionales para la que está diseñada.

12.Comprobar puestas a tierra viga-pilar y pilar-tierra: mediante un telurómetro se miden los valores de resistencia de las puestas a tierra, asegurando que se encuentran dentro de los valores que dicta la normativa.



Gráfico 13 Sistemas de puesta a tierra de estructura.

13.Comprobar estado de la protección galvánica: visualmente se comprueba el estado del recubrimiento de la estructura. En caso de encontrar zonas afectadas por el óxido se lija y se le aplica una capa de recubrimiento con spray de pintura galvanizada.

14.Comprobar apriete de tornillos: en zonas de unión con holguras apreciables se reaprietan los elementos de sujeción.

15.Revisión visual general del sistema hidráulico: se comprueba de una pasada que todos los elementos del sistema se encuentran en buen estado.

16.Revisión del nivel de aceite de los depósitos: en caso de detectar un nivel bajo de aceite se debe proceder al llenado de los depósitos, así como una revisión de los posibles puntos de fuga del mismo, juntas, racores, etc.



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA



17.Revisión del funcionamiento de las bombas: se accionan manualmente las bombas de aceite para comprobar su funcionamiento y la ausencia de vibraciones o ruidos.

18.Revisión del funcionamiento de los cilindros hidráulicos: se activa manualmente el sistema de seguimiento hidráulico en busca de anomalías.

19.Comprobar estado de canaletas metálicas o de PVC, empalmes y tapas: se revisan en busca de elementos deteriorados que ya no protejan los conductores de forma óptima.



Gráfico 14 *Canaletas de protección de conductores.*

20.Comprobar estanqueidad del armario de monitorización: se revisan las juntas y la humedad de la caja.



Gráfico 15 Armario del sistema de monitorización.

21.Comprobar estanqueidad de las cajas auxiliares del sistema hidráulico: se procede de la misma manera que en la tarea anterior.

22.Comprobación visual eje movimiento G1 y G2.

23.Comprobación del abarcón y de las partes de teflón: se revisa que no sufren deterioros, procediéndose a la sustitución en su caso.

24.Revisión estado de ejes de bombas: debido al desgaste mecánico, los ejes pierden su forma de tal manera que giran sobre sí mismos pero no son capaces de transmitir el movimiento debido a las holguras. Si se aprecia una diferencia de forma con la original de la pieza se debe proceder a su sustitución.

25.Comprobación de la programación de los autómatas: se revisa que los autómatas posicionan los seguidores en la óptima posición en cada momento del día, así mismo se comprueba que los módulos de los seguidores no se dan sombras entre ellos debido a un mal posicionamiento por parte del autómata.



3.2.2.3 Actuaciones en el cableado de corriente continua

La energía eléctrica producida por los módulos está producida en corriente continua ya que el sol irradia durante el día, a mayor o menos intensidad, con o sin nubes, pero sin interrupción. El cableado de corriente continua comprende los conductores de unión entre módulos, la agrupación de los módulos en las cajas de agrupación o "cajas string", y los que van de las string a las casetas de inversores para la conversión en corriente alterna.

26.Revisión del aislamiento y estado de los conductores: se inspecciona la instalación eléctrica visualmente en busca de cables con la cubierta aislante deteriorada que pueda provocar derivaciones.

27.Revisión de las bridas de sujeción de los conductores tendidos al aire: sustitución de las rotas o deterioradas. El cableado suelto puede engancharse en los seguidores y provocar desconexiones o roturas del mismo.

28.Revisión visual de los conectores MULTI-CONTACT: sustitución de aquellos que se encuentren en mal estado, así como reapriete de los que presenten holgura. Los conectores en mal estado pueden provocar chispas que acaban quemando los conectores y anulando la producción de la serie.



Gráfico 16 Conector multicontac MC4.



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA



29.Revisión del estado de las arquetas de registro: Inspección de las arquetas del cableado que une las string box con las casetas de inversores.

30.Comprobación del estado de las protecciones: Mediante una fuente de tensión auxiliar, se llevan las protecciones a su valor umbral de corte, verificando que actúan manual cuando se alcanza dicho valor. Se procede también a la comprobación del paro manual. Se inspeccionan los fusibles.

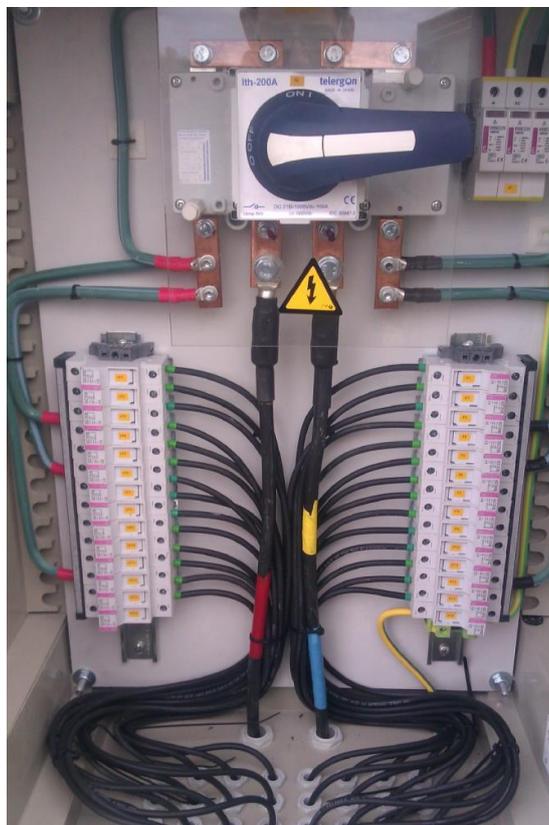


Gráfico 17 Interior de una caja string con sus protecciones

31.Revisar estado de las cajas string: comprobar estanqueidad de las cajas, así como soportes y anclajes.



Gráfico 18 String box anclada en la estructura de un seguidor

3.2.2.4 Actuaciones en contadores y CGP

El o los contadores, según tengamos uno o varios propietarios, junto con las cajas generales de protección (CGP) se suelen ubicar en los centros de transformación en las instalaciones más pequeñas o en casetas aparte, en plantas de mayor dimensión.

32.Comprobación visual del cableado, conexiones y terminales:

se inspecciona el equipo visualmente en busca de cables con la cubierta aislante deteriorada, así como reapriete de conexiones.

33.Comprobar correcta fijación y estanqueidad de los armarios:

revisión de anclajes y juntas.

34.Toma de lectura de contadores: se debe comprobar que la lectura del contador coincide con la que nos transmite el sistema de monitorización.



Gráfico 19 Contador telemático con equipos de red para transmisión de datos

35.Revisión mamparas de protección.

3.2.2.5 Actuaciones en cableado de corriente alterna

El cableado de corriente alterna comprende el tramo que va desde la salida de alterna del inversor hasta el trafo elevador de tensión, pasando por las protecciones.

36.Comprobación visual del cableado, conexiones y terminales:
se inspecciona el equipo visualmente en busca de cables con la cubierta aislante deteriorada, así como reapriete de conexiones.

37.Revisión del estado de las arquetas de registro.



3.2.2.6 Actuaciones en módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son los encargados de generar la energía eléctrica dentro de una planta fotovoltaica. El número de módulos depende de la potencia de la planta pero a poco que se superen los 200 kWp ya se tienen más de mil módulos. La avería de un módulo generalmente no solo implica la pérdida de producción del propio módulo si no también la de la serie de paneles a la que pertenece.

38.Comprobar estanqueidad del marco protector del módulo: hay que cerciorarse de que dentro del módulo no haya humedad que pueda provocar cortocircuitos en las células fotovoltaicas que lo forman.

39.Comprobar estanqueidad de la caja de terminales de la parte posterior del módulo: de igual modo que en la actuación comprobar la ausencia de humedad.

40.Comprobación visual de la conservación superficial del módulo: revisión del vidrio de los módulos, detectar los módulos estallados.

41.Comprobación de la existencia de burbujas: revisión de la parte posterior de los módulos donde pueden aparecer las burbujas en el tedlar.

42.Comprobar cambios de color del revestimiento Tedlar trasero: este fenómeno denominado "yellowing" en un principio no influye en la producción del panel, tal como se demuestra en el estudio incluido en el "**Capítulo 4**" del presente documento, sin embargo debido a la larga vida útil de los paneles, no se puede saber si en un futuro puede provocar mermas en la producción de los módulos que presenten tedlar amarillento o yellowing.



Gráfico 20 Panel solar afectado por el yellowing

43. Inspección termográfica para detectar posibles puntos calientes en los módulos: esta metodología se explicará con más detalle en el "Capítulo 4", el análisis termográfico nos ayuda a detectar puntos calientes, que mermen la producción del módulo y puedan en último caso dejarlo inoperativo.

44. Medición de curva IV: Mediante la medida de curvas I-V de los módulos se pueden comprobar la potencia real del módulo frente a la potencia nominal del mismo. También en el "Capítulo 4" se explicará con detalle esta técnica.

45. Limpieza de módulos: antes de llegar a las células fotovoltaicas del módulo solar, la radiación debe atravesar el vidrio protector del mismo. Cuando los módulos están sucios, el vidrio presenta opacidad ante la radiación lo que hace disminuir hasta en un 10% el rendimiento del panel. En el "Capítulo 4" se muestra la diferencia de rendimiento promedio entre paneles limpios y paneles sucios.

3.2.2.7 Actuaciones en centros de transformación

En los centros de transformación se ubican los transformadores que se encargan de elevar de baja a media tensión el voltaje trifásico procedente de los inversores.



- 46.Verificar ausencia de pérdidas de aceite:** El aceite se encarga de refrigerar el transformador por lo que el transformador debe tener siempre el nivel adecuado de aceite.
- 47.Revisión del estado del transformador:** comprobación de la envolvente metálica, carcasa, etc.
- 48.Revisión de puesta a tierra:** comprobación con el telurómetro que la puesta tierra está dentro de los valores que marca la normativa.
- 49.Comprobación de anclajes:** el transformador debe permanecer inmóvil en la posición que marca el proyecto.
- 50.Existencia foso de recogida de aceite y existencia de rejilla y gravilla:** el trafo debe tener un foso debajo que absorba las pérdidas de aceite que pueda tener mediante gravilla, en caso necesario sustituir la gravilla.
- 51.Limpieza de la caseta:** eliminación del polvo y de las telarañas del habitáculo.
- 52.Aplicación de raticida:** los roedores suelen anidar en los centros prefabricados por lo que se debe esparcir veneno para su eliminación.

3.2.2.8 Actuaciones en centros prefabricados

Para evitar el deterioro por las inclemencias del tiempo y mantener las distintas casetas en estado presentable se deben realizar las siguientes actuaciones.

- 53.Comprobar pintura de paredes y estructuras deficientes:** ante un posible deterioro se debe rascar la zona afectada, cementarla y posteriormente aplicar una capa de pintura.
- 54.Comprobar si existen indicios de roedores:** en caso afirmativo, aplicar raticida.



55.Comprobar funcionamiento de alumbrado de emergencia: sustitución de las bombillas defectuosas en caso de encontrarse.

56.Comprobación de estado y revisiones reglamentarias de extintores: revisar las distintas fechas de caducidad de los equipos anti-incendios y en caso necesario contactar con una empresa certificada para su revisión.

57.Limpieza

3.2.2.9 Actuaciones en oficina

Desde la oficina de la planta se controlan todos los parámetros de la instalación y se ubican los servidores de la monitorización y de los sistemas de seguridad. Es muy útil instalar programas de acceso en remoto para no tener que personarse en las plantas en caso de tener que realizar un pequeño ajuste de parámetros.

58.Limpieza de la oficina: normalmente la oficina es el lugar de reunión con los clientes por lo que la limpieza y orden de la misma se antoja fundamental para causar una buena primera impresión.

59.Ajuste y comprobación del correcto funcionamiento del sistema de monitorización de los seguidores: se debe corroborar que las órdenes mandadas desde la oficina son seguidas fielmente por los autómatas y con ellos el sistema de seguimiento.

60.Revisión de puesta en marcha y funcionamiento de cajas string: comprobación de anomalías de producción en módulos y por tanto cajas string.

61.Revisión de puesta en marcha y funcionamiento de inversores y seguidores: ídem al punto anterior aplicado a seguidores e inversores.

62.Revisión del funcionamiento de los programas informáticos de monitorización: se debe comprobar que los valores aportados por la monitorización son correctos, para ello se miden manualmente



parámetros de producción y se comparan con los valores aportados por los sistemas de monitorización. A su vez se debe comprobar que los datos de la planta se transmiten a la red correctamente.

3.2.2.10 Actuaciones en sistemas de seguridad y estación meteorológica

El último punto del plan de mantenimiento corresponde a los sistemas de seguridad y la estación meteorológica. Los sistemas de seguridad se antojan fundamentales a la hora de tener vigilada la gran inversión que supone una instalación fotovoltaica, por lo que su mantenimiento debe ser prioritario para que estén operativos las 24 horas del día durante los 365 días del año. Por otro lado la estación meteorológica se encarga de proporcionar los datos atmosféricos que envuelven a la planta, como son datos de radiación captados por los piranómetros, utilizados en rendimientos y producciones, así como velocidad de viento dada por anemómetros, para ordenar a los seguidores posicionarse en defensa ante fuertes rachas.

63.Revisión de sistemas de seguridad: se debe revisar el cableado en busca de conductores deteriorados. La calibración suele llevarse a cabo por la propia empresa instaladora ya que requiere personal cualificado, en ese caso se debe contactar con dicha empresa y programar la visita.

64.Comprobar del correcto funcionamiento: supervisar las cámaras de vigilancia, así como activar manualmente las distintas barreras infrarrojas en busca de posibles defectos de funcionamiento.

65.Revisión de la estación meteorológica: se debe comprobar el cableado de los distintos dispositivos, así como realizar la limpieza de los mismos y su envío a centros de calibración certificados.



CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE LAS INSTALACIONES

En el capítulo anterior se ha detallado como llevar a cabo la operación y vigilancia de una instalación fotovoltaica. Sin embargo, las averías se han tratado a modo de fallo catastrófico, es decir, se han asociado las bajadas de producción a rotura de algún tipo de componente de la cadena de producción. Puede darse el caso de que los módulos o inversores aparentemente no tengan ningún elemento estropeado pero presenten una considerable bajada de rendimiento. Ello puede deberse a diversas complicaciones aunque generalmente en módulos se debe a sombras, suciedad, puntos calientes o células deterioradas y en inversores a fallo de conexiones que reportan pérdidas por calor. En los siguientes epígrafes se detallarán los distintos estudios de rendimiento que pueden realizarse en una planta fotovoltaica, así como los equipos implicados en ello.

4.1 Estudio Termográfico

La **termografía** es una técnica que permite medir temperaturas a distancia, con exactitud y sin necesidad de contacto físico con el objeto a estudiar. La termografía permite captar la radiación infrarroja del espectro electromagnético, utilizando cámaras termográficas o de termovisión. Conociendo los datos de las condiciones del entorno (humedad y temperatura del aire, temperatura reflejada, radiación incidente,...) y de las características de las superficies termografiadas (emisividad, ángulo de incidencia,...) se puede convertir la energía radiada detectada por la cámara termográfica en valores de temperaturas. En la termografía, cada pixel corresponde con un valor de medición de la radiación; con un valor de temperatura. A esa imagen se le puede definir como radiométrica.

El **análisis termográfico** se basa en el estudio e interpretación de las termografías. De modo sencillo podremos conocer la radiación de las superficies termografiadas y con ello estimar las temperaturas.



4.1.1 Elaboración de termografías

La elaboración de la termografía consiste en apuntar con la cámara termográfica y captar la imagen térmica. El proceso depende de ciertas condiciones:

- **Ambientales:** Cuando se efectúan inspecciones de termografía, el cielo debe estar despejado ya que las nubes reducen la radiación solar y además producen interferencias por reflexión. Sin embargo, es posible obtener imágenes informativas incluso con un cielo cubierto, siempre que la cámara de imagen térmica utilizada sea lo suficientemente sensible. Es preferible que no haya viento, ya que cualquier corriente de aire que circule por la superficie del módulo solar causará un enfriamiento convectivo y, en consecuencia, reducirá el gradiente térmico. Cuanto menor sea la temperatura del aire, mayor será el posible contraste térmico. Una posibilidad es efectuar inspecciones de termografía por la mañana temprano. Otra manera de aumentar el contraste térmico es desconectar las células de la carga, para evitar el flujo de corriente, lo que permite que el calentamiento se produzca exclusivamente por radiación solar. Luego se conecta a la carga y se observan las células en la fase de calentamiento. No obstante, en circunstancias normales, se debe inspeccionar el sistema en condiciones de funcionamiento corrientes, es decir con carga. Según el tipo de célula y el tipo de avería o fallo, las mediciones sin carga o en condiciones de cortocircuito pueden brindar información adicional.
- **Radiación:** Para alcanzar un suficiente contraste térmico cuando se inspeccionan células fotovoltaicas sobre el terreno, se necesita una radiación solar de 500 W/m² o superior. Si se desea obtener un resultado máximo, se aconseja que la radiación solar sea de 700 W/m². La radiación solar es la energía instantánea que incide sobre una superficie en unidades de kW/m² y pueden medirse con un piranómetro (para la radiación solar global) o un pirheliómetro (para la radiación solar directa). Depende mucho de la ubicación y de la meteorología local. Las temperaturas exteriores bajas también pueden aumentar el contraste térmico.



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



- **Ángulo de observación:** Aunque el vidrio tiene una emisividad de 0,85–0,90 en el ancho de banda de 8–14 μm , no es fácil hacer mediciones térmicas en superficies de este material. La reflexión del vidrio es especular, lo que significa que los objetos circundantes que posean temperaturas diferentes pueden verse con claridad en la imagen térmica. En el peor de los casos, el resultado son interpretaciones erróneas (falsos «puntos calientes») y errores de medición. Para evitar la reflexión de la cámara de imagen térmica y del operador en el vidrio, no debe colocarse en posición perpendicular con respecto al módulo que se está inspeccionando. No obstante, la mayor emisividad se produce cuando se sitúa la cámara en posición perpendicular y disminuye al aumentar el ángulo. Un ángulo de observación de 5–60° es lo recomendado (donde 0° es la posición perpendicular). A continuación se muestra una gráfica emisividad-ángulo de incidencia.

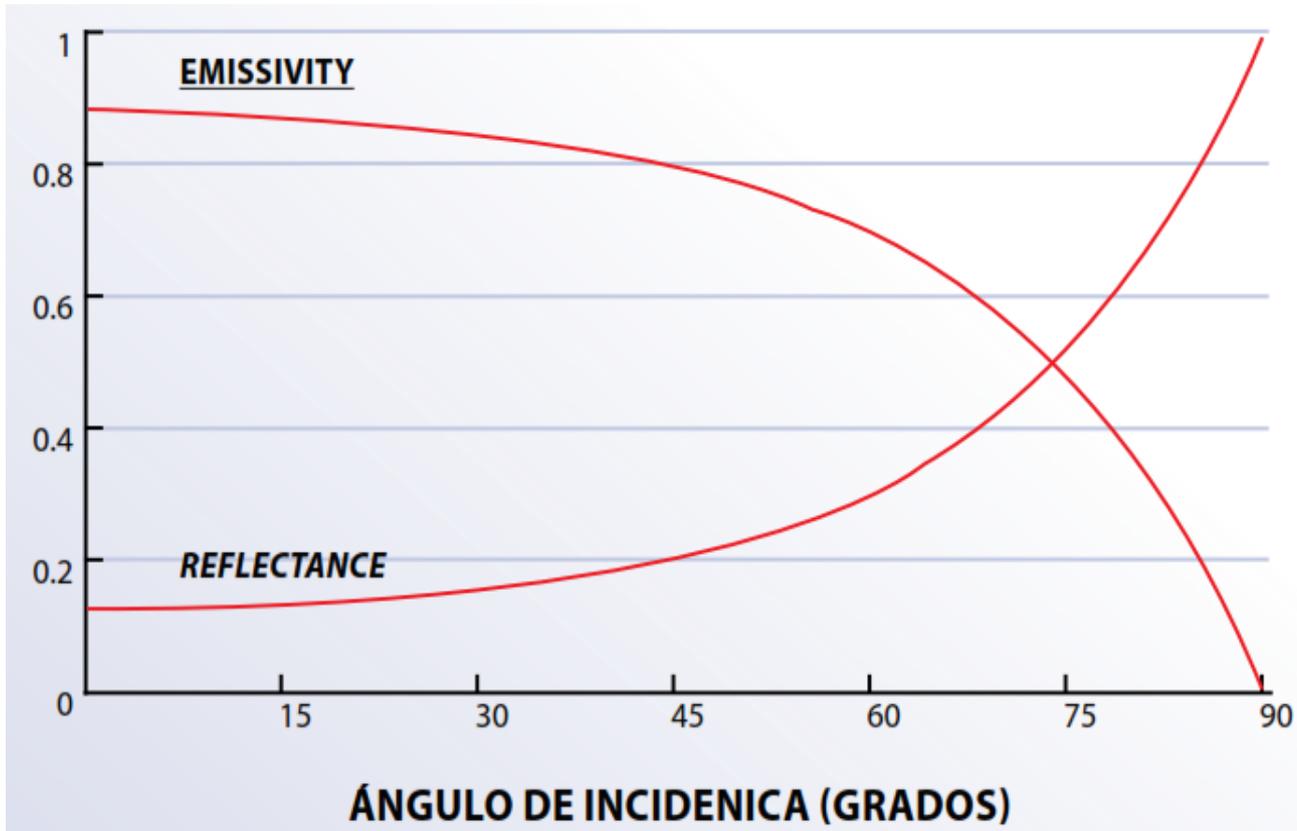


Gráfico 21 Gráfica emisividad-ángulo de incidencia

- **Inspecciones desde otra perspectiva:** En la mayoría de los casos, los módulos fotovoltaicos instalados también se pueden inspeccionar desde su parte trasera con una cámara de imagen térmica. Este método reduce al mínimo las interferencias de las reflexiones del sol y las nubes. Además, las temperaturas obtenidas en la parte trasera del módulo pueden ser mayores, ya que la célula se mide directamente y no a través de la superficie de vidrio.
- **Errores de medición:** Los errores de medición surgen principalmente debido a un mal posicionamiento de la cámara y a condiciones ambientales y de medición subóptimas. Los típicos errores de medida están causados por:
 - Ángulo de observación demasiado pequeño.



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA



- Cambio en la radiación solar en el tiempo (debida, por ejemplo, a cambios de nubosidad del cielo).
- Reflexiones (p.ej., sol, nubes, edificios circundantes de mayor altura, preparación de las mediciones).
- Sombra parcial (p.ej., de los edificios circundantes u otras estructuras).

A modo de resumen, la inspección de los sistemas fotovoltaicos mediante termografía permite localizar rápidamente los posibles errores a nivel de células o módulos, además de detectar posibles problemas de interconexión eléctrica. Las inspecciones se realizan en condiciones normales de funcionamiento y hacen innecesaria la desconexión del sistema.

Para obtener imágenes térmicas correctas e informativas, es necesario que se cumplan ciertas condiciones y procedimientos de medición:

- Debe utilizarse una cámara de imagen térmica adecuada, con los accesorios correctos.
- Se necesita una radiación solar suficiente (como mínimo 500 W/m²; preferiblemente más de 700 W/m²).
- El ángulo de observación debe estar comprendido entre los límites seguros (entre los 5° y los 60°).
- Deben evitarse el sombreado y las reflexiones.

En el caso de termografías a conexiones de cableado y componentes de inversor, se debe tener al equipo trabajando en sus valores nominales.

La fecha adecuada para la realización de las termografías es en los meses donde los valores de radiación alcanzan sus valores máximos, ya que es cuando los equipos están más exigidos y pueden salir a relucir los posibles puntos calientes o fallos de conexión.



4.1.2 Análisis termográfico

Tras realizar la termografía y captarla mediante una foto, se procede a analizarla. En el caso de inversores y conexiones, en caso de detectarse un sobrecalentamiento, se procede al reapriete de terminales o llegado el caso, la sustitución del equipo afectado, estas tareas están dentro de la operación "en campo", para el análisis termográfico en módulos ya es necesario un informe en oficina para interpretar los resultados.

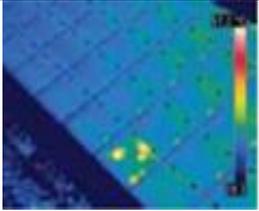
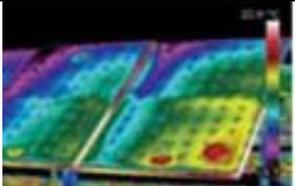
Si algunas partes de la placa solar están más calientes que otras, las áreas calientes se ven con claridad en la imagen térmica. Según su forma y su ubicación, estos puntos y áreas calientes pueden indicar distintas averías. A continuación se muestran los defectos en módulos clasificados según la imagen termográfica que presentan:

Tipo de error	Ejemplo	Aparece en la imagen térmica como	Termograma
Defecto de fabricación	Impurezas y bolsas de gas	Un "punto caliente" o un "punto frío"	
	Grietas en las células	Calentamiento de las células, forma alargada	
Avería	Grietas	Calentamiento de las células, forma alargada	
	Grietas en las células	Una parte de la célula aparece más caliente	
Sombreado temporal	Contaminación	Puntos calientes	
	Excrementos de pájaros		
	Humedad		



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



Diodo de derivación defectuoso (causa cortocircuitos y reduce la protección del circuito)		Un "patrón en parches"	
Interconexiones defectuosas	Módulo o serie de módulos no conectados	Un módulo o serie de módulos está constantemente más caliente	

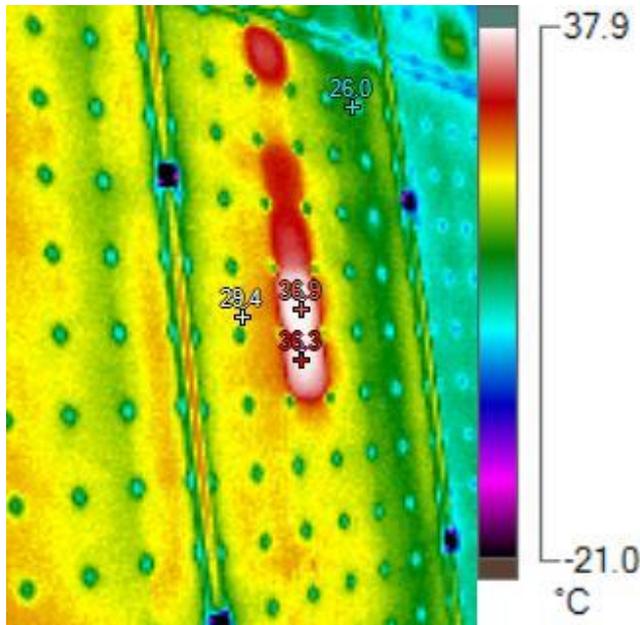
En los módulos se suelen clasificar los defectos según la diferencia de temperatura entre puntos de un mismo módulo. Para la identificación de los puntos calientes de los módulos se considerará el siguiente criterio:

TABLA RELEVANCIA DEFECTOS
Defectos leves ($T^a < 7^\circ$)
Defectos medio-graves ($7^\circ < T^a < 20^\circ$)
Defectos muy graves ($T^a > 20^\circ$)

Aquellos puntos calientes cuyo gradiente de temperatura (diferencia entre el punto más frío y más caliente) supere los 12 grados centígrados deberán ser propuestos para su sustitución. Pese a ello, lo que nos indica realmente la bajada de producción del módulo es el "análisis de curvas I-V" que se verá en este capítulo. A modo de ejemplo se muestra el análisis termográfico en un módulo con puntos calientes, perteneciente a una cubierta de 42 kWp ubicada en la provincia de Huelva en el mes de Agosto de 2014:



FILA 2 POSICIÓN 9



IR000295.IS2
10/08/2014 14:21:43

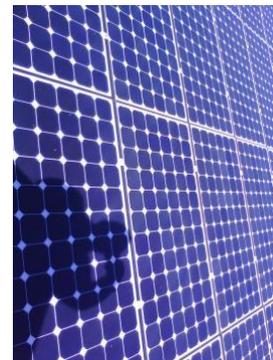
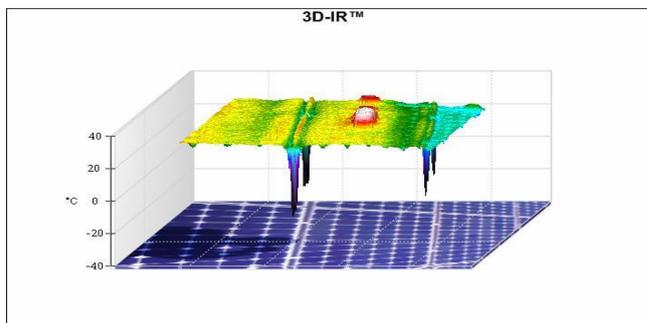


Imagen de luz visible



Gráfico

Se muestra la posición del módulo en el layout de la planta, la imagen visible, las diferencias de temperaturas y la hora de medida.



4.1.3 Aplicaciones de las termografías

Las cámaras termográficas son una herramienta fundamental para el mantenimiento de las plantas fotovoltaicas. Podemos distinguir 3 tipos de aplicaciones fundamentales:

- Sobretemperatura de conexiones y cableado: como toda instalación eléctrica, una planta fotovoltaica tiene pérdidas en forma de efecto Joule, en la medida de que una corriente circula por sus conductores, al ser gran parte de la instalación en BT, estas pérdidas son considerablemente importantes, con la termografía se pueden detectar conductores dañados y conexiones mal ajustadas.
- Sobretemperatura de equipos: como en el cableado, se pueden detectar puntos de componentes de los equipos de la planta (protecciones, inversores, trafos) y detectar una posible avería antes de que esta se produzca.
- Detectar puntos calientes en módulos: la principal aplicación, un punto caliente deteriora el rendimiento de un panel y con ello el rendimiento de todos los módulos conectados en serie y las series conectadas en paralelo.

A su vez, sirve de apoyo para otros estudios, para comprobar el impacto que tienen fenómenos como el yellowing o la suciedad en los módulos



4.2 Estudio de Curvas I-V

4.2.1 Curva I-V y de Potencia

El control de instalaciones fotovoltaicas de modo eficiente exige un conocimiento de las características I-V y P-V de los módulos fotovoltaicos. Estas curvas permiten situar el punto de máxima transferencia de potencia (MPPT). La curva I-V, refleja el comportamiento eléctrico de los módulos, al proporcionar las curvas de corriente con relación al voltaje. La curva de potencia o P-V, refleja la relación de la potencia respecto al voltaje que los caracteriza. La curva de potencia se genera multiplicando la corriente y el voltaje en cada punto de la curva I-V.

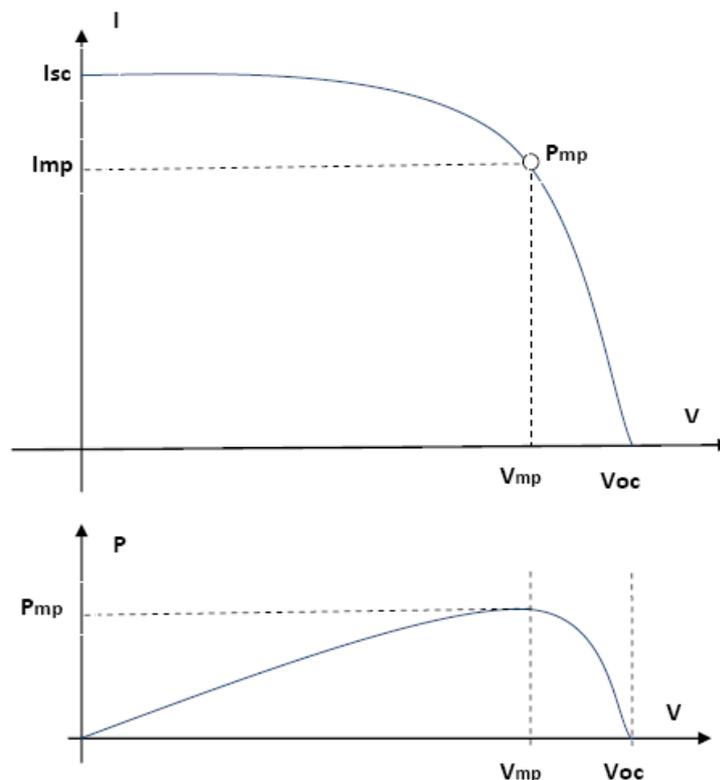


Gráfico 22 Curvas I-V y P-V

En la curva de potencia de un módulo, la potencia máxima (P_{mp} ó P_{max}) es el máximo valor de potencia que puede entregar el módulo. La corriente en el punto de máxima potencia (I_{mp} ó I_{pmax}) es la corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de



radiación y temperatura. Se utiliza como corriente nominal del mismo. El voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mp} ó $U_{p\max}$) es la tensión que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Se utiliza como tensión nominal del mismo.

Otros parámetros de importancia son la corriente de cortocircuito (I_{sc}), que es la máxima corriente que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a tensión nula y consecuentemente a potencia nula, y el voltaje de circuito abierto (V_{oc}), que es la máxima tensión que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a circulación de corriente nula y consecuentemente a potencia nula.

4.2.2 Variación de la Curva I-V con la radiación y la temperatura

Las tres variables principales que afectan la potencia de salida del sistema fotovoltaico son la intensidad de radiación (W/m^2), la temperatura de trabajo del panel ($^{\circ}C$) y el espectro o masa de aire (A.M), siendo este último prácticamente constante en estas latitudes. Bajo condiciones estándares de prueba (irradiancia de $1000W/m^2$, temperatura de celda de $25^{\circ}C$ y espectro 1.5 A.M), cada modelo de módulo tiene una curva I-V (o P-V) característica, y de esta forma se establecen unas condiciones de referencia unificadas, para poder comparar los datos de los diferentes módulos fotovoltaicos existentes en el mercado.

La siguiente figura muestra el comportamiento de la corriente producida en función del voltaje para diferentes intensidades de la radiación solar. Se presenta un aumento proporcional de la corriente producida con el aumento de la irradiancia. También se debe observar que el voltaje a circuito abierto V_{oc} , no cambia lo cual demuestra su estabilidad frente a los cambios de iluminación.

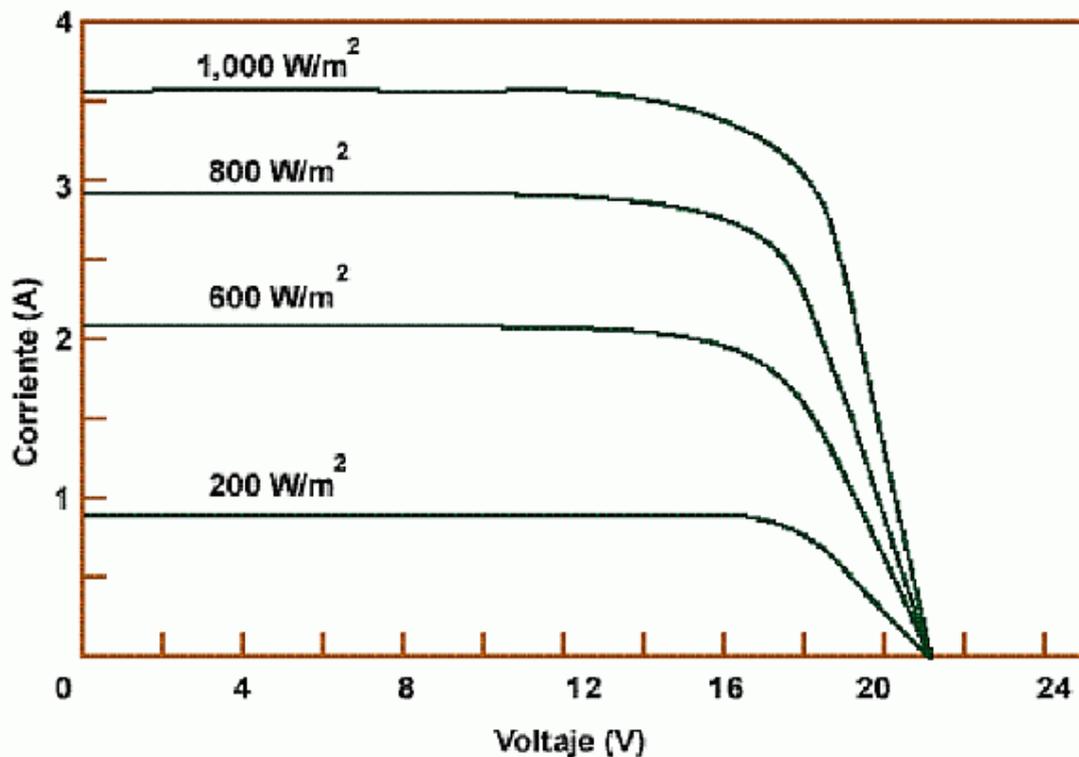


Gráfico 23 Curva I-V en función de la irradiancia

En la siguiente figura se muestra el efecto que produce la temperatura sobre la producción de corriente en el módulo. Esta vez, el efecto se manifiesta en el voltaje del módulo. La potencia nominal se reduce aproximadamente 0.5% por cada grado centígrado por encima de 25 °C. Se observa que cuando la temperatura de trabajo se incrementa, I_{cc} se incrementa levemente, mientras que V_{ca} disminuye sensiblemente.

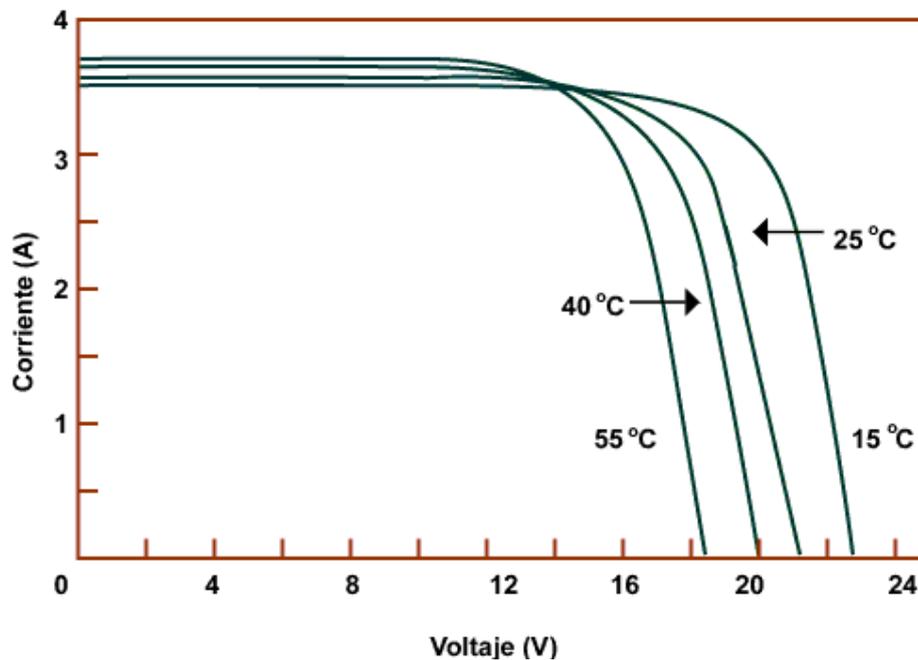


Gráfico 24 Curva I-V en función de la temperatura

4.2.3 Interconexión de módulos

Incrementando el voltaje: Los módulos solares se conectan en serie para obtener voltajes de salida más grandes. El voltaje de salida, V_s , de módulos conectados en serie está dado por la suma de los voltajes generados por cada módulo.

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + \dots$$

Incrementando la corriente: Los módulos solares se conectan en paralelo para obtener corrientes generadas más grandes. El voltaje del conjunto es el mismo que el de un módulo (o un panel); pero la corriente de salida, I_s , es la suma de cada unidad conectada en paralelo.

$$I_T = I_1 + I_2 + I_3 + \dots$$



En los módulos conectados en serie con diferentes valores de intensidad, su funcionamiento vendrá limitado por el valor de intensidad menor. Lo mismo pasará con módulos conectados en paralelo, donde el parámetro limitador será la tensión. Esta es la explicación por la que la potencia de un generador FV es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos FV que lo componen. Este fenómeno se conoce como pérdidas de "mismatch" y se puede reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos FV.

4.2.4 Trazador de curvas IV

Los dispositivos de obtención de parámetros dan la medida de la curva I-V de módulos fotovoltaicos así como de las series. A continuación se pasa a describir los diferentes parámetros que se obtienen de la medición:

- Punto de máxima potencia (V_{mp} ó U_{pmax} ; I_{mp} ó I_{pmax}): Punto óptimo de operación para un uso eficiente del panel.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): Representa la máxima tensión proporcionada por el panel a corriente cero.
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Representa la máxima corriente extraíble del panel.
- Potencia pico: Entre estos dos valores, V_{oc} y I_{sc} , la potencia de salida de la serie alcanza el valor pico (P_{max} ó P_{pk}) en condiciones estándar de medida y se obtiene con los valores de voltaje (V_{mp} ó U_{pmax}) y corriente (I_{mp} ó I_{pmax}).
- Factor de forma (FF) o de relleno. Este factor se define como el cociente entre la potencia máxima que la célula solar puede dar a la carga nominal y la potencia teórica máxima definida por el punto (I_{sc} , V_{oc}):

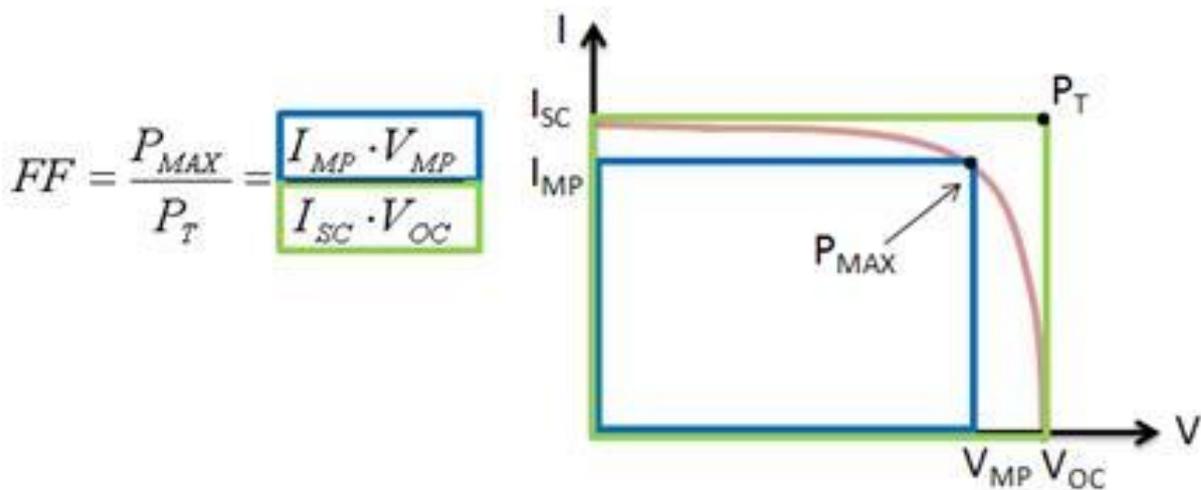


Gráfico 25 Factor de Forma

Es una medida de la calidad de la unión y de la resistencia serie de la célula. Cuanto mayor es este factor, cuanto más próximo a 1, la característica I-V con iluminación se aproxima más al rectángulo de máxima potencia teórica y, por tanto, la célula es de mayor calidad.

La resistencia serie, R_s , es debida principalmente a la resistencia del volumen del material, a las interconexiones y a la resistencia entre los contactos metálicos y el semiconductor.

La resistencia paralelo, R_p , es debida a la no idealidad de la unión PN y a las impurezas cerca de la unión.

Vistas todas las características anteriores, desde el punto de vista eléctrico una célula fotovoltaica puede representarse por un circuito equivalente (ver figura abajo).

La célula con iluminación se comporta como un generador de corriente (corriente fotovoltaica), con un diodo en paralelo (para detraer la corriente de la oscuridad) y dos resistencias que representan las pérdidas intrínsecas al diseño y al comportamiento de los materiales de la célula.



La resistencia serie, r_s , es debida principalmente a la resistencia del volumen del material, a las interconexiones y a la resistencia entre los contactos metálicos y el semiconductor. La resistencia paralelo, r_p , es debida a la no idealidad de la unión PN y a las impurezas cerca de la unión. Con la presencia de ambas resistencias, serie y paralelo, desde el punto de vista eléctrico una célula fotovoltaica puede representarse por un circuito equivalente como el que se muestra en la figura siguiente:

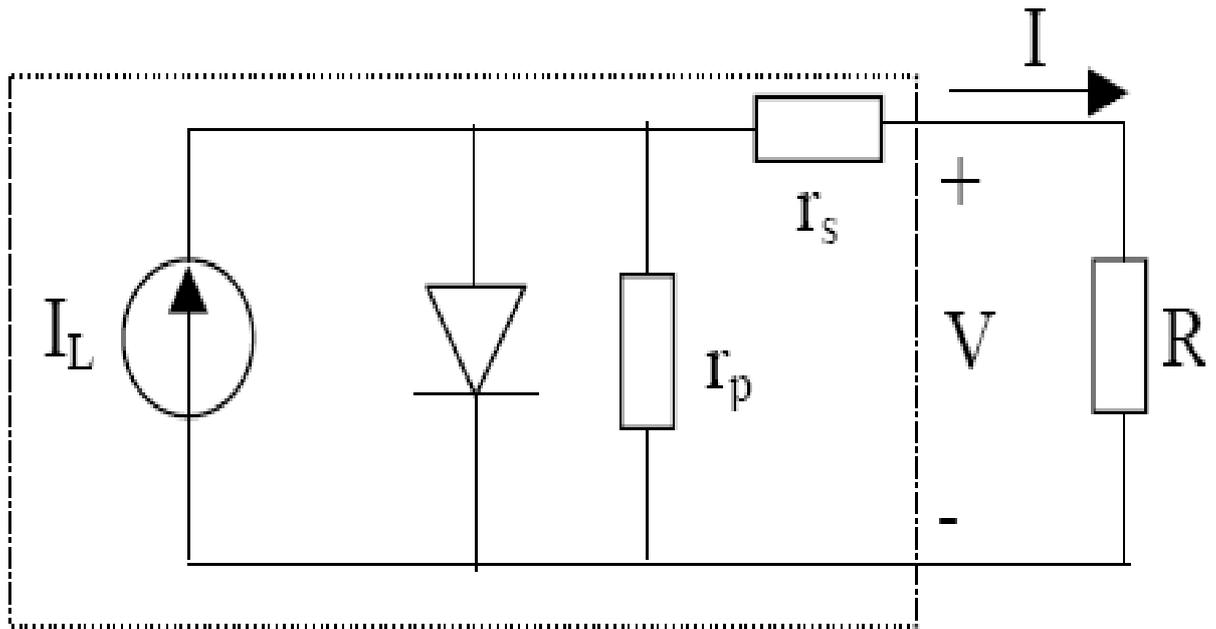


Gráfico 26 Circuito equivalente

Para una célula ideal, la resistencia paralelo sería infinita y no permitiría a la corriente un camino alternativo para circular y la resistencia serie sería cero, no produciendo una caída de la tensión. De esta manera al incrementar R_s y disminuir R_p , se reduce el factor de forma y $P_{m\acute{a}x}$ también disminuirá. La R_s puede suponer una disminución de I_{sc} y la R_p una bajada de V_{oc} .

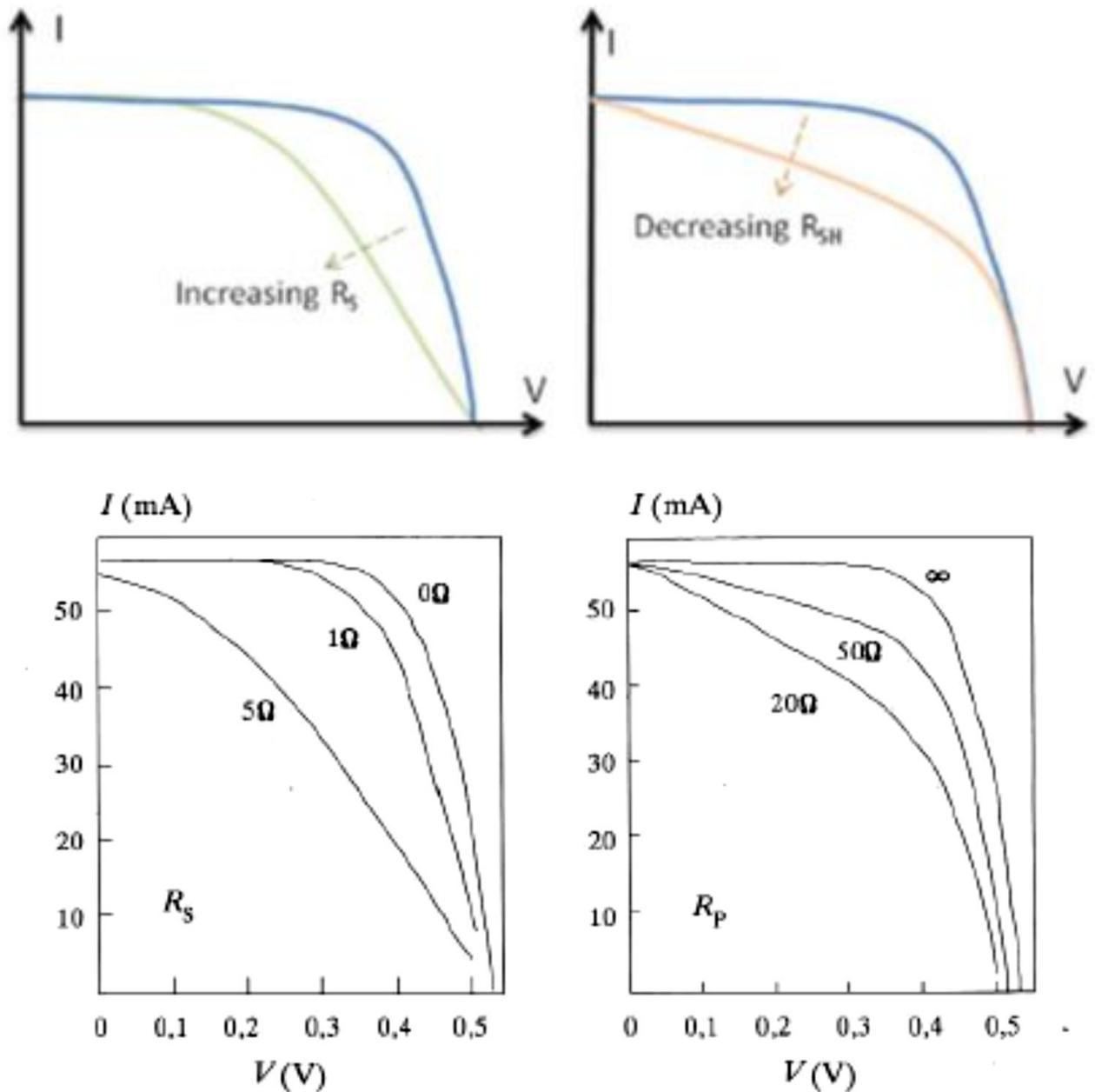


Gráfico 27 Curvas I-V y resistencias



4.2.5 Aplicaciones de las Curvas I-V

En una instalación pensada para operar 25 años ininterrumpidamente, analizar el estado de los módulos que la componen y generan la energía que produce la planta se antoja una tarea fundamental dentro del mantenimiento de la planta FV. Mediante la medición de curvas I-V se puede conocer exactamente el estado de cada módulo de la planta, en caso de detectar módulos con un rendimiento defectuoso se deben realizar dos actuaciones:

- Sustituirlos por módulos en stock, para no perjudicar la producción de los módulos en serie y las series en paralelo.
- Analizar la causa de la bajada de rendimiento, en caso de estar físicamente dañado no queda más remedio que asumir la pérdida. Sin embargo, en caso de presentar una bajada de rendimiento sin justificación aparente, se puede proceder a la reclamación al fabricante. Los fabricantes de módulos aseguran un rendimiento decreciente durante la vida útil de los módulos que suele ser en torno al 90% para los primeros 10 años y de un 80% de los 10 a los 25 años, una bajada rendimiento considerablemente por debajo de lo garantizado es motivo claro para exigir la sustitución del módulo afectado sin coste alguno.

A poco que supere los 200 kWp una instalación ya cuenta con más de mil paneles, por lo que en caso de no disponer de los recursos y el tiempo necesario para analizar cada uno de los módulos de una planta FV, se deben analizar primero las series, que se miden de idéntica manera que los módulos y dentro de las series con menor rendimiento medir módulo a módulo para detectar los deteriorados.

A partir de unos 700 W/m² de radiación las distintas marcas suelen dar unos valores aceptables de medición, el equipo mide diferentes parámetros del módulo como intensidad, tensión, radiación recibida, temperatura, etc. Y tras ello lo extrapola a condiciones standard (radiación 1000 W/m², AM 1.5 y Temperatura 25°C). A partir de la potencia medida extrapolada a condiciones standard de operación y la potencia marcada por el fabricante se puede calcular la desviación de rendimiento del módulo fotovoltaico (o serie en su caso que no es más que una agrupación de módulos). Por todo



ello, las curvas I-V se pueden realizar a lo largo de todo el año, ya que no dependen de las condiciones, únicamente necesitan un valor mínimo de radiación.

A su vez, la medición de curvas I-V se emplea en estudios auxiliares tal como la afección de fenómenos como el yellowing o la suciedad en el rendimiento de los módulos, en los siguientes epígrafes se mostrarán estudios de curvas I-V integrados en dichos estudios.

4.3 Estudio del efecto del “Yellowing” en módulos fotovoltaicos

El “yellowing” o tedlar amarillento es un fenómeno que se produce debido a la continua exposición de los módulos fotovoltaicos a la radiación solar, que provoca que el Tedlar de los paneles, inicialmente de color blanco, poco a poco vaya cambiando su pigmentación hacia un color amarillento.

Como interés en la materia del presente proyecto, se ha incluido un estudio realizado en Noviembre de 2014 en una planta fotovoltaica de 3,7 MWn ubicada en la provincia de Sevilla.

En primer lugar se localizaron y fotografiaron los módulos afectados sobre el terreno. Tras ello se marcaron en el plano de la distribución de la planta durante varios periodos. Se observó un ascenso del número total de módulos con yellowing, siendo dicho número 115, se anotó la posición y número de serie de los módulos afectados.

A continuación se elaboró un estudio de rendimiento mediante mediciones de Curvas I-V correspondientes a una muestra de 25 módulos sobre los 115 paneles afectados por el yellowing. A su vez se tomaron



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



medidas de Curvas I-V en módulos adyacentes a los afectados para comparar rendimientos de módulos en las mismas condiciones.

Finalmente se realizó un análisis termográfico módulo a módulo para comprobar si la presencia de "puntos calientes" influye en la aparición de yellowing.

4.3.1 Evolución

Los módulos afectados por el yellowing se encuentran repartidos por toda la planta y afecta a la mayoría de las etapas de los inversores, sumando un total de 115 módulos afectados.

Entre Mayo de 2013 y Febrero de 2014 no se observan nuevos módulos afectados, esto se debe a que el módulo cambia de color progresivamente, y solo lo se están contabilizando los módulos con un color totalmente amarillo. Sin embargo hay más módulos que si bien no tienen un color totalmente amarillento, están cambiando su pigmentación lo que hace pensar que en un futuro presentarán el Tedlar Amarillento. En Noviembre de 2014 se contabilizan 8 nuevos módulos, ascendiendo la cantidad total a 115.

	Nº DE MÓDULOS CON YELLOWING
MAYO 2013	107
OCTUBRE 2013	107
FEBRERO 2014	107
ABRIL 2014	107
NOVIEMBRE 2014	115



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA

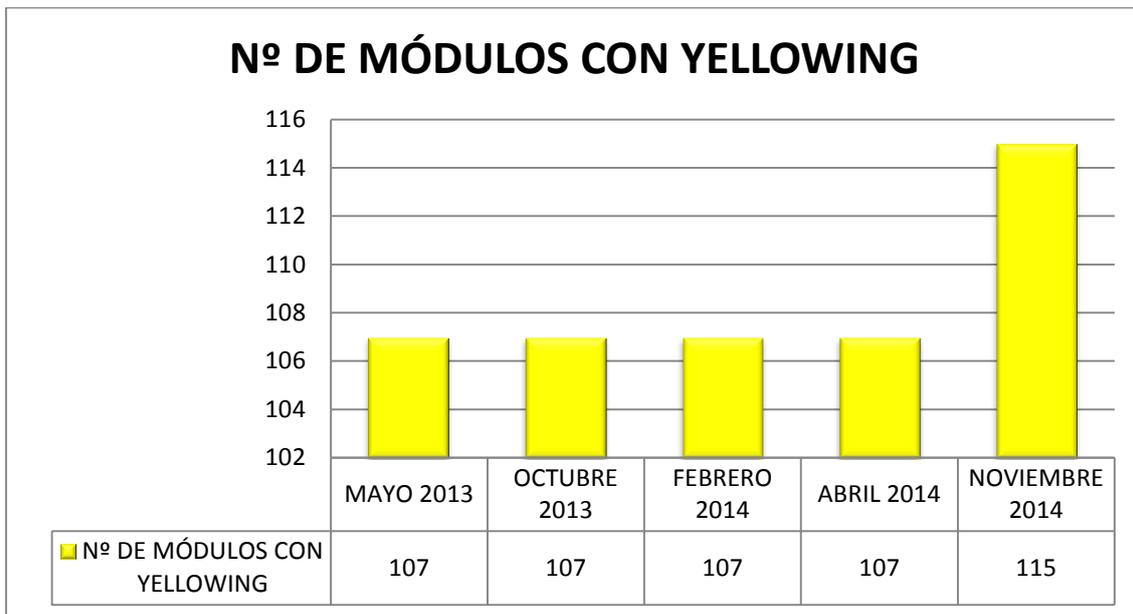


Gráfico 28 Evolución del nº de módulos afectados

4.3.2 Pruebas

Para comparar rendimientos de paneles que presentan yellowing con módulos que no lo presentan, se midieron los valores de curvas I-V con el equipo de medidas "PVPM" de módulos con yellowing junto con valores de paneles adyacentes a estos. Para la muestra se tomaron módulos al azar por toda la distribución de la planta. A continuación se muestra el valor detallado de las medidas y gráficamente las desviaciones de rendimiento para ambos casos.

T sens	T mod	E eff	Isc	Uoc	Ipmax	Upmax	Pmax	Isc 0	Uoc 0	Ipmax0	Upmax0	Ppk	Fill factor	Rs	Rp	MÓDULOS DE 245 Wp			
°C	°C	W/m2	A	V	A	V	W	A	V	A	V	W	%	Ohm	Ohm	Caja	Pn (W)	Desviación	
33,45	39,91	733,24	6,548	34,264	6,05	26,83	162,322	8,930	36,91	8,25	28,58	235,77	71,53	0,55	343,503	YL-27	SB 3.5.6	245	-3,77%
33,76	39,85	735,29	6,467	34,179	6,01	26,75	160,867	8,795	36,67	8,18	28,29	231,35	71,73	0,54	312,036	YL-28	SB 3.5.6	245	-5,57%
33,95	39,98	728,56	6,409	34,165	5,92	26,75	158,286	8,797	36,84	8,12	28,51	231,56	71,45	0,56	353,121	YL-29	SB 3.5.6	245	-5,49%
34,17	40,11	731,72	6,355	34,023	5,86	26,61	156,018	8,685	36,70	8,01	28,38	227,40	71,36	0,56	356,247	YL-30	SB 3.5.6	245	-7,18%
31,84	38,93	747,70	6,639	34,278	6,15	26,81	164,782	8,879	36,70	8,22	28,35	233,12	71,55	0,54	326,812	YL-31	SB 3.5.6	245	-4,85%
32,31	39,29	743,37	6,534	34,229	6,06	26,78	162,413	8,789	36,67	8,16	28,32	230,99	71,68	0,54	319,542	YL-32	SB 3.5.6	245	-5,72%
32,70	39,41	736,90	6,445	34,229	5,97	26,90	160,668	8,746	36,76	8,11	28,56	231,46	71,99	0,54	335,321	YL-33	SB 3.5.6	245	-5,53%
33,07	39,71	735,97	6,335	34,123	5,86	26,83	157,317	8,608	36,72	7,97	28,56	227,54	72,00	0,55	346,109	YL-34	SB 3.5.6	245	-7,12%
35,92	41,14	696,54	5,991	33,585	5,56	26,38	146,615	8,601	36,41	7,98	28,12	224,41	71,66	0,57	345,473	MOD. ADYACENTE	SB 3.5.6	245	-8,40%
36,07	41,14	692,23	6,010	33,613	5,54	26,38	146,031	8,682	36,61	8,00	28,34	226,67	71,32	0,58	383,732	MOD. ADYACENTE	SB 3.5.6	245	-7,48%



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



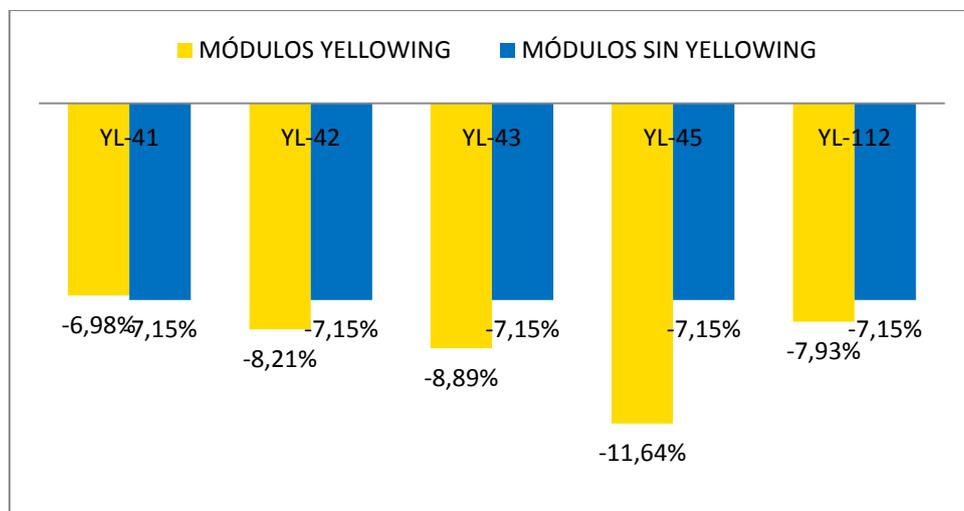
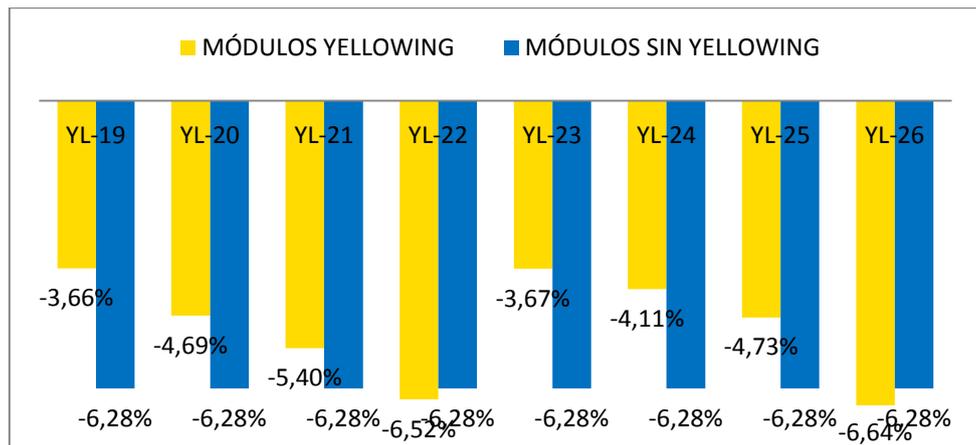
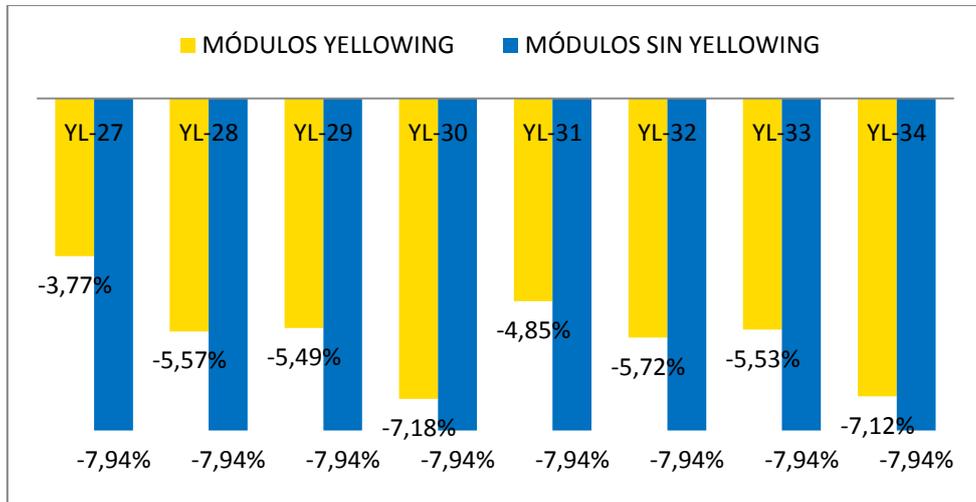
T sens	T mod	E eff	Isc	Uoc	Ipmax	Upmax	Pmax	Isc 0	Uoc 0	Ipmax0	Upmax0	Ppk	Fill factor	Rs	Rp	MÓDULOS DE 245 Wp			
°C	°C	W/m2	A	V	A	V	W	A	V	A	V	W	%	Ohm	Ohm	Caja	Pn (W)	Desviación	
37,12	36,24	784,14	6,900	34,101	6,42	26,69	171,336	8,800	35,99	8,19	27,83	227,89	71,95	0,51	291,330	YL-41	SB 4.2.2	245	-6,98%
37,41	37,03	792,05	6,948	33,953	6,36	26,46	168,289	8,772	36,12	8,03	28,01	224,89	70,98	0,53	338,475	YL-42	SB 4.2.2	245	-8,21%
37,76	37,79	793,74	6,895	33,960	6,40	26,37	168,838	8,686	35,98	8,07	27,67	223,21	71,42	0,53	292,797	YL-43	SB 4.2.2	245	-8,89%
36,12	33,00	792,52	6,835	34,031	5,91	26,65	157,397	8,625	36,76	7,45	29,05	216,48	68,28	0,89	202,627	YL-45	SB 4.2.2	245	-11,64%
38,18	38,50	796,04	7,028	33,882	6,50	26,20	170,213	8,829	36,02	8,16	27,64	225,57	70,93	0,53	305,715	YL-112	SB 4.2.2	245	-7,93%
38,95	39,97	753,81	6,699	33,818	6,18	26,39	162,941	8,887	36,37	8,19	28,14	230,55	71,32	0,54	340,552	MOD. ADYACENTE	SB 4.2.2	245	-5,90%
39,33	40,25	748,19	6,506	33,528	5,98	26,26	156,987	8,696	36,21	7,99	28,20	225,25	71,54	0,54	362,710	MOD. ADYACENTE	SB 4.2.2	245	-8,06%
39,69	40,35	732,99	6,393	33,599	5,93	26,18	155,147	8,722	36,15	8,08	27,77	224,53	71,21	0,56	323,363	MOD. ADYACENTE	SB 4.2.2	245	-7,48%

T sens	T mod	E eff	Isc	Uoc	Ipmax	Upmax	Pmax	Isc 0	Uoc 0	Ipmax0	Upmax0	Ppk	Fill factor	Rs	Rp	MÓDULOS DE 245 Wp			
°C	°C	W/m2	A	V	A	V	W	A	V	A	V	W	%	Ohm	Ohm	Caja	Pn (W)	Desviación	
36,60	38,98	782,52	6,734	33,875	6,26	26,26	164,499	8,605	36,04	8,00	27,64	221,24	71,34	0,54	289,749	YL-85	SB 2.2.2	245	-9,70%
36,82	39,20	786,81	6,675	34,059	6,22	26,49	164,739	8,483	36,24	7,90	27,92	220,67	71,78	0,54	287,370	YL-86	SB 2.2.2	245	-9,93%
35,96	37,84	785,48	6,891	34,023	6,41	26,40	169,287	8,773	36,05	8,16	27,64	225,66	71,36	0,53	283,842	YL-87	SB 2.2.2	245	-7,89%
36,26	38,31	783,76	6,902	33,882	6,36	26,23	166,944	8,806	36,08	8,12	27,69	224,85	70,77	0,54	323,886	YL-88	SB 2.2.2	245	-8,22%
39,13	40,92	767,18	6,642	33,762	6,16	26,32	162,262	8,658	36,27	8,03	28,05	225,41	71,78	0,53	308,354	MOD. ADYACENTE		245	-8,00%
39,72	41,36	763,84	6,585	33,669	6,10	26,10	159,184	8,620	36,23	7,98	27,84	222,27	71,17	0,55	315,049	MOD. ADYACENTE		245	-7,48%

T sens	T mod	E eff	Isc	Uoc	Ipmax	Upmax	Pmax	Isc 0	Uoc 0	Ipmax0	Upmax0	Ppk	Fill factor	Rs	Rp	MÓDULOS DE 245 Wp			
°C	°C	W/m2	A	V	A	V	W	A	V	A	V	W	%	Ohm	Ohm	Caja	Pn (W)	Desviación	
37,80	39,98	703,03	6,234	34,363	5,79	27,03	156,399	8,868	37,08	8,23	28,68	236,04	71,78	0,56	339,379	YL-19	SB 5.5.5	245	-3,66%
37,72	39,84	733,91	6,435	34,377	5,97	27,02	161,401	8,768	36,96	8,14	28,69	233,51	72,06	0,54	328,425	YL-20	SB 5.5.5	245	-4,69%
37,74	39,62	755,98	6,604	34,307	6,14	26,92	165,333	8,735	36,74	8,12	28,53	231,77	72,22	0,53	310,286	YL-21	SB 5.5.5	245	-5,40%
37,80	39,53	763,85	6,584	34,236	6,05	26,95	163,211	8,620	36,84	7,93	28,89	229,04	72,13	0,53	366,063	YL-22	SB 5.5.5	245	-6,52%
37,22	40,47	721,70	6,363	34,519	5,92	27,11	160,511	8,817	37,18	8,20	28,77	236,02	71,99	0,55	320,616	YL-23	SB 5.5.5	245	-3,67%
37,35	40,20	726,82	6,374	34,448	5,92	27,12	160,618	8,770	37,10	8,15	28,83	234,93	72,22	0,54	328,148	YL-24	SB 5.5.5	245	-4,11%
37,50	40,15	724,68	6,351	34,385	5,88	27,00	158,850	8,765	37,08	8,12	28,75	233,41	71,83	0,55	344,009	YL-25	SB 5.5.5	245	-4,73%
37,60	40,07	721,87	6,204	34,250	5,74	26,96	154,823	8,594	36,96	7,96	28,75	228,72	72,01	0,56	355,285	YL-26	SB 5.5.5	245	-6,64%
38,11	39,15	767,19	6,794	34,314	6,30	26,77	168,561	8,855	36,67	8,21	28,33	232,51	71,61	0,53	314,370		SB 5.5.5	245	-5,10%
38,28	39,15	766,79	6,699	34,172	6,23	26,75	166,635	8,737	36,48	8,12	28,27	229,66	72,05	0,52	302,921		SB 5.5.5	245	-6,26%
38,56	39,15	760,98	6,625	34,038	6,14	26,57	163,223	8,706	36,39	8,07	28,10	226,83	71,60	0,54	316,661		SB 5.5.5	245	-7,48%

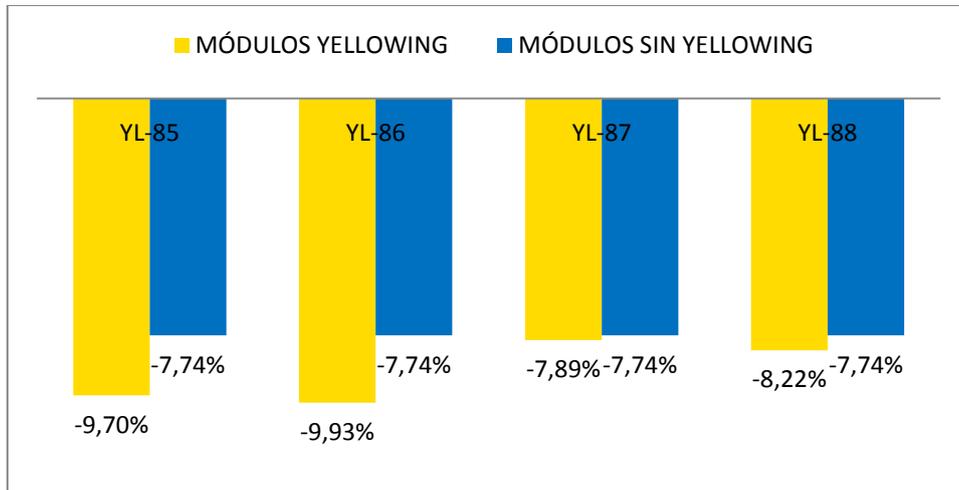


MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

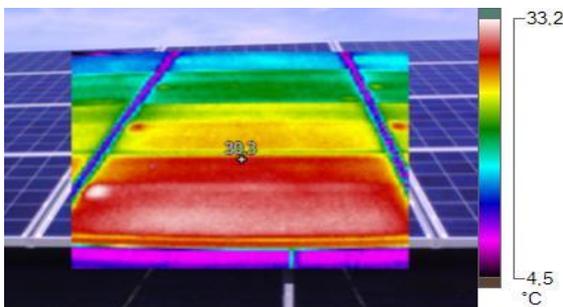




MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA



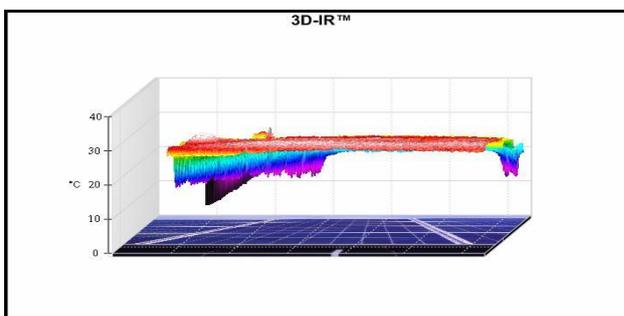
A cada panel se le realizó un análisis termográfico, en este documento se muestran solo una pareja de módulos para no hacerlo demasiado engorroso, en las conclusiones se tienen en cuenta todas las termografías.



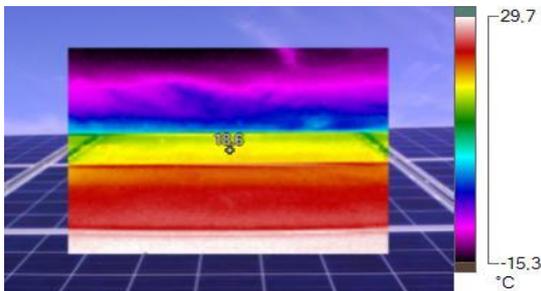
YL-1



Imagen de luz visible



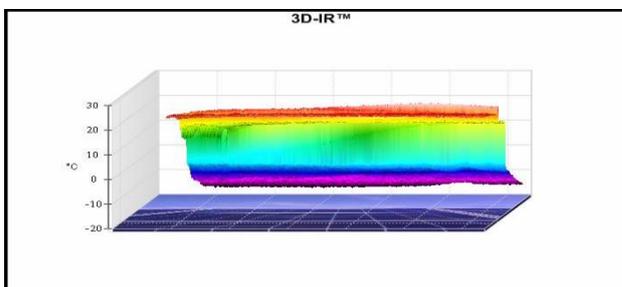
Gráfico



YL-2



Imagen de luz visible



Gráfico

4.3.3 Conclusiones

A la vista de los resultados, el efecto del yellowing solo afecta en la estética de los paneles.

En los resultados de la muestra de placas sometidos a medidas de rendimientos por medio de las curvas I-V se observa que dependiendo de la serie y panel, unas veces el rendimiento de las placas con yellowing es menor que el de los paneles sin dicho efecto, y otras el mayor rendimiento lo presentan los paneles con yellowing. Por todo ello, a vistas de rendimiento el efecto no es influyente.

Por otro lado, el estudio termográfico revela que no se dan grandes diferencias de temperatura entre puntos de un mismo módulo. En los 115 módulos analizados solo se ha encontrado un punto caliente (los aparentes puntos calientes ubicados en las fotos cerca del lateral de los paneles son las cajas de conexión que tienen por detrás los módulos), lo que hace



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



pensar que éste se debe a un defecto propio del panel y no al Tedlar Amarillento presente.

4.4 Estudio de pérdida de rendimiento por suciedad

El siguiente estudio del capítulo trata del análisis de la pérdida de producción debido a la suciedad en los paneles fotovoltaicos. Para ello se midieron las curvas I-V de las series de las etapas de 2 inversores de una planta FV de 4.185 kWp de potencia, ubicada en la provincia de Sevilla. Primero se midieron las series sucias y tras limpiarlas se volvieron a medir las mismas series para observar la desviación de las mismas. A continuación se muestran los valores de las medidas de las placas una vez limpias, junto con la potencia medida en las series sucias. También se muestra gráficamente la desviación de las series con suciedad y una vez limpiadas respecto a la potencia nominal. Primero se exponen las del inversor 4.4 y después las del 6.4.

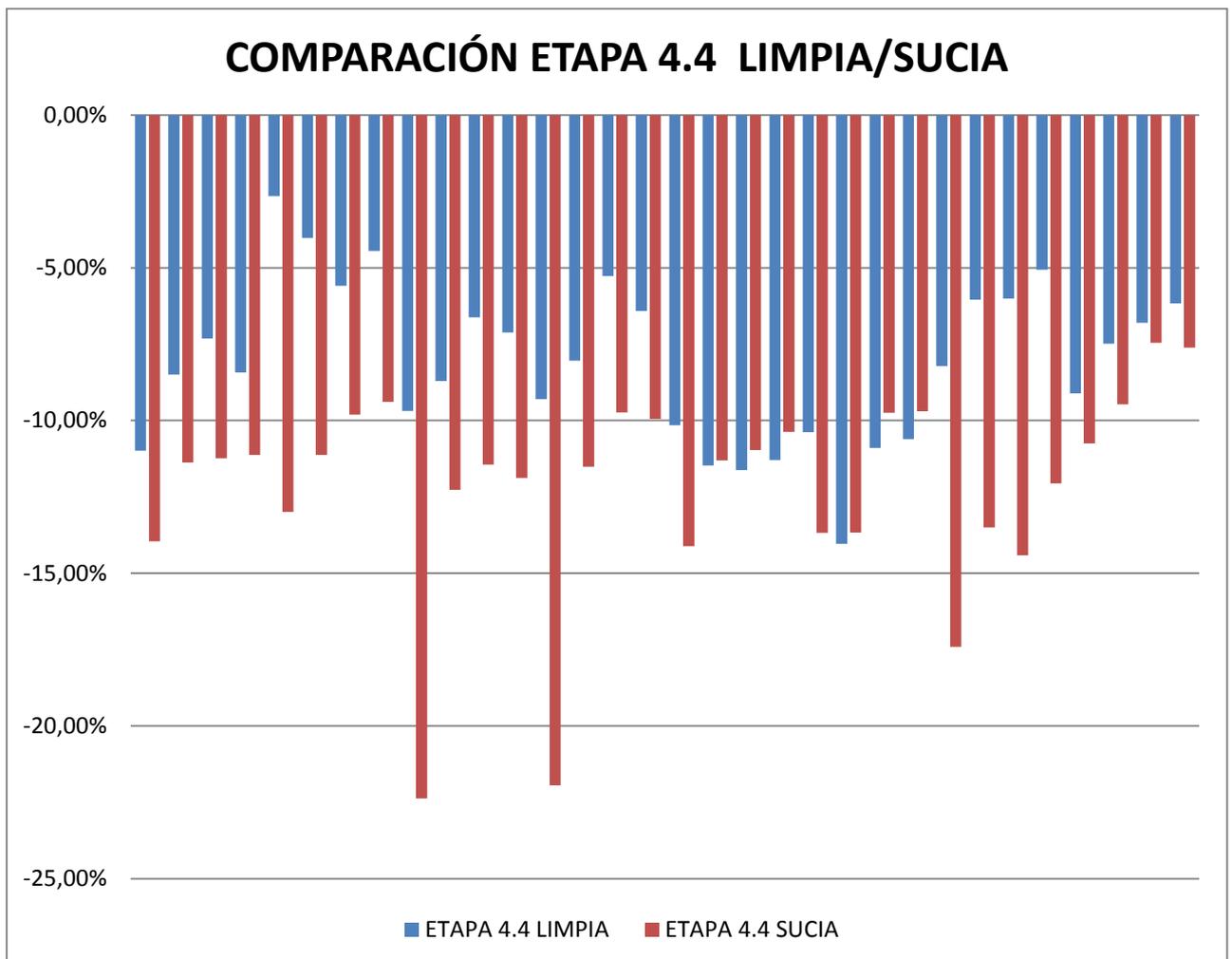
T sens	T mod	E eff	Isc	Uoc	Ipmax	Upmax	Pmax	Isc 0	Uoc 0	Ipmax 0	Upmax 0	Ppk	Fill factor	Rs	Rp	SERIES DE 22 MÓDULOS DE 245 Wp					
°C	°C	W/m2	A	V	A	V	W	A	V	A	V	W	%	Ohm	Ohm	Caja	Serie	Pn (W)	Desviación limpia	Desviación sucia	
42,89	42,76	872,21	7,8	730,6	7,09	552,50	3918,6	8,9	779,8	8,13	597,29	4856,98	69,63	12,9	6468,4	SB 4.4.1	S1	5390	-9,89%	-12,86%	
44,74	43,66	871,40	7,7	724,4	7,05	557,46	3930,2	8,9	777,1	8,09	607,88	4918,09	71,13	10,9	6311,3	SB 4.4.1	S2	5390	-8,76%	-11,27%	
44,87	44,28	872,40	7,8	725,9	7,18	556,52	3995,1	8,9	778,7	8,23	606,52	4990,93	71,27	10,8	6529,7	SB 4.4.1	S3	5390	-7,40%	-10,79%	
45,47	45,06	873,31	7,7	719,8	7,13	551,53	3933,6	8,9	773,9	8,17	603,19	4926,16	71,35	10,8	6536,6	SB 4.4.1	S4	5390	-8,61%	-10,94%	
45,34	45,38	878,37	7,9	726,1	7,22	545,82	3938,9	9	779,7	8,22	595,89	4895,74	69,78	12,8	6478,5	SB 4.4.2	S1	5390	-9,17%	-13,71%	
46,64	46,41	879,00	7,9	720,5	7,21	549,59	3959,9	8,9	777,9	8,20	605,34	4961,99	70,96	11,3	6344,9	SB 4.4.2	S2	5390	-7,94%	-11,61%	
46,94	47,13	877,73	7,9	724,6	7,20	553,98	3990,6	9	784,6	8,21	612,76	5028,93	71,18	11,2	6337,8	SB 4.4.2	S3	5390	-6,70%	-11,66%	
46,80	47,52	875,33	7,8	720,9	7,19	551,33	3963,8	8,9	780,8	8,21	609,79	5008,52	71,55	10,8	6496,7	SB 4.4.2	S4	5390	-7,08%	-11,10%	
48,34	46,90	960,82	8,5	686,1	7,78	517,95	4029,6	8,9	737,0	8,10	572,90	4638,88	70,72	11,2	0	5576	SB 4.4.3	S1	5390	-13,94%	-19,50%
49,05	48,47	958,77	8,4	714,8	7,74	538,08	4165,1	8,8	770,7	8,07	599,40	4839,24	71,01	11,5	5990,2	SB 4.4.3	S2	5390	-10,22%	-15,82%	
49,53	49,51	960,92	8,6	749,1	7,77	557,26	4327,4	8,9	811,2	8,08	624,27	5044,82	69,39	14,8	5857,3	SB 4.4.3	S3	5390	-6,40%	-17,74%	
50,06	50,47	961,83	8,5	710,6	7,77	532,78	4140,4	8,9	772,1	8,08	599,55	4844,14	70,52	12,4	5776,1	SB 4.4.3	S4	5390	-10,13%	-16,44%	
47,50	47,41	956,35	8,6	716,3	7,77	532,52	4137,7	9,0	771,1	8,12	590,43	4797,01	68,91	14,5	5538,2	SB 4.4.4	S1	5390	-11,00%	-24,61%	
48,30	48,40	956,30	8,5	710,9	7,70	534,96	4119,8	8,8	767,7	8,05	596,14	4800,74	70,33	12,4	5690,7	SB 4.4.4	S2	5390	-10,93%	-14,97%	
49,17	49,61	951,99	8,5	714,9	7,73	539,74	4172,5	8,9	775,2	8,12	604,82	4911,42	70,97	11,7	5843,1	SB 4.4.4	S3	5390	-8,88%	-13,98%	
49,91	50,47	949,67	8,4	707,7	7,65	533,34	4078,8	8,8	769,5	8,05	600,21	4833,21	70,82	12,0	5783,	SB 4.4.4	S4	5390	-10,33%	-14,55%	



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

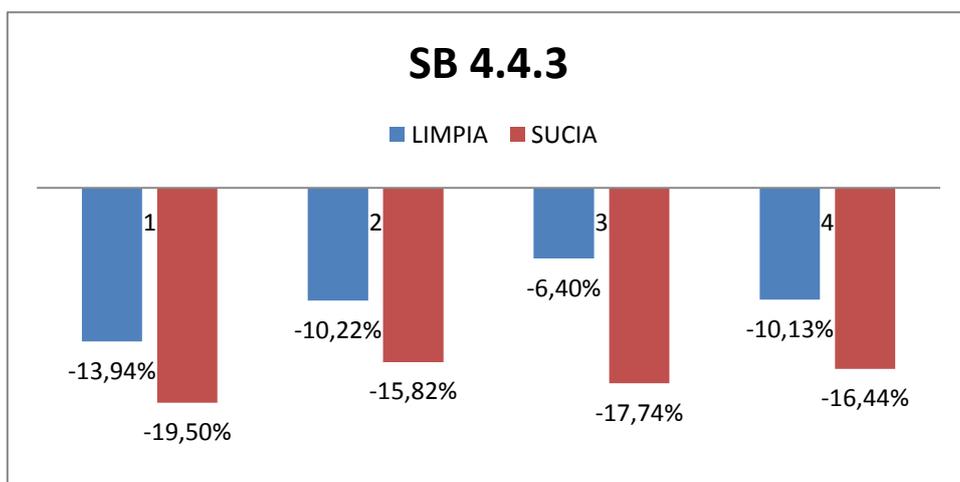
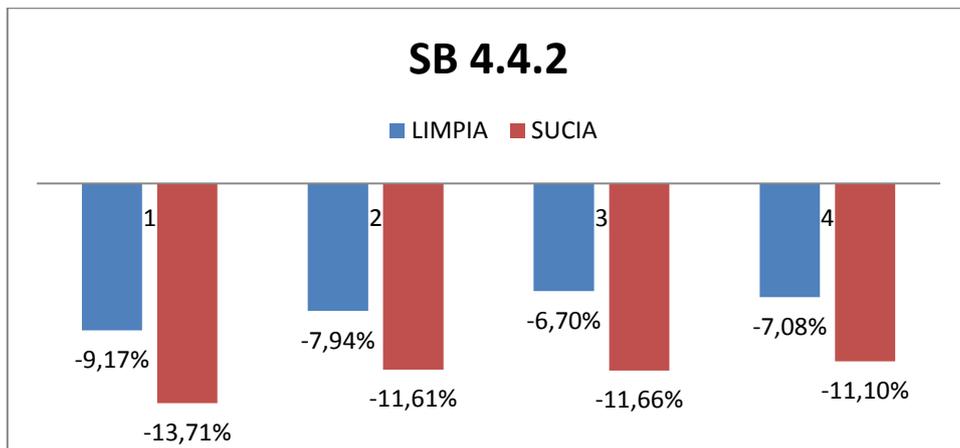
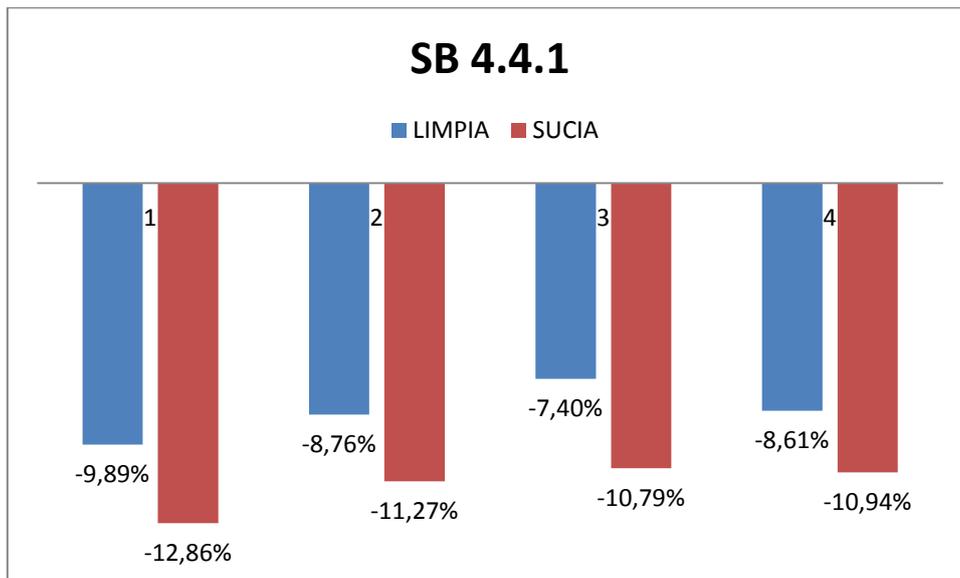


46,54	45,56	948,72	8,4 1	725, 4	7,69	541,45	4162	8,8 6	775,2 4	8,10	593,72	4810,40	70,03	12,6 1	5870, 2	SB 4.4.5	S1	5390	-10,75%	-13,99%
47,31	46,75	949,48	8,3 7	719, 8	7,67	543,75	4168	8,8 2	772,9 4	8,07	600,30	4846,28	71,08	11,3 2	5978, 7	SB 4.4.5	S2	5390	-10,09%	-11,95%
48,07	47,84	951,05	8,4 5	725, 2	7,62	555,85	4237, 4	8,8 9	783,8 9	8,02	619,02	4961,93	71,22	11,3 1	5522, 1	SB 4.4.5	S3	5390	-7,94%	-11,04%
48,55	48,55	952,21	8,3 9	719, 8	7,61	546,45	4158, 9	8,8 1	778,4 9	7,99	609,68	4873,01	71,04	11,7 0	5814, 3	SB 4.4.5	S4	5390	-9,59%	-10,91%
44,95	41,88	928,85	8,3 1	729, 6	7,58	547,30	4147, 4	8,9 4	772,1 9	8,16	589,42	4808,70	69,63	12,6 0	6248, 8	SB 4.4.6	S1	5390	-10,78%	-21,83%
45,50	42,41	932,49	8,2 9	722, 7	7,53	548,62	4133, 4	8,8 9	767,1 8	8,08	593,74	4797,09	70,37	11,6 6	5996, 7	SB 4.4.6	S2	5390	-11,00%	-12,36%
46,22	42,73	932,15	8,3 9	726, 9	7,56	551,72	4172	8,9 1	772,2 3	8,11	597,77	4849,21	70,51	11,5 2	6087, 9	SB 4.4.6	S3	5390	-10,03%	-13,08%
46,75	43,22	930,84	8,2 7	722 7	7,50	548,41	4115, 7	8,8 9	768,8 1	8,06	596,08	4805,78	70,35	11,8 2	5925, 8	SB 4.4.6	S4	5390	-10,84%	-12,90%
48,95	46,61	846,73	7,7 9	732, 9	7,06	564,46	3983, 6	9,0 9	799,5 1	8,33	623,35	5195,59	71,47	10,9 0	6747, 5	SB 4.4.7	S1	5390	-3,61%	-12,92%
49,33	47,32	852,57	7,7 3	733, 8	7,10	564,38	4005, 8	9,0 7	801,6 8	8,33	625,04	5203,57	71,55	10,8 9	6647, 3	SB 4.4.7	S2	5390	-3,46%	-10,53%
49,82	48,11	849,98	7,6 4	730, 1	7,02	551,93	3872, 4	8,9 9	797,6 7	8,25	610,27	5037,36	70,28	12,1 4	6274, 5	SB 4.4.7	S3	5390	-6,54%	-11,40%
50,48	48,98	863,66	7,7 7	731, 9	7,10	562,59	3994, 5	8,9 9	804,4 3	8,22	629,45	5174,76	71,54	10,9 6	6590, 8	SB 4.4.7	S4	5390	-3,99%	-10,68%
46,64	48,64	875,18	7,8 5	721, 2	7,17	542,31	3887	8,9 7	788,5 0	8,19	602,97	4938,14	69,86	12,7 8	6441, 2	SB 4.4.8	S1	5390	-8,38%	-12,28%
47,21	49,22	874,47	7,8 5	721, 2	7,14	550,86	3935, 6	8,9 8	792,8 5	8,17	617,48	5044,83	70,87	11,5 1	6292, 3	SB 4.4.8	S2	5390	-6,40%	-9,80%
47,61	49,65	874,56	7,8 5	718, 5	7,15	548,42	3922, 2	8,9 7	790,6 4	8,18	615,61	5034,28	70,96	11,3 8	6335	SB 4.4.8	S3	5390	-6,60%	-9,67%
48,03	50,13	872,82	7,8 1	717, 8	7,15	547,24	3911, 5	8,9 5	790,3 3	8,19	614,56	5032,75	71,17	11,1 4	6530, 9	SB 4.4.8	S4	5390	-6,63%	-9,60%



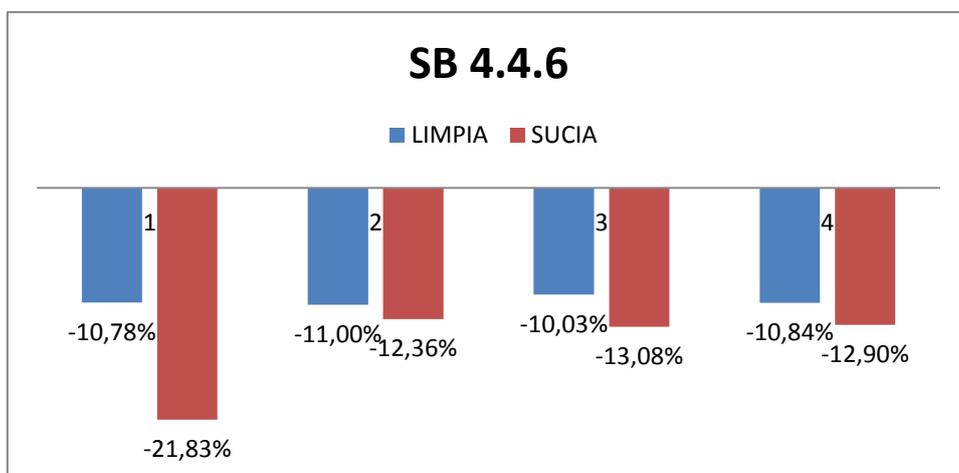
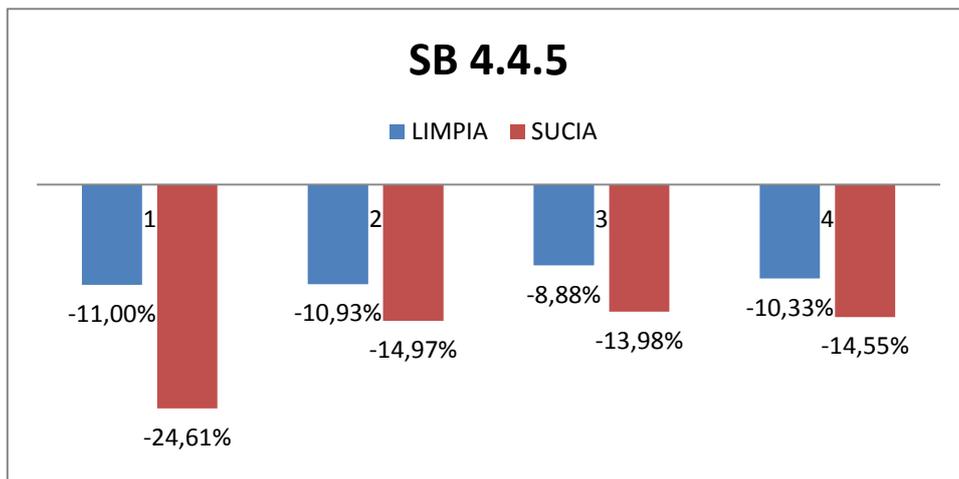
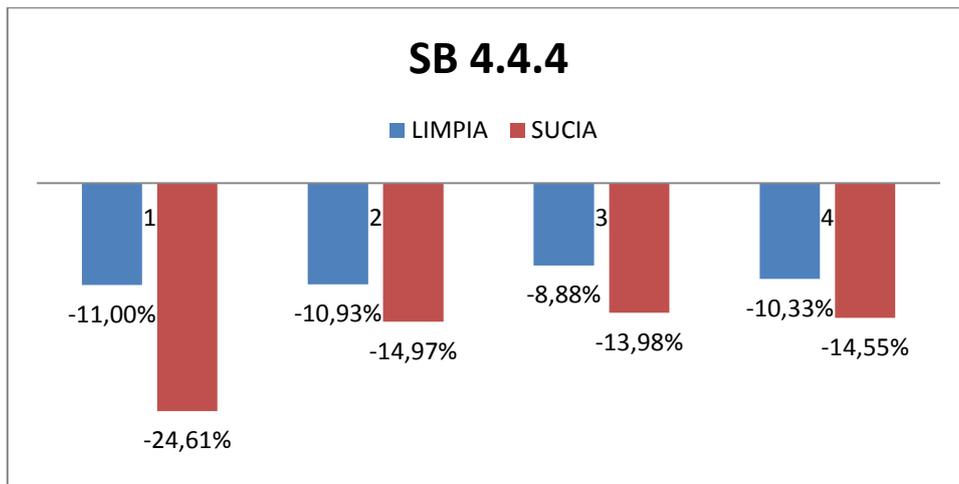


MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



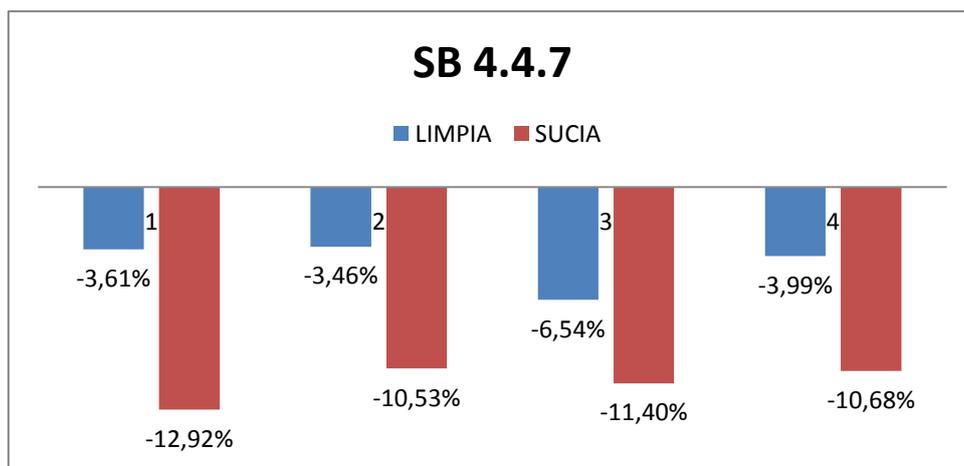
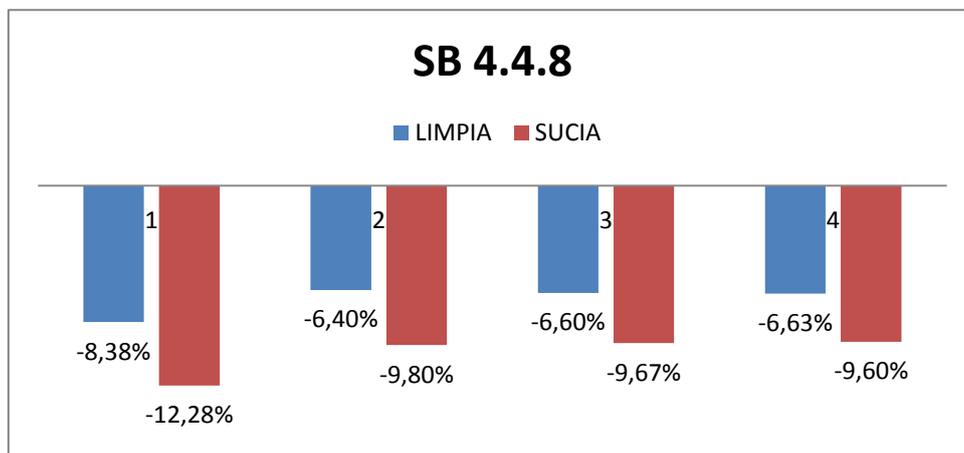
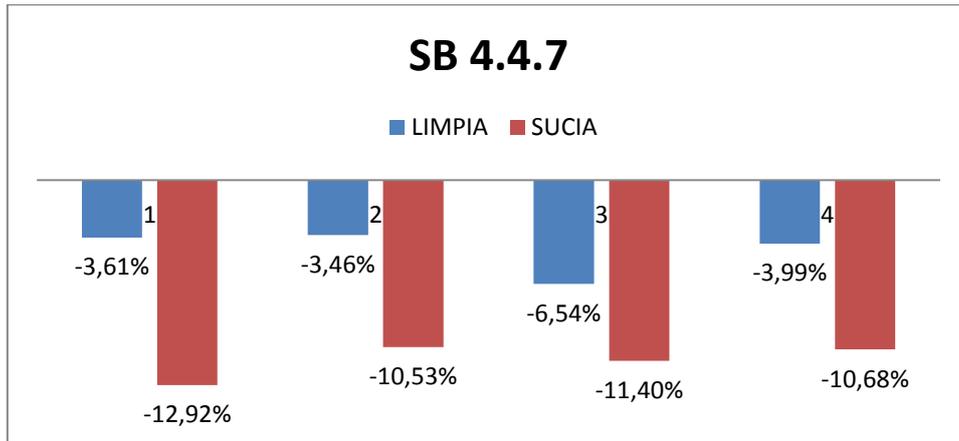


MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



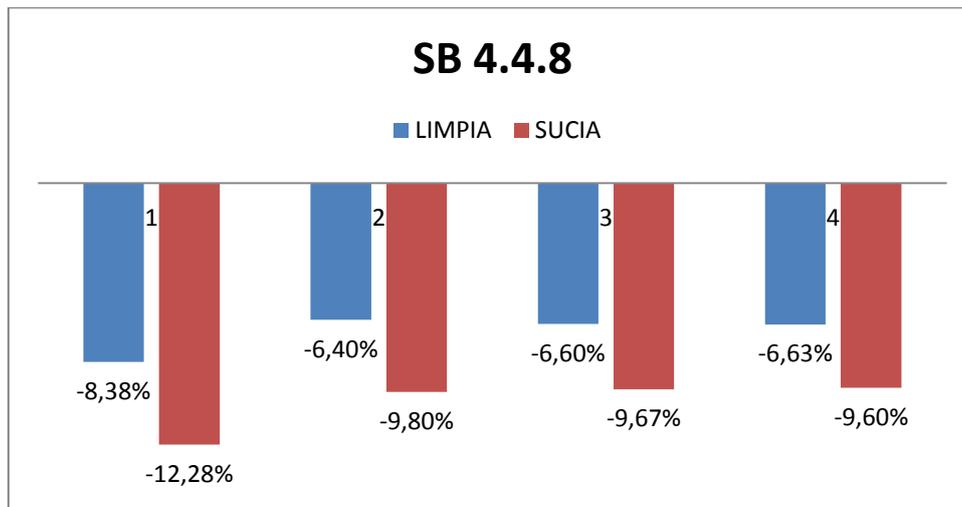


MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA





MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



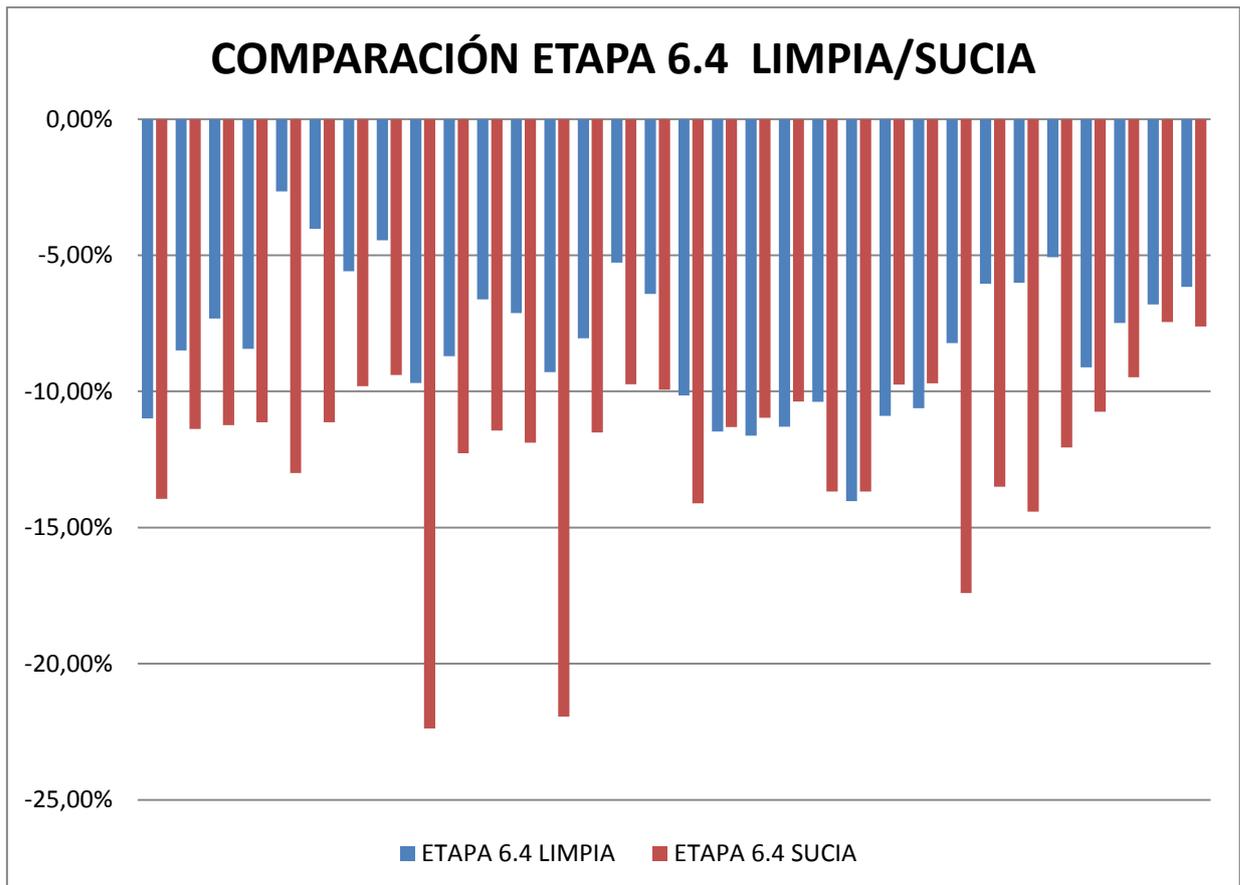
P	T mod	E eff	Isc	Uoc	Ipmx	Upmx	Pmax	Isc 0	Uoc 0	Ipmx0	Upmx0	Ppk	Fill factor	Rs	Rp	SERIES DE 22 MÓDULOS DE 245 Wp				
																Caja	Serie	Pn (W)	Desviación limpias	Desviación sucias
°C	°C	W/m2	A	V	A	V	W	A	V	A	V	W	%	Ohm	Ohm					
41,55	44,08	892,07	7,96	728,6	7,21	545,75	3933,3	8,92	779,40	8,08	593,82	4797,60	68,98	14,24	6247,2	SB 6.4.1	S1	5390	-10,99%	-13,95%
42,67	45,91	887,66	7,92	722,3	7,18	553,01	3971,7	8,92	779,49	8,09	609,58	4932,04	70,90	11,55	6082,3	SB 6.4.1	S2	5390	-8,50%	-11,38%
43,64	47,17	883,29	7,82	726	7,17	556,76	3994,5	8,85	785,06	8,12	615,03	4995,68	71,87	10,80	6490,4	SB 6.4.1	S3	5390	-7,32%	-11,23%
44,29	47,08	883,83	7,83	720,5	7,16	551,38	3948,1	8,86	779,17	8,10	609,21	4935,58	71,51	10,83	6487	SB 6.4.1	S4	5390	-8,43%	-11,13%
43,93	47,38	857,78	8,04	723,6	7,36	553,44	4074,7	9,37	784,51	8,58	611,33	5247,07	71,36	10,64	6395,3	SB 6.4.2	S1	5390	-2,65%	-12,99%
44,10	47,09	859,22	8,06	720,3	7,34	548,30	4025,3	9,38	780,65	8,54	605,45	5173,10	70,65	11,44	6195,8	SB 6.4.2	S2	5390	-4,02%	-11,13%
44,35	46,81	858,09	8,02	725,3	7,30	544,26	3975,4	9,35	783,78	8,51	597,81	5088,66	69,46	13,12	6373,4	SB 6.4.2	S3	5390	-5,59%	-9,80%
44,59	46,57	856,51	7,99	721,2	7,28	549,91	4005,6	9,32	780,42	8,50	605,58	5150,07	70,78	11,25	6294,8	SB 6.4.2	S4	5390	-4,45%	-9,39%
47,91	47,40	923,99	8,38	718,5	7,60	535,24	4067,1	9,07	774,24	8,22	591,93	4867,93	69,35	13,67	5965,5	SB 6.4.3	S1	5390	-9,69%	-22,37%
48,97	49,29	933,50	8,4	713	7,63	538,06	4107,7	9	773,44	8,18	601,70	4920,78	70,67	12,02	5850,2	SB 6.4.3	S2	5390	-8,71%	-12,27%
49,57	50,44	935,52	8,52	718,3	7,74	540,77	4188,2	9,11	781,71	8,28	607,95	5033,02	70,71	12,09	5863	SB 6.4.3	S3	5390	-6,62%	-11,44%
50,10	51,50	939,46	8,52	713	7,76	536,55	4162,1	9,07	778,25	8,26	606,31	5006,30	70,95	11,88	5876,2	SB 6.4.3	S4	5390	-7,12%	-11,88%
47,84	47,14	924,70	8,41	720,9	7,60	537,78	4089,8	9,09	776,56	8,22	594,45	4888,90	69,26	13,85	5869,4	SB 6.4.4	S1	5390	-9,30%	-21,95%
48,57	48,50	920,12	8,33	713,2	7,54	542,40	4087,8	9,05	773,65	8,19	605,11	4956,39	70,80	11,75	5713,2	SB 6.4.4	S2	5390	-8,04%	-11,51%
49,45	50,19	914,54	8,31	718	7,60	547,39	4159,8	9,09	782,40	8,31	614,47	5105,91	71,80	10,58	6100,3	SB 6.4.4	S3	5390	-5,27%	-9,73%
49,89	51,27	903,99	8,17	712,4	7,47	541,57	4043,3	9,04	779,44	8,26	610,77	5044,33	71,57	11,04	6145,7	SB 6.4.4	S4	5390	-6,41%	-9,94%
40,67	38,76	918,83	8,15	733,8	7,41	563,88	4175,9	8,87	771,80	8,06	600,86	4842,82	70,75	10,76	6068,1	SB 6.4.5	S1	5390	-10,15%	-14,11%
41,60	39,11	911,23	8,03	727,4	7,36	555,44	4088,4	8,81	764,78	8,08	590,74	4771,72	70,82	10,75	6323,3	SB 6.4.5	S2	5390	-11,47%	-11,30%
42,50	39,62	921,70	8,23	731,7	7,50	549,58	4120,5	8,93	769,58	8,13	585,59	4763,46	69,33	12,77	6273,6	SB 6.4.5	S3	5390	-11,62%	-10,97%
43,73	40,43	921,43	8,17	724,6	7,46	551,07	4113,6	8,87	764,67	8,10	590,19	4781,21	70,49	11,20	6244,3	SB 6.4.5	S4	5390	-11,29%	-10,37%
37,57	38,00	920,38	8,17	734,9	7,43	563,88	4187,9	8,88	770,89	8,07	598,60	4830,34	70,56	10,91	6069,9	SB 6.4.6	S1	5390	-10,38%	-13,68%



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

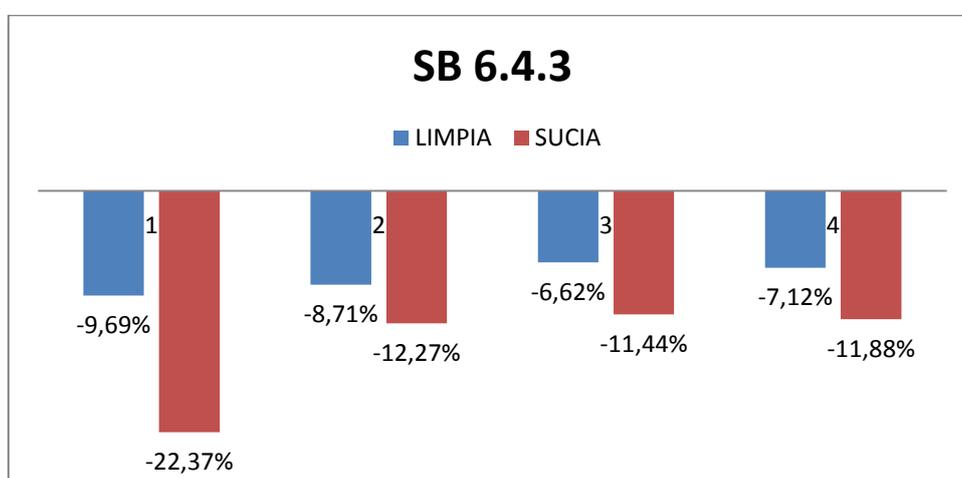
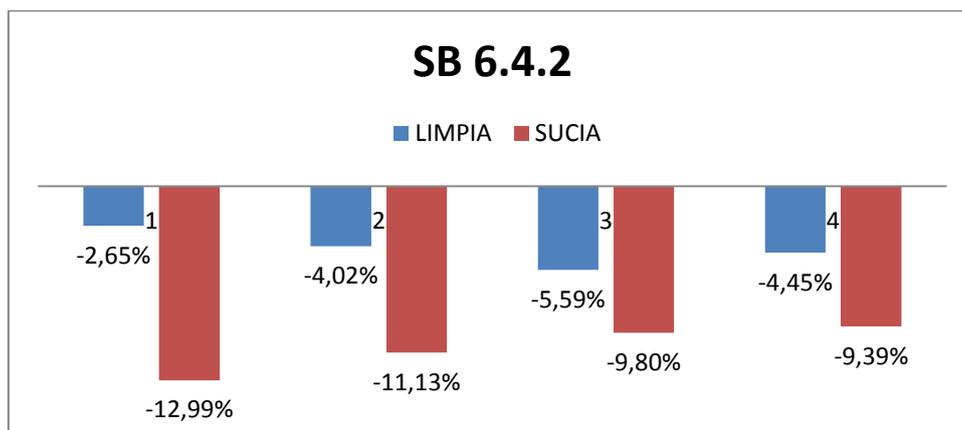
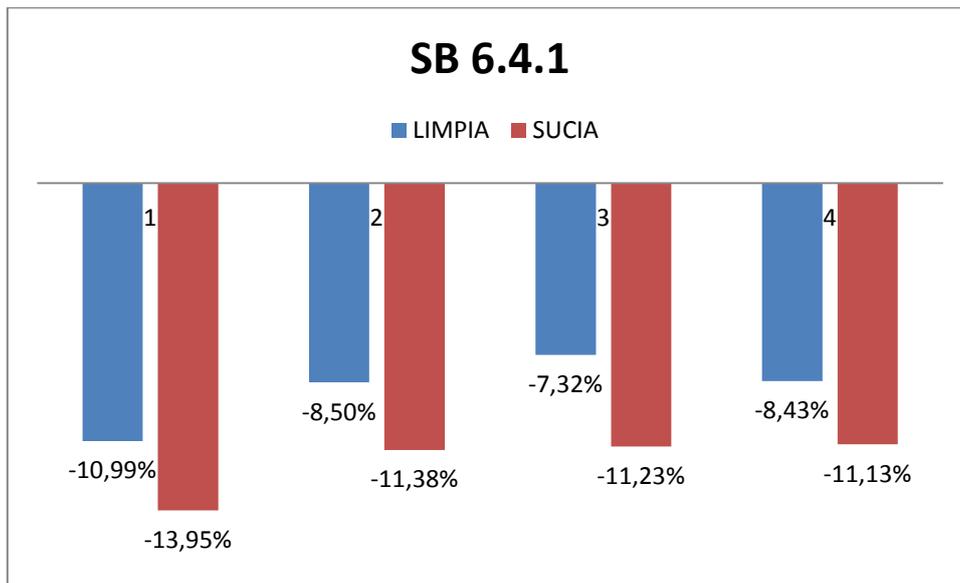


38,58	37,91	920,06	8,09	716,5	7,31	548,90	4013,1	8,79	751,88	7,95	583,13	4633,79	70,08	11,50	5779	SB 6.4.6	S2	5390	-14,03%	-13,67%
39,28	37,91	913,59	8,33	733,6	7,54	549,90	4147,8	9,12	768,46	8,26	581,70	4802,57	68,56	13,56	6024,8	SB 6.4.6	S3	5390	-10,90%	-9,75%
39,82	37,84	909,96	8,27	728,1	7,48	552,87	4135,4	9,09	763,86	8,22	586,14	4818,02	69,42	12,30	5866,4	SB 6.4.6	S4	5390	-10,61%	-9,70%
46,44	47,41	853,86	7,66	723,3	6,95	548,22	3808,1	8,97	791,10	8,14	608,09	4946,93	69,74	13,05	6425,9	SB 6.4.7	S1	5390	-8,22%	-17,41%
46,89	48,53	862,06	7,73	724,6	7,05	554,66	3910,1	8,97	795,33	8,18	619,27	5064,17	70,97	11,31	6467,4	SB 6.4.7	S2	5390	-6,05%	-13,50%
47,34	49,41	868,18	7,77	721,9	7,08	553,51	3918,9	8,95	794,80	8,16	621,23	5066,21	71,20	11,10	6373,3	SB 6.4.7	S3	5390	-6,01%	-14,41%
47,60	49,86	865,30	7,75	724	7,09	555,84	3942	8,96	797,78	8,20	624,32	5116,90	71,60	10,89	6569,9	SB 6.4.7	S4	5390	-5,07%	-12,06%
47,69	45,62	865,87	7,7	728,1	7,05	549,61	3876,5	8,89	788,01	8,15	601,37	4898,69	69,92	12,42	6423,4	SB 6.4.8	S1	5390	-9,12%	-10,75%
48,17	46,87	864,83	7,66	727	6,99	557,06	3895,7	8,86	792,95	8,09	616,64	4986,30	70,99	11,21	6602,6	SB 6.4.8	S2	5390	-7,49%	-9,47%
48,70	48,00	866,60	7,7	726	6,93	559,95	3880,4	8,89	798,94	8,00	628,17	5023,34	70,75	11,93	5910,1	SB 6.4.8	S3	5390	-6,80%	-7,45%
49,14	48,68	863,08	7,67	727,4	6,98	558,88	3901,4	8,88	799,48	8,09	625,35	5057,85	71,23	11,13	6480,5	SB 6.4.8	S4	5390	-6,16%	-7,61%



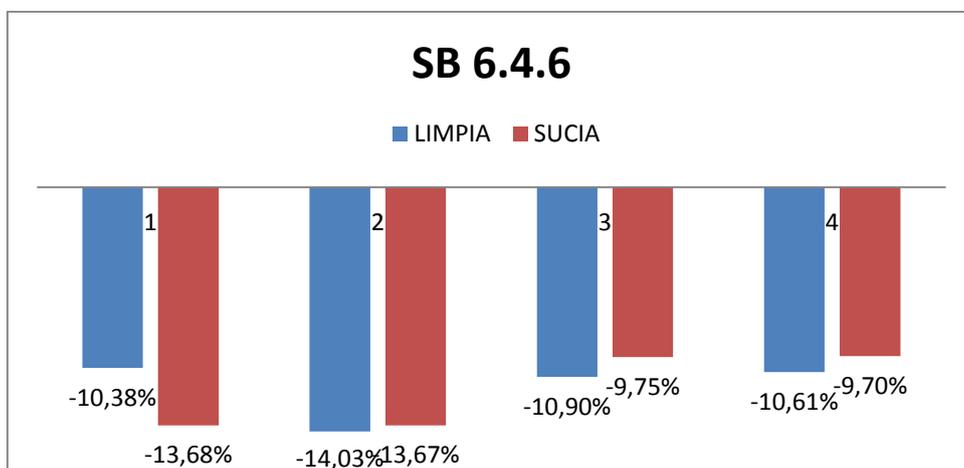
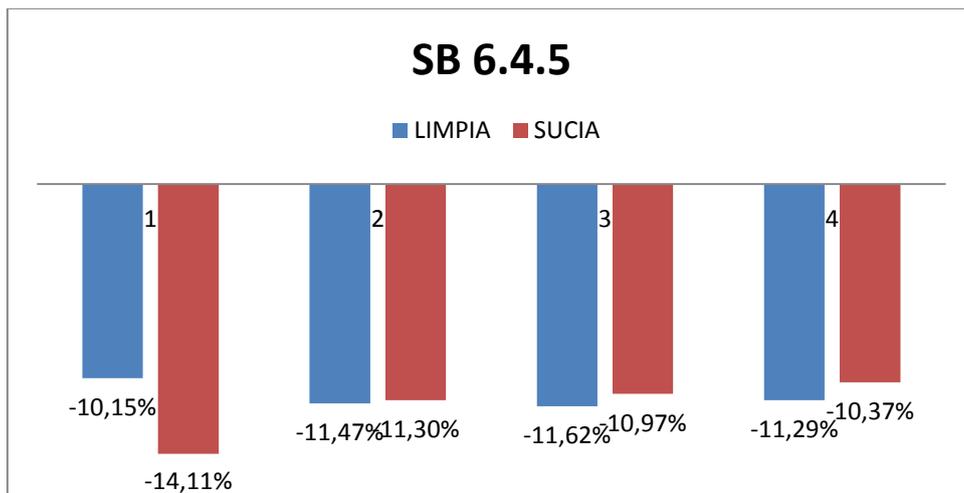
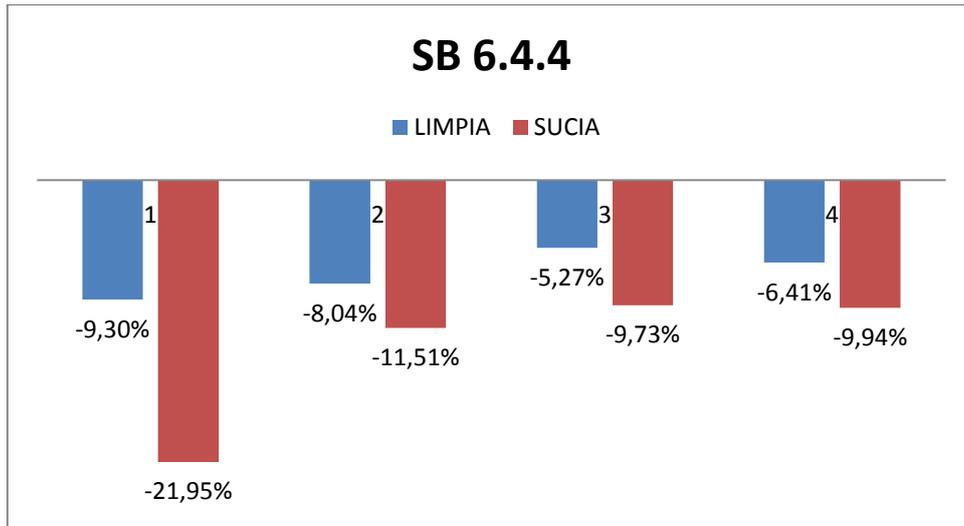


MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTICA



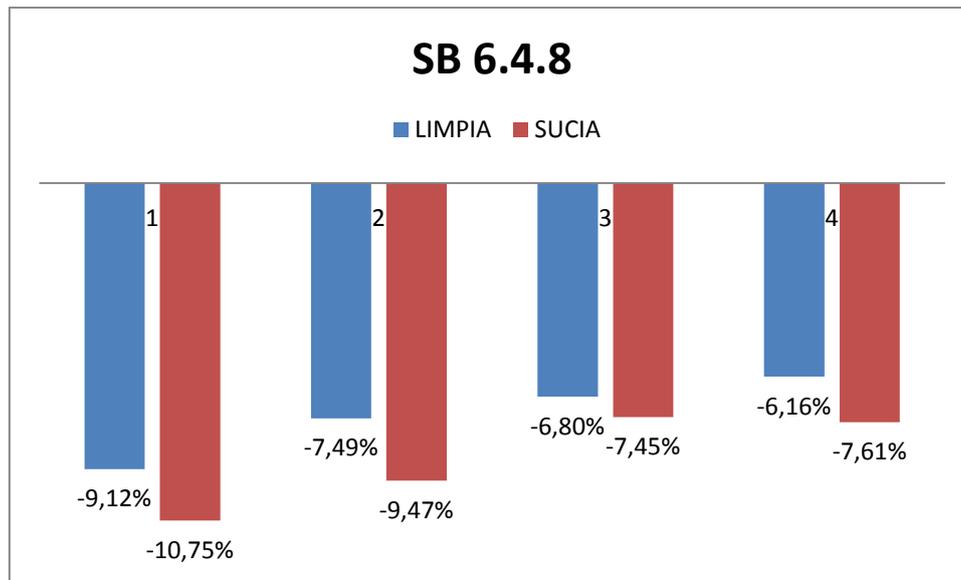
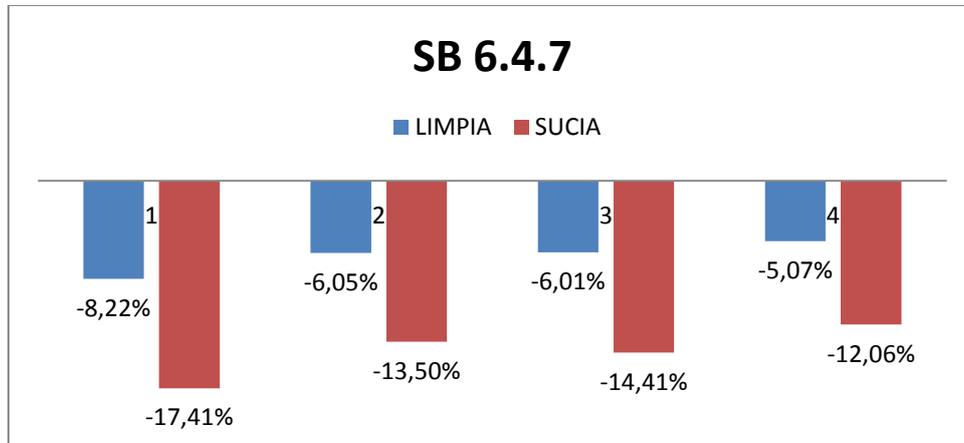


MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA





MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



A continuación se muestra un resumen de las desviaciones, en rojo se marcan las series que no cumplen la garantía de producción del fabricante, algo lógico en el caso de los paneles sucios debido a su menor producción.



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



Desviación limpia	Desviación sucia	GANANCIA
-9,89%	-12,86%	2,97%
-8,76%	-11,27%	2,52%
-7,40%	-10,79%	3,38%
-8,61%	-10,94%	2,33%
-9,17%	-13,71%	4,54%
-7,94%	-11,61%	3,67%
-6,70%	-11,66%	4,96%
-7,08%	-11,10%	4,02%
-13,94%	-19,50%	5,56%
-10,22%	-15,82%	5,60%
-6,40%	-17,74%	11,33%
-10,13%	-16,44%	6,31%
-11,00%	-24,61%	13,60%
-10,93%	-14,97%	4,04%
-8,88%	-13,98%	5,10%
-10,33%	-14,55%	4,22%
-10,75%	-13,99%	3,24%
-10,09%	-11,95%	1,86%
-7,94%	-11,04%	3,10%
-9,59%	-10,91%	1,32%
-10,78%	-21,83%	11,05%
-11,00%	-12,36%	1,36%
-10,03%	-13,08%	3,05%
-10,84%	-12,90%	2,06%
-3,61%	-12,92%	9,31%
-3,46%	-10,53%	7,07%
-6,54%	-11,40%	4,86%
-3,99%	-10,68%	6,68%
-8,38%	-12,28%	3,90%
-6,40%	-9,80%	3,40%
-6,60%	-9,67%	3,08%
-6,63%	-9,60%	2,97%
PROMEDIO		4,76%



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



Desviación limpias	Desviación sucias	GANANCIA
-10,99%	-13,95%	2,96%
-8,50%	-11,38%	2,88%
-7,32%	-11,23%	3,92%
-8,43%	-11,13%	2,70%
-2,65%	-12,99%	10,34%
-4,02%	-11,13%	7,11%
-5,59%	-9,80%	4,21%
-4,45%	-9,39%	4,94%
-9,69%	-22,37%	12,69%
-8,71%	-12,27%	3,57%
-6,62%	-11,44%	4,82%
-7,12%	-11,88%	4,77%
-9,30%	-21,95%	12,65%
-8,04%	-11,51%	3,47%
-5,27%	-9,73%	4,46%
-6,41%	-9,94%	3,53%
-10,15%	-14,11%	3,96%
-11,47%	-11,30%	-0,17%
-11,62%	-10,97%	-0,65%
-11,29%	-10,37%	-0,92%
-10,38%	-13,68%	3,30%
-14,03%	-13,67%	-0,36%
-10,90%	-9,75%	-1,15%
-10,61%	-9,70%	-0,92%
-8,22%	-17,41%	9,19%
-6,05%	-13,50%	7,46%
-6,01%	-14,41%	8,40%
-5,07%	-12,06%	6,99%
-9,12%	-10,75%	1,64%
-7,49%	-9,47%	1,98%
-6,80%	-7,45%	0,65%
-6,16%	-7,61%	1,45%
PROMEDIO		4,06%



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



Tras el análisis de las etapas 4.4 y 6.4 donde el promedio de aumento de rendimiento es mayor del 4% podemos afirmar que la limpieza influye notoriamente en la producción. Las placas no se habían limpiado hacia 3 meses con las últimas lluvias, por lo que el grado de suciedad era elevado. Vistos los resultados, corresponde al cliente valorar si el aumento de producción que produce el limpiar los paneles compensa con el coste de una limpieza de la planta.



CAPÍTULO 5: NORMATIVA Y MANTENIMIENTO

En este capítulo se pretende dar unas pinceladas sobre la cambiante normativa fotovoltaica española a lo largo de los últimos años, y su impacto en el mantenimiento. A su vez el mantenimiento fotovoltaico, así como la inversión fotovoltaica, se ve influido no solo por la normativa, si no por variables no controlables como el precio de mercado de la energía eléctrica, la evolución de la tecnología, etc. El objetivo no es analizar la normativa en sí, sino dar breves conocimientos a través de los principales decretos para comprender el rumbo que ha ido tomando el mantenimiento fotovoltaico en España.

5.1.Introducción

Con la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico (L 54/1997) se sentaron las bases de la política de apoyo a la generación solar, entre muchos otros aspectos. Un año después, el RD 2818/1998 establecía el pago de una tarifa o prima (a elegir) por kWh y, además, animaba a las instalaciones fotovoltaicas, aun cuando tuvieran titulares distintos, a compartir puntos de conexión a la red. Se generalizó, pues, la yuxtaposición de plantas de pequeña potencia denominadas huertos solares. Ello, por una parte, garantizaba obtener la máxima retribución y, por la otra, permitía aprovechar economías de escala compartiendo equipos y líneas de evacuación.

Con el RD 436/2004, las tarifas pasaron a ser establecidas como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia pagada por los abonados. También se mantuvo la posibilidad de los huertos solares, aunque su tamaño ascendió hasta los 100 kWp.

5.2.El RD 661/2007

El RD 661/2007 eliminó cualquier atisbo de incertidumbre con respecto a la retribución de las plantas fotovoltaicas: la tarifa inicial era fija



MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



y su valor, para las plantas ya autorizadas, se actualizaría todos los años según la inflación, menos una pequeña deducción porcentual. La norma disponía, además, un descenso parcial de la tarifa tras veinticinco años. La combinación de una tarifa perfectamente conocida y un método de actualización inequívoco y fácil de aplicar, junto con la garantía temporal de largo plazo, condujo la inversión en plantas fotovoltaicas a un grado de seguridad poco común. Esto unido a una administración pública muy predispuesta a conceder licencias y una aceptación por los grupos de financiación y bancos debido a considerarse una apuesta segura condujo al *boom fotovoltaico* en España.

Esta fue la época dorada del mantenimiento fotovoltaico, en un corto periodo de tiempo se construyeron multitud de instalaciones, cuyo elevado coste requería un correcto mantenimiento, unido además que cada kWh valía su peso en oro debido a la alta tarifa vigente, lo cual hacía que una alta disponibilidad y producción conllevaba importantes beneficios. Por todo ello el mantenimiento fotovoltaico era imprescindible si se pretendía obtener una alta rentabilidad de la inversión realizada.

5.3. El RD 1578/2008

El RD 1578/2008 fue el primero en clasificar las instalaciones fotovoltaicas según ubicación, dando una ligera ventaja retributiva a las de techo. Además, con el fin de controlar el crecimiento del sector, se estableció un sistema de convocatorias trimestrales, cuyo grado de éxito en satisfacer el cupo de nueva capacidad fotovoltaica admitida, determinaba el precio del kWh que percibirían los proyectos inscritos. Para ajustar las solicitudes de nuevas instalaciones y el cupo de potencia de cada convocatoria, se creó el Registro de preasignación de retribución. El mecanismo diseñado suponía un descenso interanual de las tarifas del 10 por 100. Para las plantas en activo, la tarifa inicial percibida se actualizaba durante 25 años. Hay que añadir que el artículo 10.2 ponía punto final a los huertos solares. La entrada en vigor del 1578/2008, con su estricto cupo y descenso asociado de las tarifas, junto con los efectos de la crisis económica, frenaron en seco la expansión fotovoltaica.

Pese a lo expuesto anteriormente, la tarifa fotovoltaica seguía siendo atractiva el mantenimiento fotovoltaico seguía siendo rentable para



maximizar la producción, además en las instalaciones construidas bajo el amparo del anterior decreto seguía aplicándose una elevada tarifa.

5.4. RD 9/2013 y RD 413/2014

Debido al déficit tarifario, se decide reordenar de nuevo la normativa, fijando la retribución según los siguientes parámetros:

- Retribución a la inversión.
- Retribución a la operación.
- Vida útil regulatoria.
- Horas de funcionamiento mínimo.
- Umbral de funcionamiento.
- Número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación.
- Precio mercado.

Sin embargo, la partida más importante, con una diferencia abismal, es la de retribución a la inversión. Una vez alcanzado el número de horas mínimo exigido, cada instalación obtiene un montante según sus características y al decreto que estuviera adscrito, independiente de la producción final. Según la energía producida cada instalación se lleva un montante por retribución a la operación (hasta un cierto límite) y otro a precio de mercado, pero como se ha mencionado anteriormente, estas partidas no llegan ni al 10% en muchos casos. Debido a ello, el mantenimiento adquiere un carácter secundario ya que llegando a un mínimo de horas fácilmente alcanzable se tiene acceso a una remuneración por el mero hecho de existir.



5.5. Conclusiones

Como con toda inversión en tecnología y equipos, las instalaciones fotovoltaicas han de ser mantenidas para su correcto funcionamiento a lo largo de los años, y más aún donde la vida útil se promedia en unos 25 años. La normativa en España ha ido progresivamente encaminándose hacia compensar las inversiones más que premiar la eficiencia y la productividad. En un mundo donde se busca maximizar el rendimiento de todos los sistemas esta normativa parece contraria a lo normal. Debido a ello, uno puede encontrarse a lo largo del territorio hispano instalaciones con seguidores parados, paneles rotos y todo un largo etcétera producto del abandono de las plantas fotovoltaicas provocado en gran medida por la normativa vigente.



6.CONSLUSIONES FINALES DEL PROYECTO

Tras la finalización del trabajo, las sensaciones son muy positivas. Fue muy confuso el organizar cómo plasmar toda mi labor en el mundo laboral de manera académica, pero gracias a la ayuda de mi tutor, José Antonio Rosendo, el documento refleja exactamente lo que un ingeniero de mantenimiento debe saber para actuar correctamente en una fotovoltaica.

Cabe destacar que detrás del ingeniero de mantenimiento está detrás todo un equipo de especialistas eléctricos, que son los que a pie de campo realizan las labores de reparación y sustitución de componentes, así como la toma de muestras para que en oficina se realicen los análisis oportunos.

Como futuras líneas de investigación o ampliación del proyecto se pueden estudiar otros factores dentro de una planta fotovoltaica que no son específicamente tareas de mantenimiento, pero que están implícitos en el mismo, como puede ser la gestión de capital humano, mencionado anteriormente (turnos, optimizar la ruta de los operarios según distancia y tamaño de las plantas, etc.) y los Planes de Prevención de Riesgos Laborales.



REFERENCIAS

1. Photovoltaics - A Path to Sustainable Futures. Pearce, Joshua., Pennsylvania : s.n., 2002
2. Martin, N., & Ruiz, J. M. (2001). Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. Solar Energy Materials and Solar Cells.
3. Vivar, M., Herrero, R., Martínez-Moreno, F., Moretón, R., & Sala, G. (2008). Efecto de la Suciedad en los Sistemas de Concentración Fotovoltaicos.
4. «BOE» núm. 126, de 26 de mayo de 2007
5. «BOE» núm. 234, de 27 de septiembre de 2008
6. «BOE» núm. 167, de 13 de julio de 2013
7. «BOE» núm. 140, de 10 de junio de 2014
8. <http://www.minetur.gob.es/energia/es-ES/Paginas/index.aspx>
9. www.onyxsolar.com/es
10. www.suelosolar.com/
11. <http://www.fluke.com/Fluke/mxes/Support/Manuals/default.htm?ProductId=77089>
12. <http://www.adler-instrumentos.es/producto.asp?id=12&name=>