

Evaluación del funcionamiento de plantas fotovoltaicas

MEMORIA FINAL



UNION EUROPEA
FONDO EUROPEO DE
DESARROLLO REGIONAL

"Una manera de hacer Europa"

JUNTA DE EXTREMADURA



GRASP



**y CONTROL
GESTIÓN**
GRUPO DE INVESTIGACIÓN



Octubre 2015

1 INTRODUCCIÓN

Según resolución del 11 de agosto de 2011 de la Consejería de Empleo, Empresa e Innovación se conceden las ayudas para proyectos de cooperación, en sectores estratégicos entre grupos de investigación y empresas (DOE número 192 págs. 23264-23266). En dicha resolución se aprueba la ayuda para la realización del proyecto PCJ1004 con Fermín Barrero González como investigador principal. El citado proyecto se compone a su vez de tres subproyectos:

- Subproyecto PCJ100401: Evaluación del funcionamiento de inversores fotovoltaicos y diagnóstico de problemas de conexión a red.
- Subproyecto PCJ100402: Monitorización en tiempo real de plantas fotovoltaicas mediante técnicas de visión por computador.
- Subproyecto PCJ100403: Instalaciones fotovoltaicas en Extremadura: análisis de eficiencia y rentabilidad y propuesta de un sistema de control de gestión

Dichos subproyectos son realizados por tres grupos de investigación de la Universidad de Extremadura:

- PE&ES: Sistemas Eléctricos y Electrónicos de Potencia
- GRASP: Robótica, Automática y Sistemas de Producción
- GESYCON: Gestión y Control – Servicios

Se ha contado además con la participación de las empresas Endesa Distribución Eléctrica S.L., Inapel Consultores S.L., Solraba S.L. (antes Gleva Solar S.L.), Grupo Energético Gallardo Macías S.L.U., ARRAM Consultores S.L.P. y F.S.E.R. Fotosolar S.L. y la colaboración del Cluster de la Energía de Extremadura.

El presente informe recoge las actividades realizadas y los resultados obtenidos dentro de cada uno de los tres subproyectos.

Evaluación del funcionamiento de plantas fotovoltaicas

PCJ100401: EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS Y DIAGNÓSTICO DE PROBLEMAS DE CONEXIÓN A RED



UNION EUROPEA
FONDO EUROPEO DE
DESARROLLO REGIONAL

"Una manera de hacer Europa"

JUNTA DE EXTREMADURA



Octubre 2015

1	Introducción y objetivos	2
2	Descripción de plantas fotovoltaicas objeto del estudio	3
2.1	Planta Fotovoltaica "El Ariero"	3
2.2	Planta Fotovoltaica "Hinojosa del Valle"	6
2.3	Planta Fotovoltaica "Valdecaballeros"	8
3	Medidas realizadas y análisis de resultados	11
3.1	Producción	14
3.2	Modularidad de inversores	17
3.3	Potencia reactiva	18
3.4	Calidad de suministro	23
3.5	Sobretensiones y tierras	26
3.6	Comunicaciones	26
4	Simulación de planta fotovoltaica	28
4.1	Calidad de suministro	31
4.2	Estrategias de operación y control de inyección de energía a red	34
4.2.1	Operación a factor de potencia unidad	34
4.2.2	Cambio de consigna en la inyección de potencia reactiva	41
4.3	Algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)	42
4.3.1	Perturbación y observación	43
4.3.2	Conductancia incremental	44
4.3.3	Control realimentado dP/dV	45
4.4	Protección anti-isla	46
5	Pruebas experimentales	51
5.1	Rendimiento y producción de potencia reactiva	52
5.2	Eficiencia del MPPT	54
5.3	Calidad de suministro	57
5.4	Otros estudios	59
6	Conclusiones	60
	Bibliografía	60

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

El presente informe recoge las actividades realizadas y los resultados obtenidos dentro del subproyecto PCJ100401. Dicho subproyecto, de título *“Evaluación del funcionamiento de inversores fotovoltaicos y diagnóstico de problemas de conexión a red”*, está liderado por el Grupo de Investigación de Sistemas Eléctricos y Electrónicos de Potencia (PE&ES) de la Universidad de Extremadura.

La evaluación técnica del funcionamiento de los inversores fotovoltaicos, como elemento principal de interconexión entre el campo fotovoltaico y la red de distribución constituye el objetivo principal del subproyecto. A la hora de evaluar el funcionamiento de las instalaciones en cuanto a calidad de onda en el punto de conexión a red y detectar posibles problemáticas, el inversor, como elemento convertidor de la energía, es uno de los componentes de la instalación cuyo comportamiento es necesario estudiar en profundidad. Juegan un papel importante la topología de planta, las puestas a tierra de la instalación y los filtros que introducen los propios inversores junto con los transformadores de la planta a la hora de analizar un funcionamiento correcto de la misma.

El presente documento recoge las actividades desarrolladas durante el periodo de ejecución del subproyecto PCJ100401, relacionadas con los siguientes objetivos del mismo:

1. Aunar los conocimientos y experiencia del grupo de investigación y las empresas participantes en temas relacionados la generación eléctrica de origen fotovoltaico, para mejorar el conocimiento y la competitividad de los mismos y la formación de su personal.
2. Realizar una evaluación crítica de la configuración del esquema eléctrico de diversas plantas fotovoltaicas a partir de las directrices de la normativa y proponer mejoras. Se estudian en este punto el conexionado de equipos, las protecciones, el sistema de puesta a tierra, la topología del inversor, la presencia o no de transformador de aislamiento y el filtro de salida del inversor. Se valora el rendimiento del equipo.
3. Monitorizar, analizar y diagnosticar la calidad del suministro eléctrico proporcionado por plantas fotovoltaicas conectadas a red, estudiando el grado de cumplimiento de la normativa en distintas situaciones de producción y de carga y en presencia de uno o varios inversores en la misma línea.
4. Identificar y evaluar las estrategias de control de los inversores desde el punto de vista del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), el control de la corriente inyectada, las protecciones de máxima y mínima tensión y frecuencia.
5. Realizar una auditoría técnica y energética de las plantas fotovoltaicas seleccionadas para el estudio y proponer soluciones de mejora. Elaborar un protocolo de auditoría para estas plantas que permita analizar su funcionamiento

y mejorar su eficiencia y que mejore el conocimiento de su funcionamiento por parte de los instaladores, los productores y los distribuidores.

En esta memoria se estructura la parte correspondiente a este subproyecto siguiendo las tres grandes fases del trabajo: el análisis de las plantas reales desde el punto de vista de la instalación y las medidas de magnitudes eléctricas efectuadas, la simulación de plantas para estudiar el funcionamiento de los inversores en distintas situaciones y, por último, las pruebas experimentales realizadas para validar resultados.

2 DESCRIPCIÓN DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS OBJETO DEL ESTUDIO

Dentro de las actividades del proyecto, se han visitado las instalaciones fotovoltaicas de las empresas Solraba S.L, Grupo Energético Gallardo Macías S.L.U. y F.S.E.R. Fotosolar S.L. Con la ayuda del personal técnico y de mantenimiento de dichas plantas se ha realizado una descripción individual de cada planta con el objetivo de analizar las diferentes configuraciones existentes. El personal de dichas instalaciones ha facilitado información sobre todos los elementos que componen las plantas, esquemas eléctricos, hojas de fabricante de equipos, planos de estructura y obra civil... Con esta actividad se ha pretendido conocer en detalle las plantas objeto de estudio dentro del proyecto PCJ1004 para comprender los procesos de generación eléctrica que se desarrollan en cada una de las instalaciones. Conocer en profundidad la planta posibilita entender mejor las posibles problemáticas que pudieran detectarse.

Se han analizado tres plantas fotovoltaicas de las empresas colaboradoras del proyecto (Tabla I). A continuación se resume la configuración de las mismas, habiéndose verificado que cumplen la normativa vigente.

Tabla I. Plantas fotovoltaicas objeto de estudio.

PLANTA FOTOVOLTAICA	EMPRESA PROPIETARIA
EL ARIERO (OLIVENZA)	GRUPO ENERGÉTICO GALLARDO MACIAS S.L.U.
HINOJOSA DEL VALLE	SOLRABA S.L.
VALDECABALLEROS	FOTOSOLAR S.L.

2.1 Planta Fotovoltaica “El Ariero”.

Esta planta fotovoltaica, propiedad del Grupo Gallardo Macías, es una instalación de 1 MW situada en terreno rural dentro de la finca “El Ariero” en el término municipal de Olivenza. La planta se ha estructurado en instalaciones de 100 kW idénticas, de modo que la descripción de una de las instalaciones es la misma para las nueve restantes (Fig. 1).



Fig. 1. Planta fotovoltaica el Ariero.

Cada una de las instalaciones de 100 kW está compuesta por 4 seguidores con seguimiento solar a dos ejes, cada uno de ellos tiene una configuración de 10 strings con 12 módulos conectados en serie alcanzando una superficie fotovoltaica de aproximadamente 200 m². Los módulos son de potencias 215 W y 220 W, por tanto se alcanza una potencia fotovoltaica por seguidor de unos 26,4 kW. La potencia fotovoltaica de los 4 seguidores es de 105,6 kW a partir de una superficie de campo fotovoltaico de 797 m² que cuenta con 480 módulos. Los 40 strings de los 4 seguidores se conectan a un inversor de 100 kW de potencia nominal.

Los módulos fotovoltaicos empleados son los modelos IS-215 e IS-220 de silicio monocristalino de elevado rendimiento (Tabla II).

Tabla II. Características de paneles fotovoltaicos de la planta el Ariero (condiciones estándar de 25 °C de temperatura ambiente y 1000 W/m² de irradiancia).

PANEL	I _{SC} (A)	V _{OC} (V)	I _{MPP} (A)	V _{MPP} (V)	WP (W)
IS-215	5	57,6	4,66	46,08	215
IS-220	5,1	57,6	4,77	46,08	220

En el total de la planta se cuenta con 10 inversores de 100 kW cada uno, los inversores se ubican en dos grupos de 5 en dos casetas. Cada inversor, de modelo Ingecon Sun 100 (Fig. 2 y Tabla III) sigue el punto de máxima potencia del campo fotovoltaico de 4 seguidores y tiene habilitado un modo de funcionamiento Stand-by para períodos de no generación. El inversor cuenta con transformador de aislamiento galvánico entre los lados de corriente continua y corriente alterna y protecciones anti-isla, contra polarización inversa, contra sobretensiones transitorias en salida y entrada, contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida, contra sobretemperatura y contra fallos de aislamiento en el lado de continua.

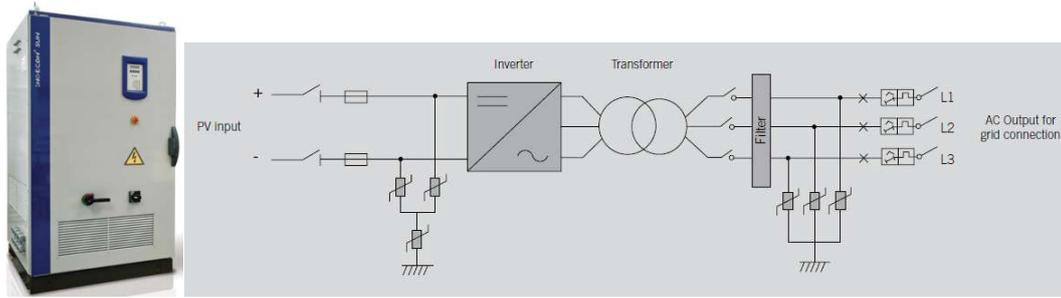


Fig. 2. Inversor Ingecon Sun 100. Imagen y diagrama esquemático.

Tabla III. Características del inversor de la planta el Ariero.

POTENCIA (KW)	RANGO VDC (V)	IDC (A)	VAC (v)	f (Hz)	COS ϕ	THD	RENDIMIENTO
100	450-750 (MÁX 900)	286	3x400	49-51	1	< 3 %	96 %

Los seguidores solares van montados sobre un poste de hormigón de 1.6 m de diámetro y 4.5 m de altura realiza seguimiento a dos ejes (acimutal y cenital) (Tabla IV y Fig. 3). La superficie fotovoltaica consta de seis filas de 20 paneles constituyendo un total de 120 módulos por seguidor. En el fuste de cada seguidor se encuentra un armario estanco para conexión de los paralelos de los strings y contiene las protecciones de continua. El armario de control de seguimiento también se encuentra sobre la cimentación del seguidor.

Tabla IV. Características del seguidor solar de la planta el Ariero.

AZIMUT	ALTITUD	PRECISIÓN	SUP. ADMISIBLE	POTENCIA INSTALADA	CONSUMO
-120°-120°	5°-60°	1°	221 m ²	26,4 kW	< 1kWh/día

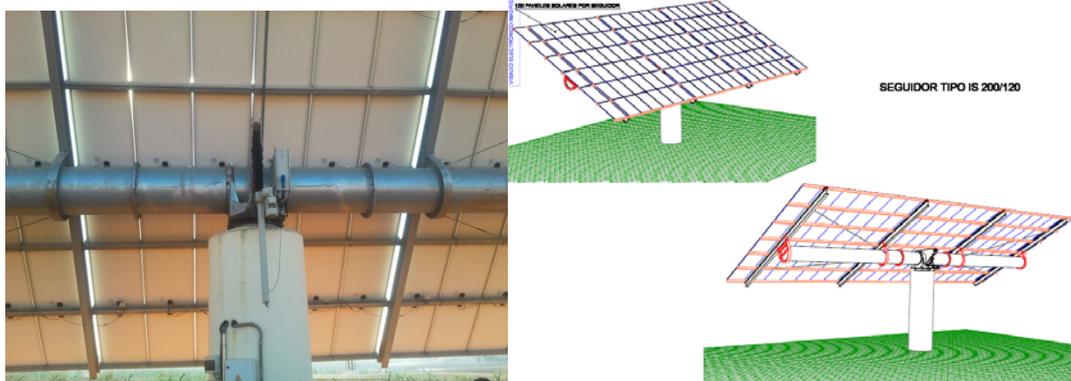


Fig. 3. Seguidor solar de la planta el Ariero.

Las conexiones de los positivos y negativos de cada string por seguidor van a la caja de paralelos de cada seguidor. Las cuatro cajas de paralelos por planta (100 kW) se conectan con la caja general de paralelos, la cual se une finalmente con el inversor en la caseta de inversores de 100 kW. La salida trifásica del inversor se conecta con la caja de protecciones de alterna situada en la caseta de inversores y, con la caseta de protección y medida donde se encuentra el contador bidireccional y parte de las protecciones de alterna. El último tramo de

cableado es el que conecta la caseta de contadores con el centro de transformación mediante canalización subterránea bajo tubo.

Todas las masas de la instalación se conectan a tierra con un cable de protección. Los electrodos utilizados son picas de cobre de 2 metros. Cada planta tiene una instalación de tierra de 5 picas situadas en las bases de cada uno de los cuatro seguidores y otra en la caja general de paralelos de cada planta. La superficie equipotencial se constituye conectando las picas con cable de cobre desnudo directamente enterrado. Los 5 inversores de cada una de las dos casetas de inversores conectan sus carcasas a una pica de tierra común.

2.2 Planta Fotovoltaica “Hinojosa del Valle”.

La planta fotovoltaica de Hinojosa del Valle, propiedad de la empresa Solraba se encuentra ubicada en el término municipal de Hinojosa del Valle y tiene una potencia instalada de 12,6 MW (Fig. 4). La instalación cuenta con 360 seguidores solares a dos ejes que tienen una potencia de 35,36 kW cada uno. Existen un total de 120 inversores de 100 kW de potencia, de modo que cada inversor se conecta a tres seguidores. En la planta hay 40 transformadores elevadores de 630 kVA que elevan la tensión de los 120 inversores de 420 V hasta 25 kV. Los transformadores se encuentran en casetas agrupados de dos en dos y a ellos se conecta la salida de 6 inversores y también los servicios auxiliares. La línea de 25 kV recorre la planta y a ella se van conectando todos los transformadores elevadores. Dicha línea conecta con una línea de media tensión de 66 kV donde evacua la energía por medio de un transformador de 30 MVA.



Fig. 4. Planta fotovoltaica de Hinojosa del Valle en período de obra.

Existen en la planta dos tipos de módulos fotovoltaicos, SolarWorld de silicio policristalino de 220 Wp y Siliken de silicio policristalino de 221 Wp (Tabla V).

Tabla V. Características de paneles fotovoltaicos de la planta de Hinojosa del Valle (condiciones estándar de 25 °C de temperatura ambiente y 1000 W/m² de irradiancia).

PANEL	I _{SC} (A)	V _{OC} (V)	I _{MPP} (A)	V _{MPP} (V)	WP (W)
SLK60P6L-221	8,10	36,60	7,56	29,20	221
IS-220	8,00	36,60	7,40	29,80	220

Por su parte, la planta cuenta con 120 inversores Siemens Sinvert de 100 kW de potencia (Fig. 5 y Tabla VI). Cada uno de los inversores se conecta al campo fotovoltaico de 3 seguidores, que se conectan en paralelo con una tensión de entrada DC de aproximadamente 600 V. El inversor cuenta con un transformador de aislamiento galvánico en la salida AC y con protecciones de aislamiento del campo fotovoltaico, de sobretensión, sobrecorriente y temperatura. Los inversores se ubican en unas casetas de obra en grupos de 6. Toda la energía inyectada se evacua a una red interior de la planta de 25 kV a través de los correspondientes transformadores de 630 kVA. En total hay en la planta 40 transformadores elevadores y cada uno de ellos se conecta a tres inversores.



Fig. 5. Inversor Siemens Sinvert 100 M-3DC.

Tabla VI. Características del inversor de la panta de Hinojosa del Valle.

POTENCIA (kW)	RANGO VDC (V)	IDC (A)	VAC (V)	f (Hz)	COSφ	THD	RENDIMIENTO
100	450-750 (MÁX 820)	243	3x400	49-51	1	< 2,5 %	96,2 %

El conexionado del campo fotovoltaico en el seguidor se constituye con 8 strings en paralelo de 20 módulos cada uno hasta alcanzar una potencia de unos 35 kW por seguidor. El modelo de seguidor es el Ades a dos ejes (Fig. 6 y Tabla VII). La superficie de módulos fotovoltaicos en un seguidor es de 275 m² aproximadamente y un peso de 6300 kg. Todos los seguidores se han instalado respetando las distancias recomendadas en las especificaciones del fabricante. El control y las protecciones del sistema eléctrico de los motores se encuentran en un cuadro en el interior de la propia estructura del seguidor Ades (Fig. 6 dcha).

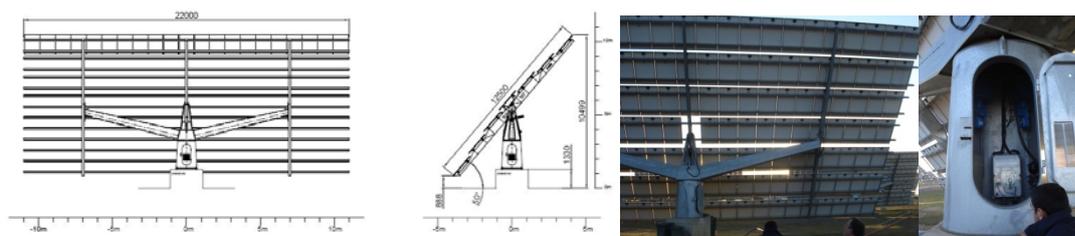


Fig. 6. Seguidor Ades en planta de Hinojosa del Valle.

Tabla VII. Características del seguidor solar de la planta de Hinojosa del Valle.

AZIMUT	ALTITUD	PRECISIÓN	SUP. ADMISIBLE	POTENCIA INSTALADA	CONSUMO
-120°-120°	5°-50°	1°	225 m ²	35 kW	< 1kWh/día

El recorrido por el sistema eléctrico de la instalación del campo fotovoltaico a la línea de evacuación es el siguiente: los positivos y negativos de tres seguidores van al denominado cuadro de continua que se encuentra en la caseta de inversores. Todos los cables van protegidos con fusibles y la salida hacia el inversor se protege con interruptores de corte tetrapolar. Los seis cables de salida se conectan a las pletinas de la parte de continua del inversor de 100 kW que está protegida con 6 fusibles. El sistema trifásico conformado por las tres fases y el neutro a la salida del inversor sale hacia la caseta de contadores. Este compartimento contiene los contadores y protecciones de salida de seis inversores de 100 kW. Las 3 fases y el neutro de cada uno de los inversores protegidos con un interruptor de corte y fusibles se conectan con los transformadores de medida que proporcionan los datos de corrientes y tensiones al contador bidireccional situado en un cuadro sobre dichos transformadores de medida. Posteriormente el transformador eleva la baja tensión hasta 25 kV de la red de media tensión que recorre la planta. La tensión se eleva después a 66 kV, en una subestación transformadora, punto donde se vierte a red toda la energía generada.

2.3 Planta Fotovoltaica “Valdecaballeros”.

La planta fotovoltaica de Valdecaballeros es propiedad de la empresa Fotosolar. La instalación de 10 MW (11,4 MWp) se ubica cerca de la localidad de Valdecaballeros en la provincia de Badajoz. La planta cuenta con un campo fotovoltaico sobre estructura fija y módulos fotovoltaicos de capa fina (Fig. 7). La instalación sigue una configuración que se repite para toda la planta. En total existen 20 grupos de 570 kWp cada uno. Cada uno de los grupos va asociado a dos inversores de 500 kW que trabajan en modo maestro esclavo. Todos los grupos son prácticamente idénticos. La asociación de módulos conformando los strings llega a un primer punto de asociación que son las cajas secundarias de unos 15 kWp, en la que normalmente se establecen los paralelos de los diferentes strings de 3,75 kW. El siguiente punto de asociación lo constituyen las cajas primarias en las que se conectan 4 cajas secundarias de 15 kW y una de 11,25 kW para alcanzar los 71,25 kWp de potencia. Ocho de estas cajas

primarias van directamente conectadas al inversor de 570 kWp. Esta estructura se repite en 20 grupos para conformar los 11,4 MWp de potencia de la planta.



Fig. 7. Vista de la planta fotovoltaica de Valdecaballeros y detalle de los módulos fotovoltaicos sobre estructura fija.

En la planta se han utilizado módulos fotovoltaicos First Solar modelo FS-275 de 75 W de potencia nominal (Fig. 8 y Tabla VIII). Estos módulos utilizan la última tecnología de capa fina alto rendimiento que tiene una serie de características que lo diferencian de los convencionales policristalinos. Tienen un rendimiento alto para baja radiación y bajo coeficiente de temperatura que aseguran una buena producción ante condiciones climatológicas variables. A su vez el propio laminado es robusto y no precisa de marco para sujetarlo dentro de la estructura, esto ha supuesto reducción de costes considerables en estructuras de sujeción para el campo fotovoltaico.

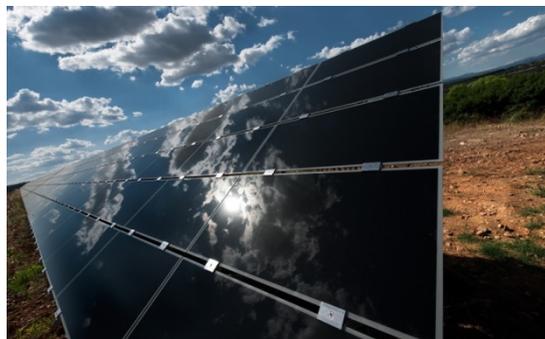


Fig. 8. Módulos fotovoltaicos First Solar FS-275 de capa fina.

Tabla VIII. Características de paneles fotovoltaicos de la planta de Valdecaballeros (condiciones estándar de 25 °C de temperatura ambiente y 1000 W/m² de irradiancia).

PANEL	I_{SC} (A)	V_{OC} (V)	I_{MPP} (A)	V_{MPP} (V)	WP (W)
FIRST SOLAR FS-275	1,20	92	1,08	69,40	75

Los inversores utilizados en esta instalación son los Xantrex GT500 E de 500 kW (Fig. 9 y Tabla IX). Como se ha mencionado previamente, se encuentran por duplicado en modo de operación maestro-esclavo. El inversor maestro comienza la producción hasta alcanzar los 400 kW de potencia, a partir de ese instante el inversor esclavo que permanecía apagado entra en funcionamiento para repartirse la producción de energía. Al final del día o en momentos en los que se

baje de 400 kW de potencia, el esclavo se apaga y el inversor maestro opera sólo con el total de potencia. Las protecciones habilitadas en el inversor son las convencionales: sobre y sub frecuencia, sobre y sub tensión, anti-isla, fallo de aislamiento del campo fotovoltaico, temperatura, alta humedad.



Fig. 9. Inversor Xantrex GT500 E.

Tabla IX. Características del inversor de la panta de Valdecaballeros.

POTENCIA (KW)	RANGO V _{DC} (V)	I _{DC} (A)	V _{AC} (V)	f (Hz)	COS ϕ	THD	RENDIMIENTO
500	450-930	1120	315	49-51	1	< 3 %	97,0 %

La instalación comienza con la asociación de 50 módulos fotovoltaicos para configurar un subgrupo de 3,75 kW de los 5 que llegan a cada caja secundaria. Existen tres tipos de caja secundaria en función del número de subgrupos: hay cajas de 5 (18,75 kWp), 4 (15 kWp) y 3 (11,25 kWp) subgrupos de 3,75 kW. Los positivos y negativos de cada subgrupo se protegen con fusibles y todo el conjunto con un interruptor seccionador. Los positivos y negativos de 5 cajas secundarias (normalmente 4 de 15 kWp y una de 11,25 kWp) llegan al segundo punto de asociación que es la caja primaria de conexiones, donde se alcanza una potencia de 71,25 kWp. En este cuadro se protege el cable con fusibles y el conjunto con un interruptor seccionador. Siguiendo el esquema eléctrico de la planta, a continuación se encuentran los inversores. La conexión de los positivos y negativos de 8 cajas primarias (570 kWp) se conectan a las correspondientes pletinas de continua de los dos inversores después de pasar por transductores de corriente para medida. El equipo inversor se protege con fusibles y un interruptor general de maniobra en continua. El inversor Xantrex contiene un transformador de aislamiento galvánico y el sistema trifásico de salida se conecta con el centro de transformación de 1000 kVA para elevar la tensión de baja a los 20 kV de una línea subterránea de la planta. Las casetas de centros de transformación contienen las protecciones correspondientes de media tensión. Existen dos anillos de 20 kV con 5 centros de transformación cada uno que van hasta la subestación transformadora. Esta tiene dos celdas, una por anillo para elevar la tensión de 20 kV a 45 kV, punto en el cual se evacua toda la producción de la

planta. El punto de medida de contadores se encuentra en baja tensión después de los inversores. Existen también unos contadores totalizadores de la planta previos al punto de conexión de la línea de 20 kV con la línea de 45 kV.

3 MEDIDAS REALIZADAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el contexto del proyecto PCJ100401 se contemplan las medidas en las plantas del Ariero, Hinojosa del Valle y Valdecaballeros para el análisis de los principales parámetros asociados con el proceso de generación. Se han realizado diferentes mediciones en las tres plantas (Tabla X) y se detallan en este documento las principales conclusiones de dichas medidas.

Se han registrado datos de potencia activa, potencia reactiva, tensiones, corrientes, contenido armónico en tensiones y corrientes, desequilibrio, frecuencia, energías activa y reactiva acumuladas, entre otros. Todos los datos medidos han recogido en un dossier detallado que ha sido entregado a la empresa propietaria de cada planta. Para la recogida de datos se han empleado analizadores de calidad de suministro eléctrico. El equipo principal utilizado es el analizador de calidad eléctrica Fluke 1760, que cuenta con 8 canales para lectura de corrientes y tensiones. Se han empleado conectores de seguridad hasta 600 V y pinzas amperimétricas con rango de medida hasta 3000 A. El equipo principal de medida se ha configurado para un registro continuado de valores eficaces de corrientes y tensiones durante períodos aproximados de una semana. La conexión del equipo es a cuatro hilos, 3 fases y neutro (ver Fig. 10). De este modo se analizan tensiones simples referenciadas al neutro común y se referencia la medida del neutro respecto a una tierra (normalmente se ha tomado el punto de tierra de cualquiera de los conductores de masa de las instalaciones).

Tabla X. Medidas realizadas con periodo de medida y potencia monitorizada.

PLANTA	FECHA	POTENCIA (KW)
ARIERO	26/04/2012-5/5/2012	100 kW
	7/5/2012-17/5/2012	100 kW
HIHOJOSA DEL VALLE	29/06/2012-9/7/2012	100 kW
	13/6/2012-22/6/2012	100 kW
	22/6/2012-29/6/2012	100 kW
VALDECABALLEROS	18/2/2013-28/2/2013	500 kW
	28/2/2013-7/3/2013	500 kW

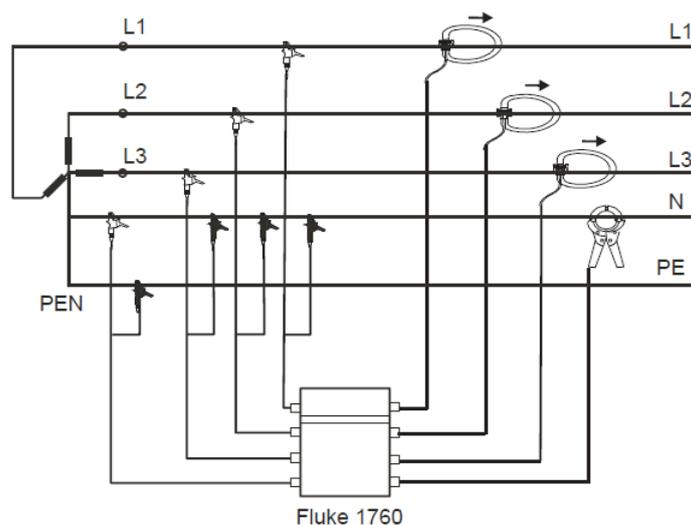


Fig. 10. Conexión trifásica a 4 hilos del equipo de medida.

El empleo de los analizadores permite obtener diferentes parámetros eléctricos que caracterizan el comportamiento del inversor. De cara a analizar las medidas realizadas, hay que tener en cuenta las condiciones en las que se realizaron las mediciones. Hay que puntualizar que las medidas han sido realizadas en fechas diferentes con meteorología distinta y que los datos con los que se cuenta son exclusivamente los días de registro. La irradiancia y la temperatura son variables externas a la instalación que inciden en la producción y son características propias de la localización de la planta. La Tabla XI muestra las temperaturas alta, baja y media de cada día de realización de medidas (fuente: AEMET) y la Fig. 11, la Fig. 12 y la Fig. 13 detallan las condiciones de temperatura en cada una de las plantas durante el desarrollo de las medidas.

Tabla XI. Temperaturas durante los períodos de medida en las instalaciones.

PLANTA	FECHA	TBAJA	TALTA	TMEDIA
ARIERO	26/04/2012-5/5/2012	9	16	12
	7/5/2012-17/5/2012	16	30	23
HIJOS DEL VALLE	13/6/2012-22/6/2012	15	30	23
	22/6/2012-29/6/2012	20	36	28
	29/06/2012-9/7/2012	15	30	22
VALDECABALLEROS	18/2/2013-28/2/2013	4	10	7
	28/2/2013-7/3/2013	7	14	10

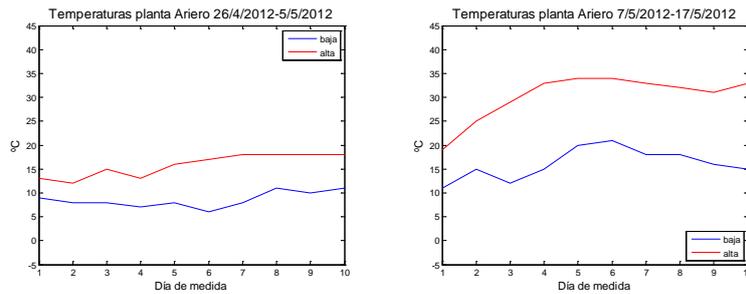


Fig. 11. Evolución de temperaturas máximas y mínimas de los días de medida en la planta El Ariero.

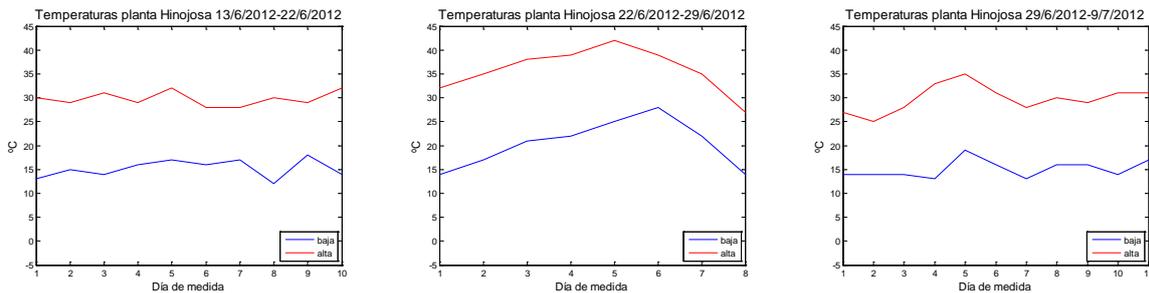


Fig. 12. Evolución de temperaturas máximas y mínimas de los días de medida en la planta de Hinojosa del Valle.

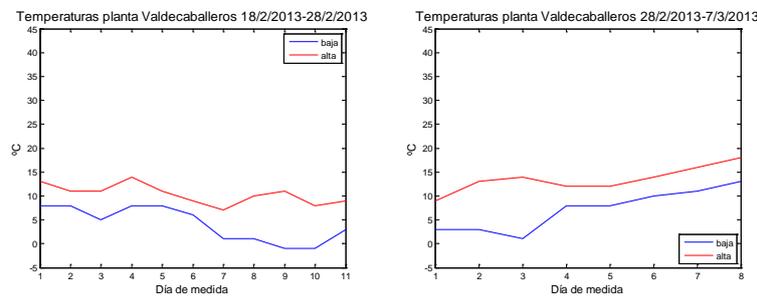


Fig. 13. Evolución de temperaturas máximas y mínimas de los días de medida en la planta de Valdecaballeros.

Se resumen a continuación los resultados del estudio de plantas reales, en relación a los aspectos constructivos de las plantas y las medidas realizadas:

- Producción
- Modularidad de inversores
- Potencia reactiva
- Calidad de suministro
- Sobretensiones y tierras
- Comunicaciones

En todos los casos se muestra alguna medida que ilustre la explicación, sin identificar la planta concreta a la que corresponde.

3.1 Producción

La situación normativa actual de la producción de energía de origen fotovoltaico está regulada por la nueva Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico [1]. Según esta, estas instalaciones tienen la obligación de presentar ofertas de venta de energía al mercado, estando garantizada la prioridad de despacho solamente "a igualdad de condiciones económicas en el mercado", a diferencia de la anterior ley del sector eléctrico, que garantizaba la prioridad de despacho a todo el régimen especial.

Por otro lado, por sus características se considera un tipo de producción de energía no gestionable. Con este marco normativo, el control de los inversores se lleva a cabo con el objetivo de producir la potencia máxima compatible con las condiciones de irradiancia y temperatura, y de inyectar toda la energía así producida a la red.

La Fig. 14 muestra los valores promediados de potencia activa a la salida de dos plantas distintas durante dos semanas distintas. En la figura de arriba se observa la producción en una semana de marzo. La media de temperatura máxima diaria es 19,4°C en la zona durante ese mes y el nº medio de días despejados al mes es de 8 (fuente: AEMET). La figura de abajo corresponde a la producción de una semana del mes de julio. En este mes, la media de temperatura máxima diaria es 34,3°C y el nº medio de días despejados al mes es de 18. Observando las figuras y teniendo en cuenta la potencia nominal de cada una de las plantas se obtiene que los valores máximos de potencia activa registrados en estas medidas fueron, aproximadamente, del 95% de la potencia nominal en marzo y del 85% en julio, consecuencia de las altas temperaturas de este mes. En ambos casos estos valores se dan en días despejados, aquellos que muestran curvas de producción más "limpias", con menos oscilaciones.

Como conclusión se extrae que pocos días al año se van a obtener producciones cercanas a la potencia nominal de la instalación, ya que los meses con un número medio de días despejados al mes mayor coinciden con los más calurosos.

Se observa también que la energía producida en días nublados (por ejemplo el 4º día registrado en la figura de abajo) no supera un valor de 2/3 de la energía producida en días despejados (por ejemplo, el día anterior). Y esto ocurre en julio, mes en el que la radiación difusa es alta y la disminución de producción por nubes no suele ser tan pronunciada.

Los valores indicados no pueden tomarse como rendimientos de planta, pues no se han comparado con las potencias activas generadas por los paneles fotovoltaicos. Lo que sí indican es que las plantas no están trabajando al 100% de su potencia nominal en la mayoría de los casos.

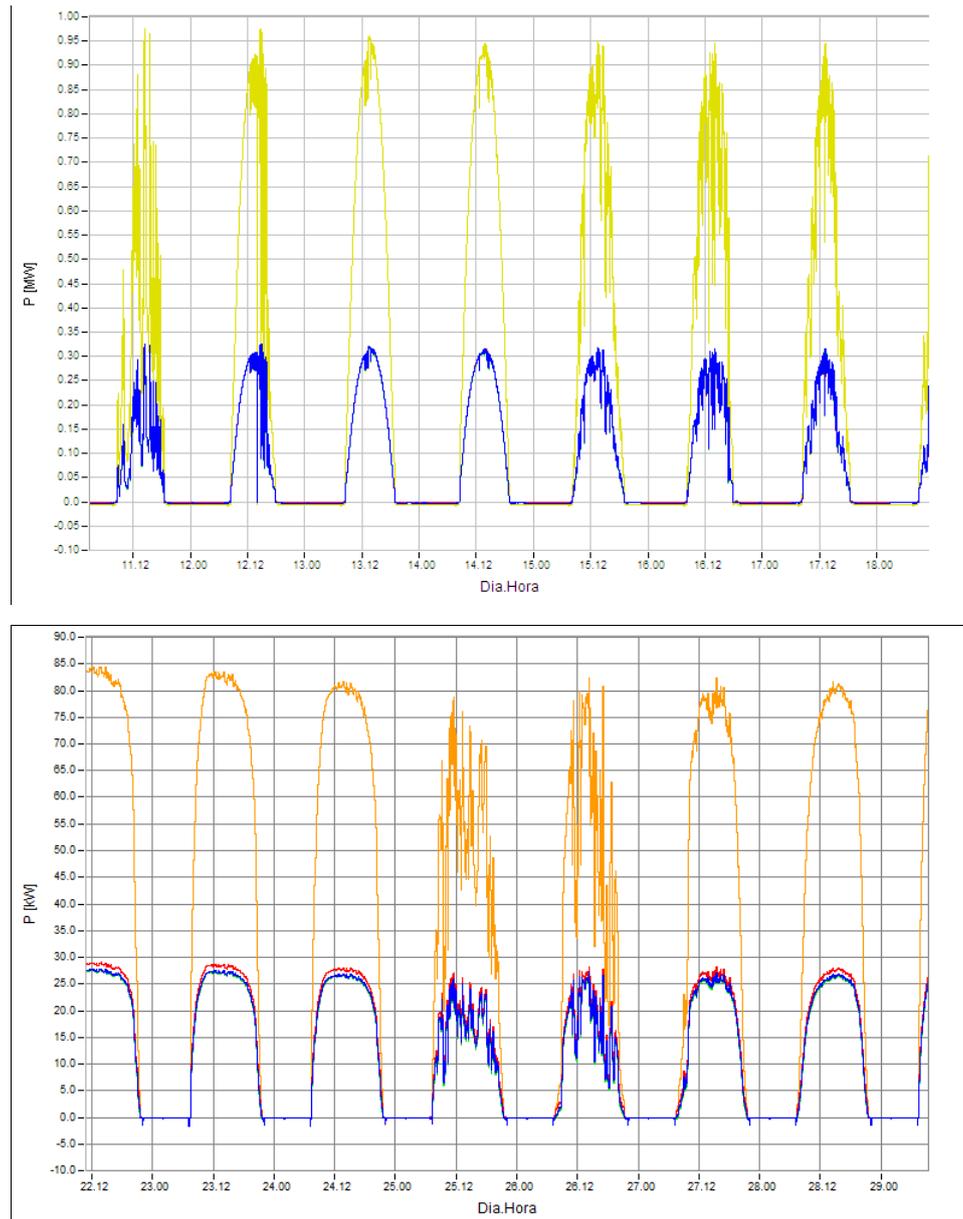


Fig. 14. Potencia activa en plantas: arriba, durante una semana de marzo; abajo, durante una semana de julio.

Por otro lado, las instalaciones o agrupaciones de ellas a partir de 5 MW de potencia tienen la obligación de adscribirse a un centro de control de generación para la recepción de consignas de operación [2], de forma que el operador del sistema pueda gestionar la producción en función de la demanda en ciertas circunstancias que obliguen a su reducción, por ejemplo cuando la producción eólica sea muy elevada y el sistema eléctrico no pueda asumir la inyección de toda la energía producida por las instalaciones con prioridad de despacho. En estas circunstancias, el operador del sistema establece consignas de operación en forma de valor máximo de potencia activa a inyectar en un determinado periodo de tiempo. Cuando una instalación conectada a un centro de control de generación recibe una consigna de operación, si no cuenta con un sistema de monitorización, desconecta el número de inversores necesario para que la

potencia nominal resultante sea inferior o igual a la consigna recibida. Además, si no cuenta con un sistema de telemando, esta desconexión se lleva a cabo mediante desplazamientos del personal de planta por la instalación, en un tiempo corto.

La Fig. 15 muestra las consignas recibidas por una planta adscrita a un centro de control de generación durante el mes de febrero de 2014, en tanto por uno respecto a su potencia nominal. Fue un mes de extraordinaria producción eólica y de buena hidraulicidad, lo que llevó a la necesidad de reducir la producción de energía de las fuentes no gestionables en numerosas ocasiones. En concreto, el día 8 de febrero se recibieron en esta planta 16 consignas, 12 de ellas en funcionamiento diurno. Si la planta hubiera contado con telemando, habría sido innecesario el desplazamiento de los operarios en tantas ocasiones y si hubiera contado con un sistema de monitorización, la desconexión de equipos podría haberse hecho con mayor precisión, visto que en general los inversores no trabajan al 100% de su potencia nominal.

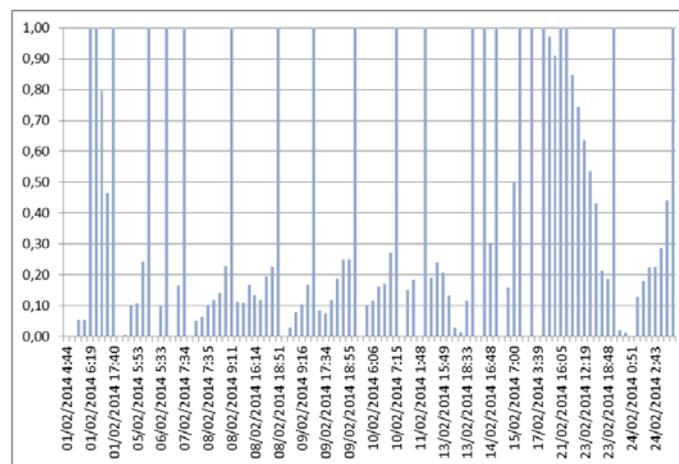


Fig. 15. Consignas recibidas en una planta durante febrero de 2014.

Se deduce de todo ello que, para que una planta fotovoltaica pueda competir con otras instalaciones productoras, es necesaria cierta “gestionabilidad” o estimación razonable de la producción. Una solución posible para ello pasaría por el almacenamiento de energía. Para almacenamiento de corta duración (pseudogestionabilidad en periodos de 0,5 a 1 hora), se propone la instalación de supercondensadores en el bus de continua, por su alta capacidad de almacenamiento y porque soportan numerosos ciclos de carga/descarga. Con ello se podría garantizar una producción constante en ciertos intervalos de tiempo aun en presencia de altas fluctuaciones de irradiancia. Con ello se mejoraría la eficiencia en la producción y la capacidad de adaptación a las consignas de operación.

Otros aspectos interesantes del estudio de potencia activa de las plantas son los siguientes:

- Se suelen detectar picos de consumo cada día sobre las 7:30 y 21:30 correspondientes a los controles que realiza el inversor para comprobar la

resistencia de aislamiento previa la conexión/desconexión automática del mismo de la red. Los equipos con este comportamiento miden la impedancia de red antes de conectarse (sobre las 7:30 de la mañana) y realiza la misma operación antes de desconectarse (sobre las 21:30). Estas medidas automáticas del inversor evitan el funcionamiento en isla y minimizan los consumos en periodos de reposo.

- Los inversores cuentan con un modo stand-by para minimizar los consumos en períodos de no generación. El consumo mantenido en dichas horas suele ser de 0,2 kW por inversor, suponiendo un gasto energético nocturno.

3.2 Modularidad de inversores

Algunas plantas cuentan con configuración maestro-esclavo entre inversores, es decir, para bajas potencias trabaja solo el maestro y, a partir de un umbral prefijado de potencia, entra a funcionar también el esclavo. Cuando esto ocurre, reparten la potencia entre ambos. Por ejemplo, la Fig. 16 muestra el funcionamiento de dos inversores de 500 kW con esta configuración. Trabajaría el maestro hasta un valor prefijado, por ejemplo, 400 kW. A partir de esta potencia entra a funcionar el esclavo, repartiendo entre ambos la potencia. Cada día cambian los roles para no afectar de forma distinta a su vida útil.

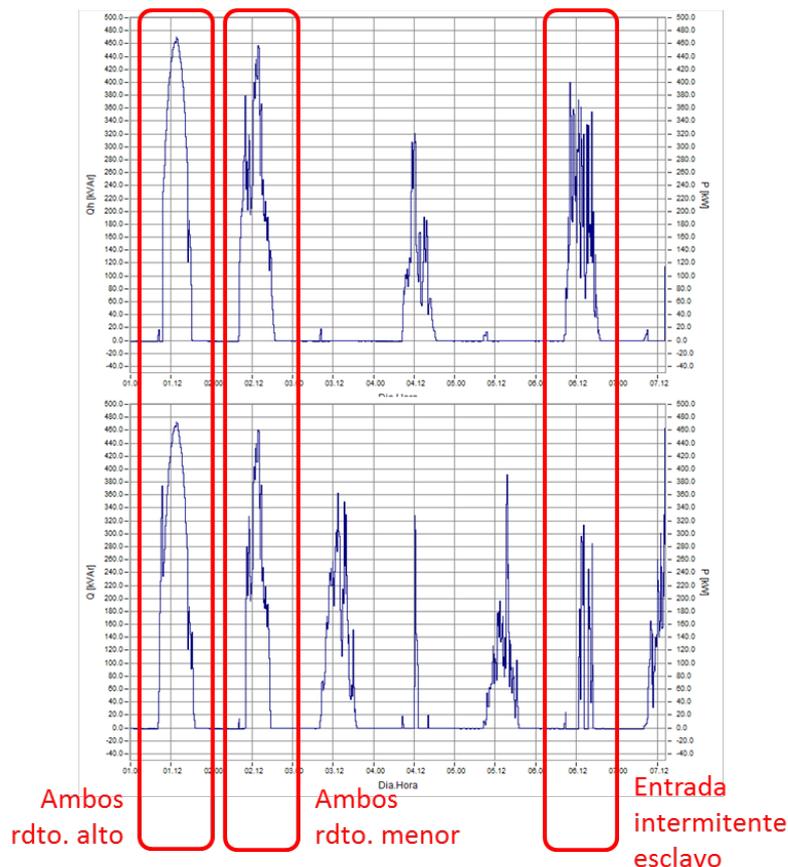


Fig. 16. Funcionamiento de inversores en configuración maestro-esclavo.

Se observa en la figura que el maestro cambia su rendimiento cada vez que entra el esclavo. Los días de producción alta ambos inversores trabajan próximos a sus valores nominales de potencia, por lo que sus rendimientos son buenos. Sin embargo, los días nublados, en los que se reduce la producción, al repartirse la potencia a partes iguales entre ambos, los dos trabajan bastante por debajo de su potencia nominal, lo que reduce el rendimiento de ambos. Incluso puede darse el caso de que el inversor esclavo funcione de forma intermitente si la potencia activa fluctúa alrededor del valor umbral de entrada del esclavo. En este caso el rendimiento del esclavo será claramente más bajo.

La modularidad en los inversores presenta las siguientes ventajas evidentes:

- mayor capacidad de control de la producción;
- respuesta más flexible a consignas;
- menor coste de reposición de equipos;
- optimización de los algoritmos MPPT.

Por su parte, también presenta desventajas, que deben ser tenidas en cuenta al valorar su instalación:

- mayor número de equipos: mayor probabilidad de averías;
- en configuración maestro-esclavo, menor aprovechamiento de los rendimientos de ambos y funcionamiento intermitente del esclavo.

Se propone como posible mejora del rendimiento del conjunto en configuraciones maestro-esclavo el establecimiento de un sistema de retardo de desconexión del esclavo, ya que es preferible que trabajen ambos con rendimiento inferior a las entradas y salidas intermitentes del inversor esclavo.

3.3 Potencia reactiva

El análisis de la potencia reactiva que producen o demandan las plantas generadoras de energía eléctrica debe ser realizado desde varios puntos de vista:

- Por un lado, el flujo de energía reactiva por las redes es responsable de mayores pérdidas, sobrecalentamiento de equipos y reducción de la eficiencia, por lo que se busca trabajar a factores de potencia cercanos a la unidad para acotar estas desventajas.
- Por otro lado, el control de la producción o demanda de energía reactiva permite participar en el control de tensión en los nudos de la red, lo cual convierte a la planta generadora en un elemento esencial para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico y para mejorar la continuidad del servicio en presencia de ciertas perturbaciones, como los huecos de tensión.

La situación normativa actual impone a las plantas fotovoltaicas conectadas a red unos márgenes de factor de potencia dentro de los cuales deben trabajar para evitar penalizaciones económicas. En general el rango obligatorio de factor de

potencia impuesto por el RD 413/2014 [2] es el comprendido entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo, aunque a partir de 5 MW (potencia nominal de planta individual o de agrupación), se puede recibir instrucción del Operador del Sistema de modificación temporal del rango de factor de potencia.

En cuanto al comportamiento de la planta ante huecos de tensión, lo habitual es que la planta se desconecte cuando la tensión baja por debajo del umbral de la protección de subtensión del inversor. Sin embargo, el ya derogado Real Decreto 1565/2010 impuso la obligación a las plantas o agrupaciones de estas a partir de 2 MW, de cumplir el PO 12.3 diseñado inicialmente para las plantas eólicas. En este procedimiento operativo se establece que en caso de huecos inferiores en duración y/o profundidad a los establecidos en el PO, la planta debe continuar en funcionamiento. Ante el escaso plazo de reacción de que dispusieron las plantas de más de 2 MW para adaptarse a esta nueva normativa, muchas plantas lo han solucionado mediante SAIs. Sin embargo, los inversores con ciertas configuraciones pueden ser programados para asumir esta especificación sin necesidad de acudir a sistemas de almacenamiento externos, posibilidad que se explora en este proyecto.

Yendo más allá, el borrador de Procedimiento Operativo 12.2 menciona que las plantas a partir de cierta potencia deberán poder modificar su producción de energía reactiva a partir de consignas de tensión recibidas del Operador del Sistema. Este borrador no ha sido aprobado aún por la dificultad técnica que supone su cumplimiento. En él se establece que, en situaciones de hueco de tensión, los inversores darán prioridad a la producción de energía reactiva sobre la activa, con el fin de elevar la tensión del PCC y suavizar el hueco. Por su parte, en situaciones de tensión normal, podrán producir o consumir energía reactiva a demanda mediante un sistema de control similar al control primario con el que cuentan los generadores síncronos de las centrales convencionales. La Fig. 17 ilustra el sistema de control propuesto en el borrador de PO 12.2. El control, que se podría implementar en el sistema de control de corriente del inversor, actuaría de forma proporcional al error de tensión sobre la consigna ($V_c - V$), dando lugar a la inyección de una corriente "reactiva" I_r (en cuadratura con la tensión), dentro de los límites establecidos en la gráfica, en tanto por uno de la corriente nominal del inversor.

Para establecer este control en el inversor, se propone implementar una estrategia en la cual el sistema dé prioridad a la producción de energía reactiva en situación de hueco y a la producción de energía activa cuando la tensión se encuentre en valores normales de operación. Como se ha comentado anteriormente, los inversores no trabajan frecuentemente al 100% de su potencia nominal, debido a las condiciones meteorológicas, por lo que la capacidad sobrante puede emplearse para la producción de reactiva y el control de tensión.

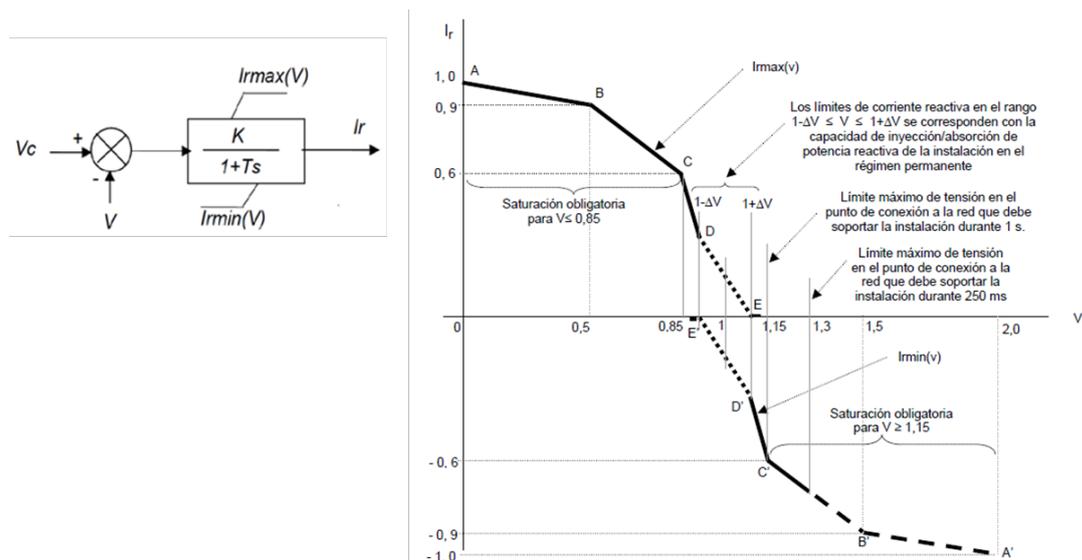


Fig. 17. Control de tensión mediante inyección de energía reactiva.

Teniendo en cuenta la situación normativa descrita, se ha analizado la producción/demanda de potencia reactiva de las plantas en estudio.

En cuanto al factor de potencia, la Fig. 18 muestra un ejemplo. Se comprueba que este se mantiene próximo a la unidad los días soleados, en los que la producción de energía es alta. Hasta hace poco tiempo, los valores de factor de potencia superiores a 0,995 daban lugar a bonificaciones económicas, aunque dichas bonificaciones ya no están vigentes. El rango obligatorio, situado en 0,98, debe ser superado para no sufrir penalizaciones en factura. Se observa que los días nublados, con producción fluctuante, se rebasa este umbral repetidas veces. Esto da lugar a reducciones importantes de la rentabilidad de las plantas en estos periodos.

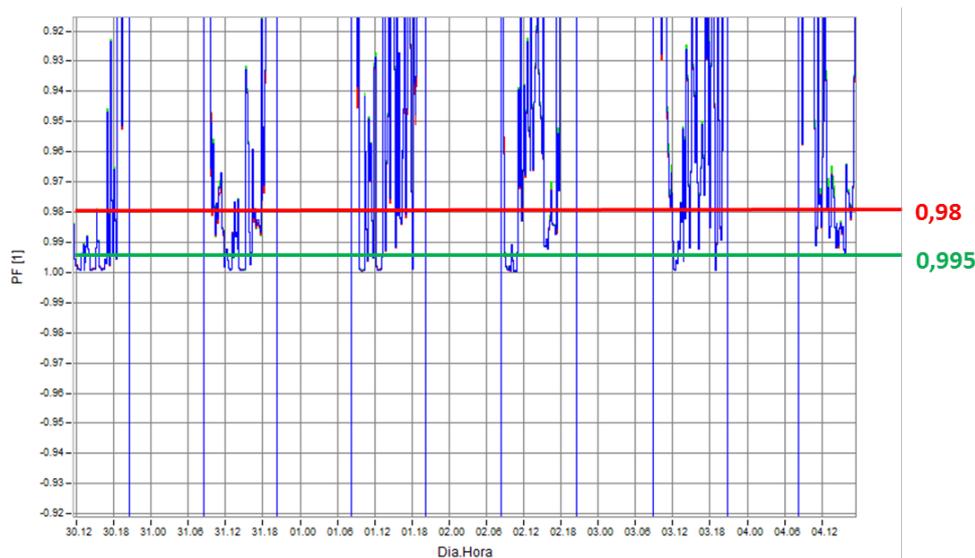


Fig. 18. Factor de potencia medido en una de las plantas en estudio.

Por otro lado, se ha observado en el estudio que, durante las horas diurnas, de producción eléctrica, unas plantas consumen energía reactiva, mientras que

otras la producen, como se observa en las gráficas de la Fig. 19, en las que las curvas naranjas representan la potencia activa y las azules la reactiva. Las características del filtro del inversor influyen notablemente en este hecho. Los inversores cuentan con filtros pasivos, normalmente con configuración LCL, diseñados para reducir la distorsión de la onda de corriente en condiciones próximas a las nominales. Al ser los valores del filtro fijos, cuando la planta trabaja en puntos lejanos a sus parámetros nominales puede producirse un desfase excesivo de la corriente frente a la tensión, en uno u otro sentido, lo cual afecta al flujo de energía reactiva.

En algunos casos, además, el flujo de energía reactiva entre la planta y la red presenta desequilibrios, como se observa en la Fig. 20, la cual representa la potencia reactiva inyectada por cada fase frente a la suma (naranja). El desequilibrio entre fases puede deberse a consumos monofásicos conectados a la salida del inversor (por ejemplo para la alimentación de servicios auxiliares de la planta) o a deterioro de los condensadores del filtro.

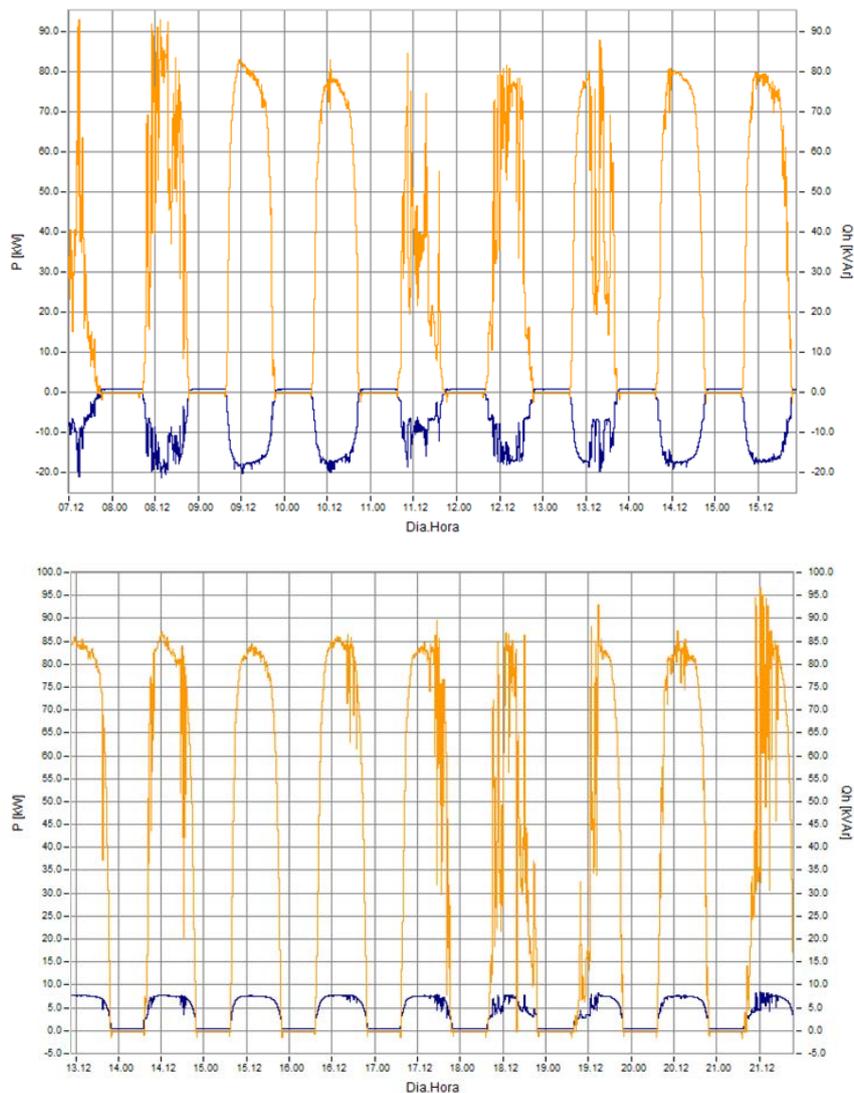


Fig. 19. Energía reactiva frente a activa en dos de las plantas en estudio.

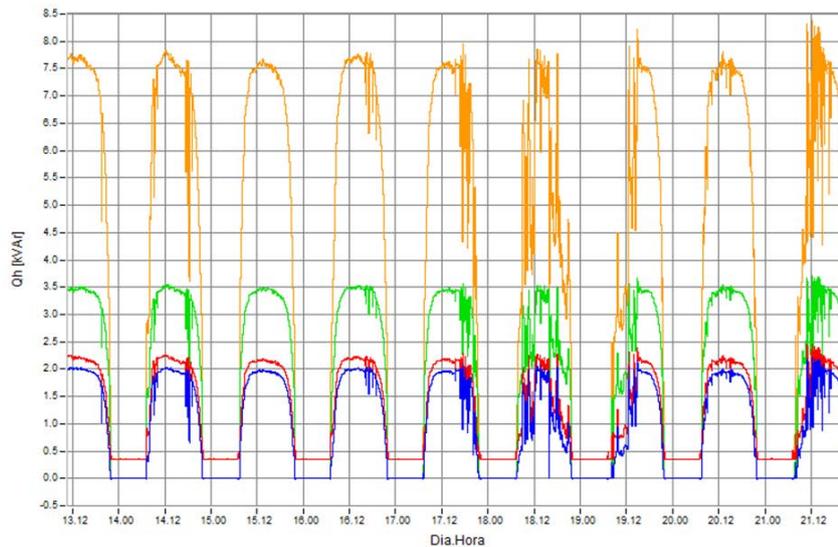


Fig. 20. Energía reactiva total (naranja) y por fases (rojo, azul y verde).

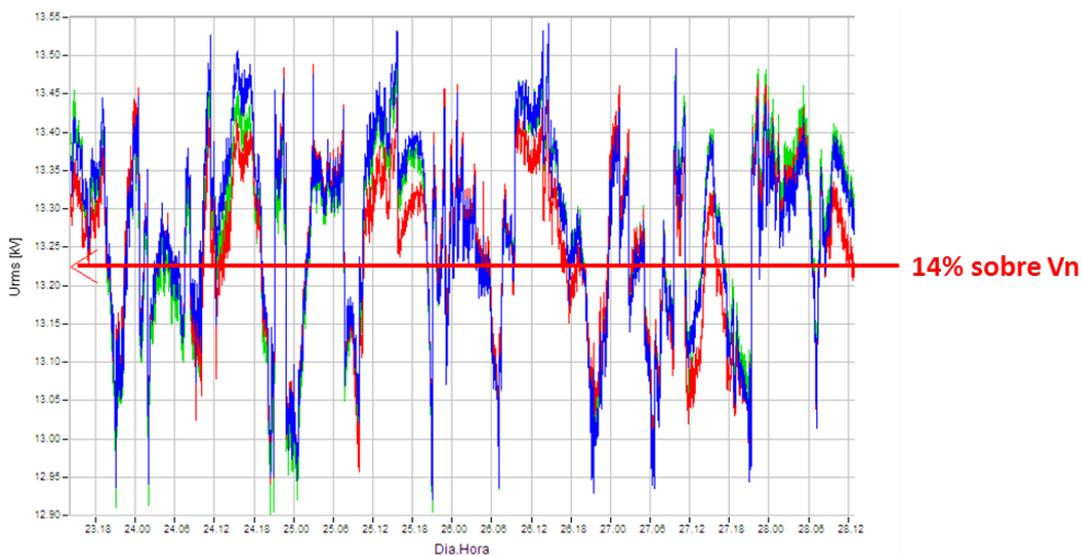


Fig. 21. Tensión (RMS) en cabecera de una línea dedicada.

En la mayor parte de los casos, estos flujos de reactiva no afectan significativamente a la tensión en el PCC, como se comentará posteriormente, debido a que solo se ha autorizado la conexión a red de plantas cuya potencia nominal no excede del 5% de la potencia de cortocircuito de la red en el PCC. Sin embargo, en líneas dedicadas no existe esta restricción, por lo que la tensión en la línea puede sufrir variaciones fuera de los límites reglamentarios establecidos para otras redes. La Fig. 21 muestra la tensión (valor RMS) en cabecera de una línea dedicada con presencia de una planta fotovoltaica. Se observa que en esta medida todos los valores están por encima del 10% de la tensión nominal. Puesto que es una línea dedicada, esto no tiene por qué ser un problema ni tiene por qué ser provocado por la planta fotovoltaica. Sin embargo, el fenómeno evidencia que el sistema de compensación de reactiva de la subestación puede haber sido diseñado sin tener en cuenta la posible subida de tensión que ocasiona la presencia de una planta productora en las líneas aguas abajo. Es

importante, por tanto, conocer la producción de reactiva de la planta en distintas situaciones y adaptar la compensación de reactiva en la subestación de cabecera a esta nueva situación.

3.4 Calidad de suministro

Es bien sabido que el concepto de calidad de suministro abarca diversos factores, como la continuidad del suministro, la calidad de onda y la atención al cliente. Entre estos factores, la calidad de onda es la más afectada por la presencia de instalaciones fotovoltaicas en la red. Este estudio se centra principalmente en la distorsión armónica de la tensión en el PCC y de la corriente inyectada por las plantas.

La normativa actual limita el valor de Tasa de Distorsión Armónica Total (THD: *Total Harmonic Distortion*) de la tensión en el PCC a un máximo de 8% el 95% del tiempo (UNE EN 50160 [3]). Al ser la potencia de las plantas muy inferior a la potencia de cortocircuito de la red, la influencia de estas en la calidad de la tensión es muy baja.

En cuanto a los armónicos de la corriente inyectada, la normativa de compatibilidad electromagnética (UNE-EN 61000-3-12 [4]), para relaciones entre la potencia de cortocircuito en la red y la nominal de la planta (R_{cce}) a partir de 33, fija una THD máxima de 13% (hasta 75 A/fase, es decir, hasta 52 kW). Las expresiones para obtener los valores de R_{cce} y THD se muestran a continuación:

$$R_{cce} = \frac{S_{cc}}{S_{equ}} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}U_{FF}I_N}$$

$$THD = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2}$$

donde:

- S_{cc} es la potencia de cortocircuito de la red en el PCC, en VA
- U_{FF} es la tensión compuesta nominal (RMS) en el PCC, en V
- I_N es la corriente nominal (RMS) de la planta, en A
- I_n es la corriente (RMS) correspondiente al armónico n , computándose hasta $n = 40$, en A
- I_1 es la corriente (RMS) fundamental inyectada por la planta, en A

Otros estándares, como IEC 61727 [5] o IEEE Std 1547 [6] limitan a 5% la THD. Pero el valor más restrictivo sobre distorsión armónica de corriente lo fijan los fabricantes en sus especificaciones, que suelen asegurar $THD < 3\%$ para potencias por encima del 25% de la nominal. Debido a que los filtros pasivos se diseñan para trabajar a plena carga, no pueden garantizarse filtrados adecuados en situaciones de baja producción, además de que la propia fórmula de cálculo de la THD penaliza los valores obtenidos cuando la componente fundamental es baja. Sin embargo, las bajas corrientes inyectadas en ese caso hacen que la baja

calidad de onda de las mismas no sea una amenaza para la calidad de onda de la tensión en el PCC.

La Fig. 22 muestra la evolución de la THD en corriente (denominada THDi en las gráficas) a lo largo de un día despejado (arriba) y de un día nublado (abajo). En color amarillo se representa la potencia activa a la salida del inversor y en color verde la THD de la corriente inyectada por el mismo. Las gráficas evidencian el cumplimiento estricto de la limitación declarada por el fabricante. La tasa de distorsión armónica solo alcanza valores altos durante las primeras y las últimas horas del día, momentos en que la producción es muy baja. El mismo análisis aplicado a la THD de la tensión en el PCC (THDu) se muestra en la Fig. 23. En ella se observa que, incluso en los tramos más desfavorables, la THDu no alcanza el 2%. Se puede concluir, por tanto, que la influencia de la planta en la calidad de onda de la tensión de red es mínima en cualquier caso.

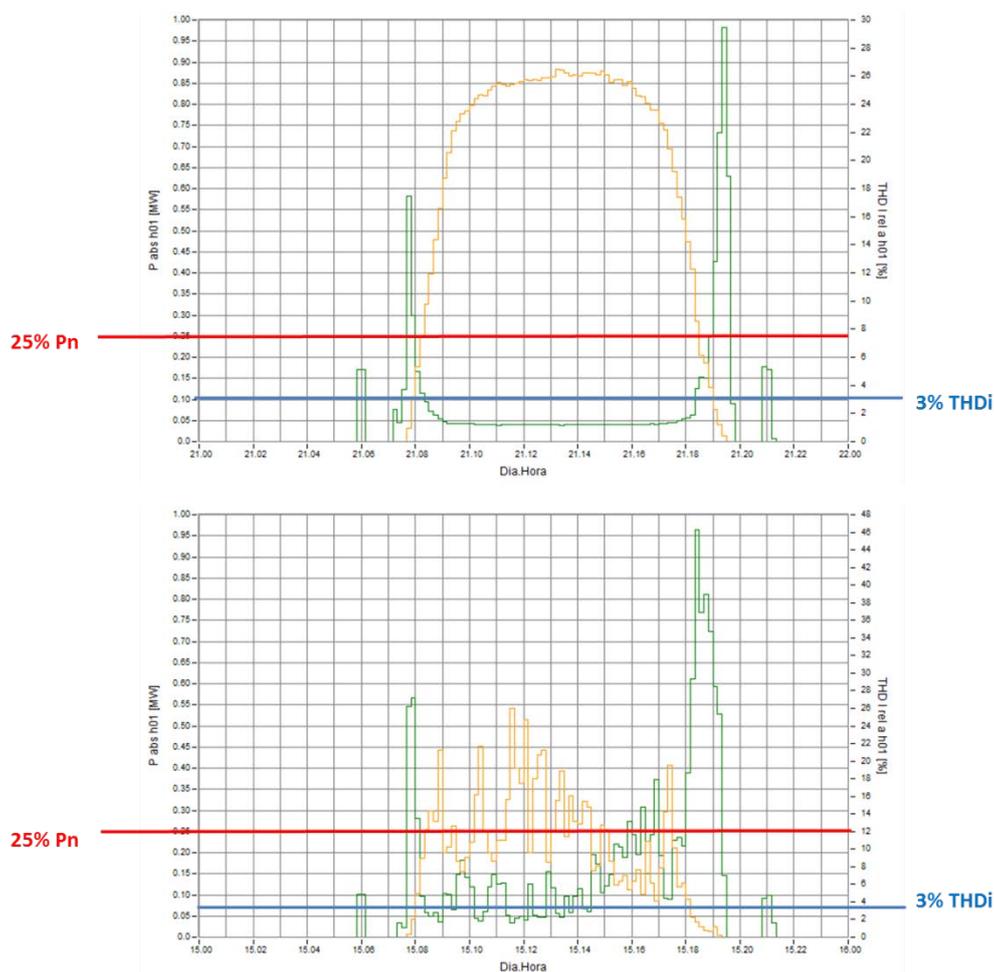


Fig. 22. THD de la corriente medida en un día despejado (arriba) y en un día nublado (abajo).

Una posible solución para la reducción de la distorsión armónica, principalmente en la corriente inyectada a red, sería el uso de sistemas de almacenamiento de energía, ya perfilado como solución a varios de los problemas presentes en las plantas. Con ello, se suavizaría el régimen de producción, lo que daría lugar a una mejor actuación de los filtros pasivos de los inversores.

Otra solución propuesta por este grupo es implementar funciones de filtrado activo de corriente en los inversores. Esta técnica consiste en cambiar el objetivo de la estrategia de control de corriente. En lugar de buscar que la corriente inyectada por la planta sea sinusoidal, la nueva estrategia pasaría por buscar que la corriente demandada a la red desde el PCC sea sinusoidal, es decir, la corriente resultante de combinar la demandada por las cargas conectadas al Pcc con la producida por la planta. Con esta estrategia se consigue, no solo no perturbar la calidad de onda en la red, sino contribuir a paliar las perturbaciones producidas por cargas no lineales conectadas al mismo PCC. La Fig. 24 ilustra el concepto descrito.

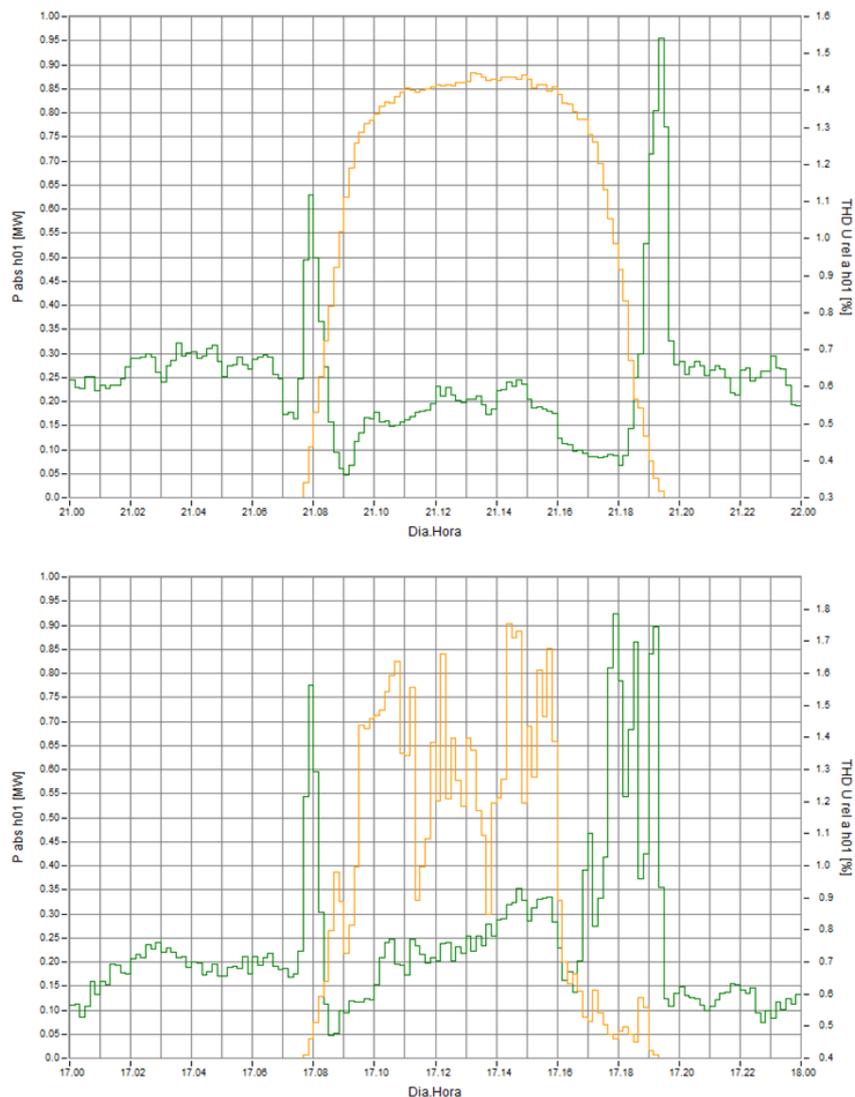


Fig. 23. THD de la tensión en el PCC medida en un día despejado (arriba) y en un día nublado (abajo).

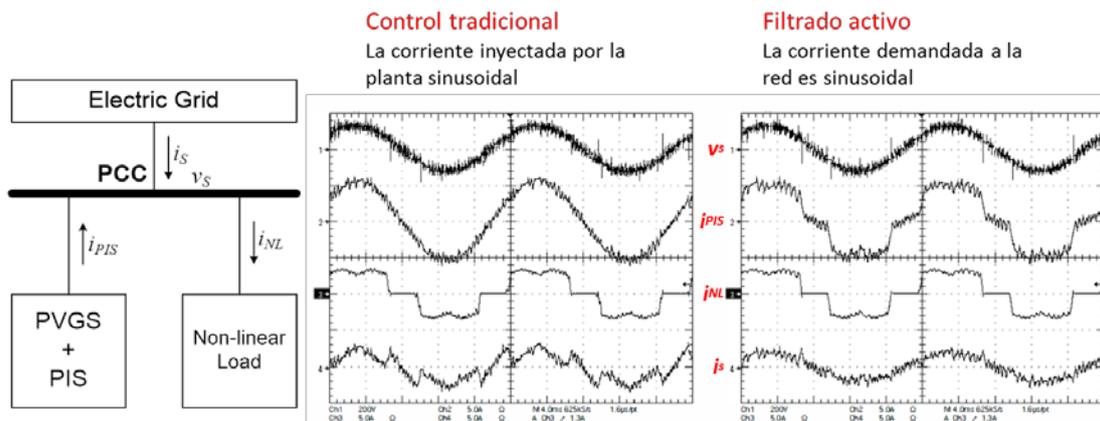


Fig. 24. Filtrado activo de corriente frente al control tradicional.

3.5 Sobretensiones y tierras

En lo relativo a la configuración de la puesta a tierra de las plantas fotovoltaicas, se tiende a la conexión a una tierra única, de todas las masas AC y DC de la planta (especificación incluida en el pliego IDAE 2011 [7]). En esta situación, descargas a tierra producen sobretensiones pequeñas en la red de tierras, pero estas se transmiten a toda la planta.

La presencia de sobretensiones en la red de tierras puede ocasionar los siguientes problemas:

- daños en equipos sensibles, como módulos de comunicaciones, contadores, etc., conectados a la misma tierra;
- posible disparo de diferenciales en circuitos auxiliares conectados a la salida del inversor, ya que su neutro (aislado de tierra) no presenta la perturbación, mientras que la fase sí.

Esta última situación se ha observado frecuentemente en una de las plantas en estudio.

La solución a estos problemas pasa por replantearse la estructura de la red de tierras para acotar el problema y elegir descargadores de sobretensiones adecuados a cada caso. En el caso de plantas ya construidas, puede reducirse el disparo de diferenciales por efectos transitorios filtrando estas perturbaciones mediante bobinas de choque en las líneas afectadas.

3.6 Comunicaciones

Además del requerimiento de telemedida (a partir de 1 MW), muchas plantas cuentan con comunicaciones internas para monitorización y/o telemando y para el control de los sistemas de seguridad.

La solución física es el cableado, pero es costosa en plantas grandes, sobre todo ya construidas. Es necesario estudiar tecnología y, en su caso, posibles interferencias.

Entre las posibles soluciones inalámbricas destacan las siguientes:

- GSM: utiliza red pública, además del coste del servicio deben estudiarse posibles problemas de cobertura o saturación;
- WIFI: presenta la ventaja de ser una intranet (solo gasto de inversión) pero tiene poca cobertura (hasta 300-400 m);
- WIMAX: tecnología de acceso en banda ancha vía radio, permite la comunicación entre la estación base y los paneles emisores a distancias de decenas de km;
- ZigBee: permite redes malladas con equipos de bajo consumo.

La solución adoptada debe estudiarse de forma particular en cada planta y ubicación.

En una de las plantas en estudio se detectó una problemática con las comunicaciones GSM utilizadas en la planta, debido a problemas de cobertura. El problema de cobertura afecta a la propia monitorización de la instalación y con mayor gravedad a la transmisión de datos a la compañía distribuidora y al representante de la instalación ante el mercado y la Comisión Nacional de la Energía (integrada actualmente en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia).



Fig. 25. Sistema de comunicaciones wifi testeado en laboratorio.

El grupo PE&ES ha probado en laboratorio alternativas al sistema de monitorización y comunicaciones que actualmente existe en la planta con el objetivo de encontrar una alternativa a la comunicación GSM. En concreto se ha probado una red de dispositivos wifi con direcciones IP particulares que se conectan con un router wifi centralizador que sirve de canal de salida hacia una adsl o en este caso comunicación satélite (Fig. 25). La idea es crear una red interna con direcciones específicas de manera que exista un dispositivo por inversor, seguidor y contador. De este modo a través de un interfaz web se conectaría desde el exterior de la planta al router centralizador que contiene el listado completo de direcciones IP y acceder a cualquiera de ellas. Las ventajas de esta alternativa son que se evitan los problemas de cobertura junto con el ahorro de dejar de contratar numerosas tarjetas SIM de datos de todos los dispositivos a monitorizar en planta y tiene el inconveniente de que es un sistema con alcance limitado de unos 400 metros. Para plantas o instalaciones

más grandes habría que utilizar repetidores wifi o bien utilizar otra tecnología inalámbrica de mayor alcance como la WIMAX.

4 SIMULACIÓN DE PLANTA FOTOVOLTAICA

En esta fase del trabajo se ha simulado el funcionamiento de una planta completa de 100 kW de potencia nominal mediante el software PSCAD/EMTDC, con el fin de probar estrategias de seguimiento tanto del punto de máxima potencia (MPPT) como de referencias y de comprobar la influencia del régimen de producción y la variación de irradiancia en la calidad de onda de la corriente inyectada, la efectividad del algoritmo MPPT, etc. La Fig. 26 muestra el modelo completo de simulación.

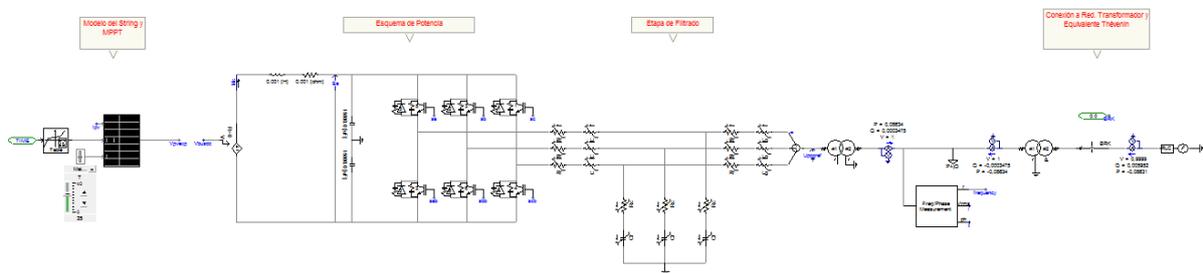


Fig. 26 Modelo de simulación de planta mediante PSCAD/EMTDC.

De izquierda a derecha, el modelo cuenta con los siguientes bloques:

- Campo fotovoltaico (Fig. 27), siguiendo el modelo de simulación de curvas de paneles basado en una doble función exponencial diseñado por el equipo investigador en etapas anteriores del proyecto [8]. La relación entre la corriente de entrada y la tensión de salida cumple con las ecuaciones que modelan el funcionamiento de los paneles, y el valor de corriente de entrada se regula a partir del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), que se describirá más adelante. Las restantes variables de entrada a dicho bloque son la irradiancia y la temperatura, de las cuales se puede programar un perfil variable para la simulación. El número de paneles en serie y paralelo del campo fotovoltaico y los parámetros de cada panel se han ajustado para emular valores reales de plantas en estudio.

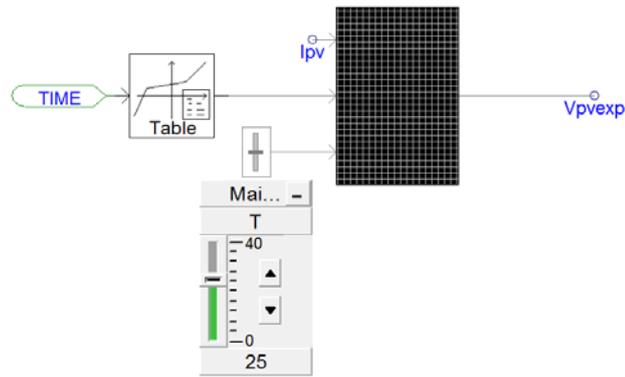


Fig. 27. Modelo de simulación de campo fotovoltaico.

- Inversor (Fig. 28) en fuente de tensión (VSC). Realiza la conversión de corriente continua procedente de los paneles fotovoltaicos a corriente alterna para su inyección a red. La técnica de control aplicada a este inversor debe asegurar que la tensión del bus de continua se mantiene constante y que la corriente de salida en corriente alterna es tal que proporciona la máxima potencia activa posible manteniendo un factor de potencia próximo a la unidad. Se ha considerado para la simulación que la tensión del bus de continua es constante y superior a la suministrada por los paneles (esta función se ejerce en las plantas mediante un convertidor elevador DC/DC; en la simulación se ha resuelto mediante fórmulas matemáticas). La corriente del bus de continua depende de la estrategia de operación del inversor y de la potencia suministrada por el campo fotovoltaico en el MPP.

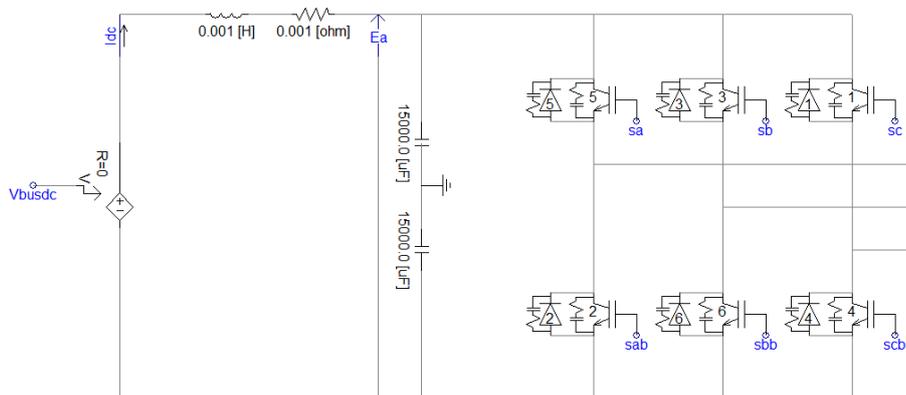


Fig. 28. Modelo de simulación de inversor VSC.

- Filtro LCL y transformador de aislamiento (Fig. 29). Entre otras funciones, el filtro acota los valores de distorsión armónica de tensión y corriente en el punto de conexión común (PCC) a valores aceptables. Es un filtro pasivo cuyos parámetros se eligen para el filtrado óptimo en condiciones de funcionamiento nominales de la planta. Los componentes del filtro deben ser tenidos en cuenta para el diseño de la estrategia de control del

inversor. El transformador de aislamiento se simula como un transformador ideal de relación de transformación 1:1, ya que su función es aportar separación galvánica.

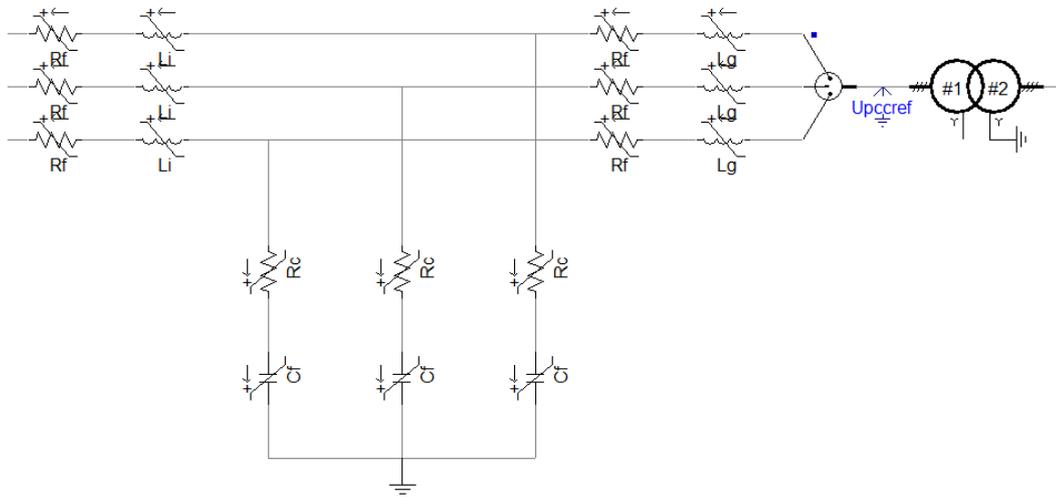


Fig. 29. Modelo de simulación de filtro LCL y el transformador de aislamiento.

- Punto de conexión común (PCC, Fig. 30). En este punto, que puede estar situado en el nivel de baja tensión o en el de alta tensión, se encuentra la frontera entre la propiedad de la planta fotovoltaica y la de la compañía distribuidora, además de poder contar con la conexión de otras instalaciones de consumo. En él se realizan las medidas de tensión, corriente, potencia activa y reactiva, frecuencia, etc., necesarias para la evaluación de la planta.

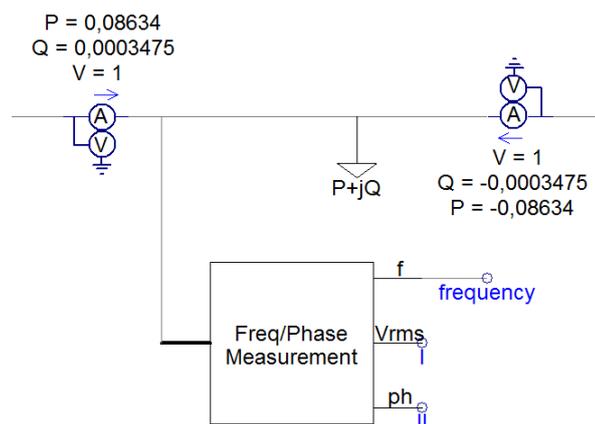


Fig. 30. Modelo de simulación del punto de conexión común (PCC) en baja tensión.

- Transformador BT/MT y conexión a red (Fig. 31). Este transformador eleva el valor de tensión desde niveles de BT (400 V) a niveles de MT (20 kV) para la conexión a la red de distribución. Los parámetros de este transformador y del equivalente de red que emula la red de distribución se han elegido según los datos reales de una de las plantas en estudio. Un

interruptor en la línea de 20 kV permite simular situaciones de isla por disparo de protecciones de red.

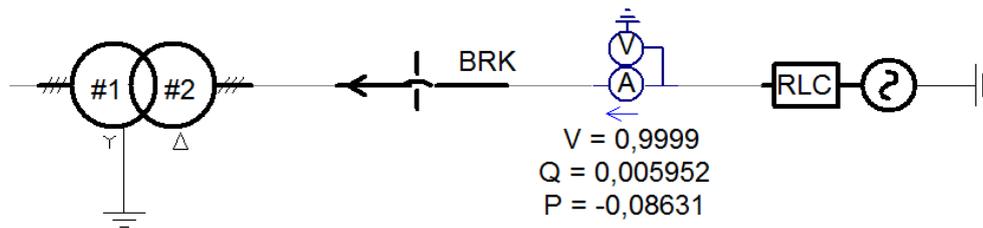


Fig. 31. Modelo de simulación de transformador y equivalente de red.

En los siguientes apartados se resumen y comentan los resultados de las simulaciones efectuadas sobre este modelo. Los aspectos abarcados en este estudio se corresponden con los propuestos en la memoria del proyecto. En concreto, se abordan los aspectos de calidad del suministro eléctrico, estrategias de operación y control, técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y efectividad de la protección anti-isla además de otras consideraciones tenidas en cuenta a lo largo del desarrollo del proyecto.

4.1 Calidad de suministro

En el capítulo anterior se mostró la evolución de la THD en corriente (denominada THDi en las gráficas) y tensión (THDu) a lo largo de un día despejado (arriba) y de un día nublado (abajo), medidas en una de las plantas objeto de estudio en este proyecto (Fig. 22 y Fig. 23). En estas figuras se muestra que, en las plantas medidas, la THDi solo alcanza valores superiores a 3% cuando el inversor está trabajando por debajo del 25% de su potencia nominal y la THDu se limita a un valor aproximado de 0,20% en los periodos de buena producción.

En el modelo de simulación de la planta fotovoltaica, se han ajustado los parámetros del filtro LCL para reproducir este comportamiento, ya que no se conocen con exactitud los parámetros de los filtros de los inversores en las plantas estudiadas. Se ha estudiado la evolución de THDi y THDu en una situación en la que la irradiancia varía progresivamente desde 1000 W/m² hasta 200 W/m² y después vuelve a subir, manteniéndose constante la temperatura, ya que, debido a la inercia térmica de los paneles, la temperatura no suele sufrir cambios bruscos, a diferencia de la irradiancia (ver Fig. 32).

Bajo estas condiciones, la potencia producida por la planta baja del 25% de la nominal durante el periodo comprendido entre 3,3 y 4,7 s. La Fig. 32 muestra la evolución de la potencia activa inyectada y de ambos valores de THD, frente al tiempo, en estas condiciones.

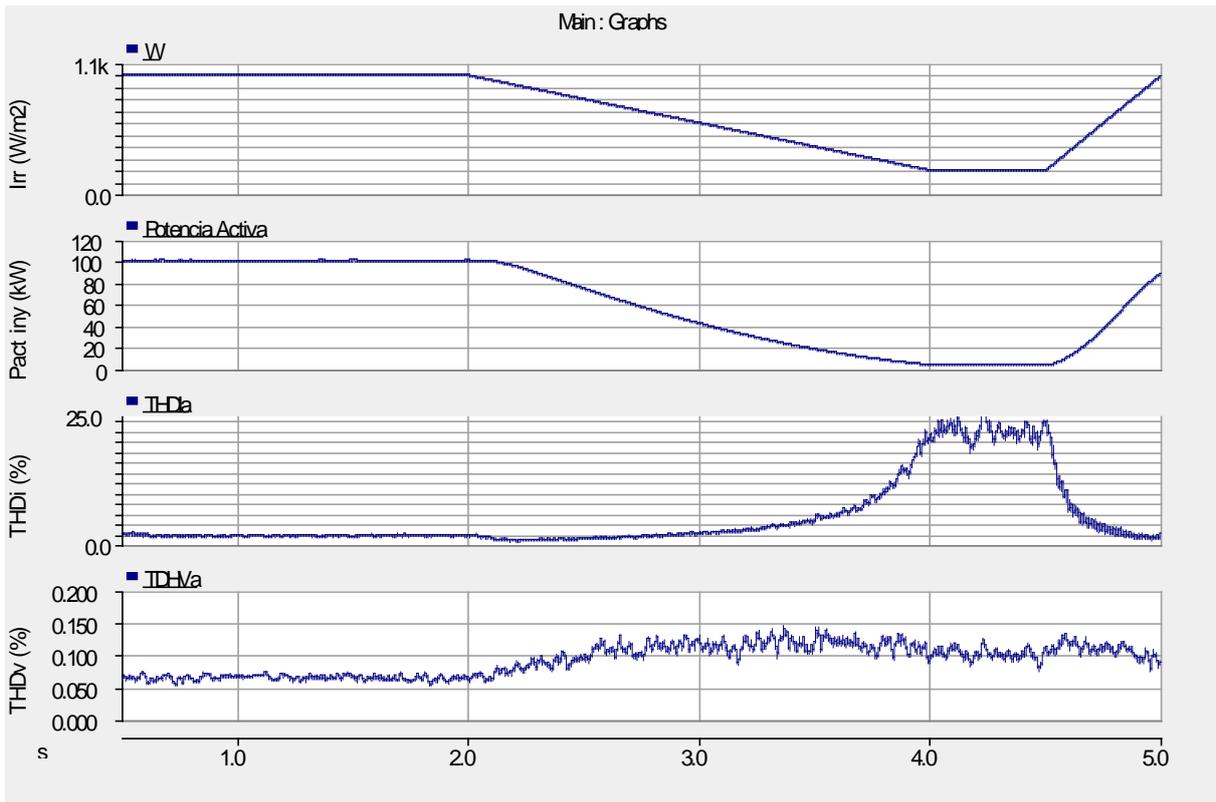


Fig. 32. Evolución de distintos parámetros eléctricos durante la simulación. De arriba abajo: irradiancia (W/m^2), potencia activa inyectada (W), distorsión armónica total de la corriente (%) y distorsión armónica total de la tensión (%). Las tres últimas magnitudes han sido medidas en el PCC.

Por su parte, la Fig. 33 y la Fig. 34 muestran el espectro armónico de corriente y de tensión, respectivamente, en un instante de producción máxima y en otro de producción mínima.

Estas simulaciones se han realizado empleando banda de histéresis síncrona para el seguimiento de la corriente de referencia (ver apartado siguiente).

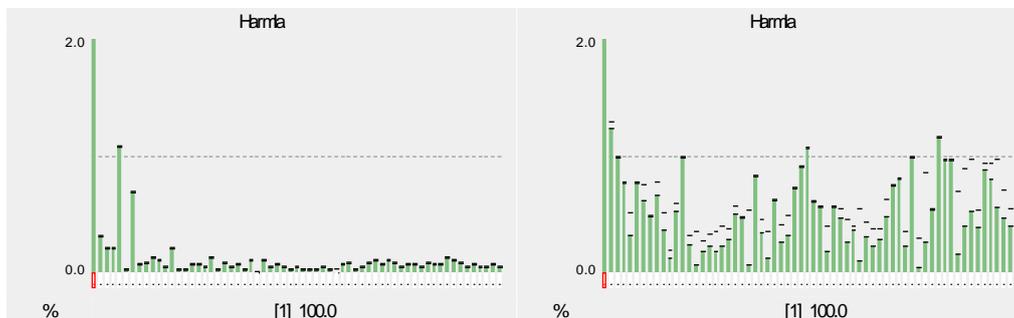


Fig. 33. Espectro armónico de corriente en el instante $t=1,5$ s (izda) y en $t=3,5$ s (dcha).

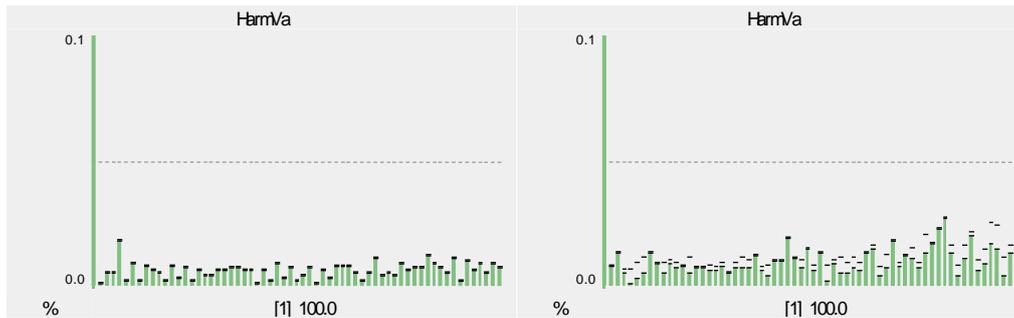


Fig. 34. Espectro armónico de tensión en el instante $t=1,5$ s (izda) y en $t=3,5$ s (dcha).

Se comprueba que, con bastante aproximación, la THDi se mantiene en valores inferiores a 3% cuando la potencia supera el 25% de la nominal (aproximadamente entre 3,3 y 4,7 s), mientras que la THDu presenta valores inferiores a 0,2% durante toda la simulación, de forma coherente con los resultados medidos en las plantas en estudio.

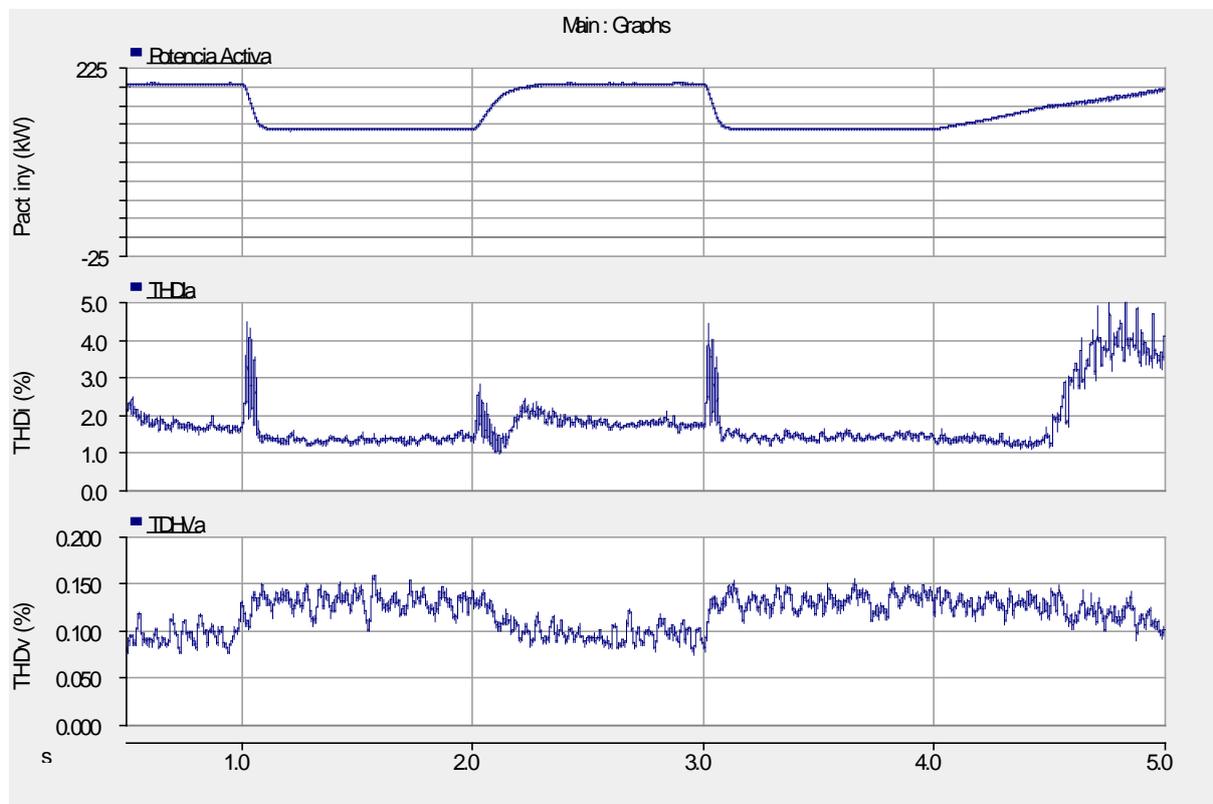


Fig. 35. Evolución de distintos parámetros eléctricos durante la simulación con dos plantas conectadas al mismo PCC. De arriba abajo, potencia activa total inyectada (W), distorsión armónica total de la corriente (%) y distorsión armónica total de la tensión (%). Las tres magnitudes han sido medidas en el PCC común a ambas plantas.

Se estudia, finalmente, la calidad de onda de la corriente y tensión en el PCC en presencia de dos plantas iguales de 100 kW cada una, conectadas al mismo PCC. Durante la simulación, cuyos resultados se muestran en la Fig. 35, la irradiancia de ambas plantas permanece igual a 1000 W/m^2 salvo en dos periodos: entre 1 y 2 segundos tras el comienzo de la simulación, la irradiancia de la planta 1 baja en rampa a 600 W/m^2 , se estabiliza durante medio segundo y vuelve a subir;

entre 3 y 4 segundos el mismo patrón de bajada a 600 W/m^2 se aplica a la planta 2. Se comprueba que la THDi se mantiene en valores aceptables durante toda la simulación, salvo en los periodos en que la irradiancia está cambiando. En estos periodos, el algoritmo MPPT está introduciendo perturbaciones para buscar el punto de máxima potencia y esto se refleja en la calidad de onda generada. En cuanto a la THDu, no se aprecian variaciones durante la simulación.

4.2 Estrategias de operación y control de inyección de energía a red

Habitualmente, una planta fotovoltaica conectada a red cuenta con tres procesos de control: el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), el control de la tensión del bus de continua y el seguimiento de la corriente de referencia en función de la estrategia de operación elegida. Los tres procesos no son independientes entre sí, por lo que el estudio de la planta completa no permite extraer conclusiones acerca del funcionamiento de cada uno de ellos. En esta simulación se aíslan los tres procesos de control para su estudio por separado. Para ello, la tensión del bus de continua se fija en un valor constante. Por su parte, el algoritmo MPPT se evaluará en un capítulo posterior mediante las magnitudes eléctricas a la salida del campo fotovoltaico, en los circuitos de corriente continua previos al inversor. De esta manera, la estrategia de operación del inversor no afecta a los resultados. Por último, para el estudio de dicha estrategia de operación se fija un algoritmo MPPT y se simula una misma variación de irradiancia, de forma que la respuesta del campo fotovoltaico sea la misma y, por tanto, las diferencias apreciadas en los resultados sean debidas solamente a la operación del inversor.

4.2.1 Operación a factor de potencia unidad

La estrategia de operación más común para un inversor fotovoltaico en fuente de tensión es inyectar la máxima potencia activa posible a partir de la potencia producida por los paneles y una potencia reactiva próxima a cero para que el factor de potencia sea prácticamente igual a la unidad. Para ello se obtiene una corriente de referencia en fase con la tensión medida en el PCC (para asegurar el factor de potencia próximo a la unidad) y con una amplitud tal que, inyectada a esa misma tensión, proporciona la máxima potencia activa.

La técnica de seguimiento de la corriente de referencia por parte del inversor da lugar a las distintas técnicas de modulación y control que se describen y prueban en este apartado. Se van a estudiar dos de las técnicas más comunes en la práctica y una variante de una de ellas [9].

Una de las técnicas más comunes para el seguimiento de la corriente de referencia por parte del inversor es la modulación por ancho de pulsos (PWM) senoidal y en realidad realiza un control por tensión. Para ello utiliza una señal portadora, que normalmente es una onda triangular a la frecuencia de

conmutación. Por su parte, las señales moduladoras son señales senoidales que reproducen la tensión de salida del inversor deseada, convenientemente escalada. Mediante la comparación de ambas señales se obtienen las señales de conmutación para el control del inversor (Fig. 36).

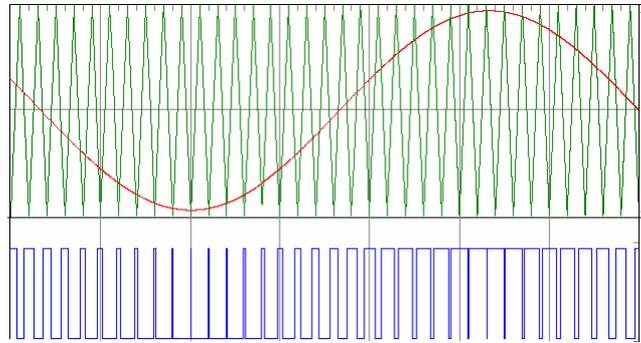


Fig. 36. Generación de señales de conmutación según la técnica PWM senoidal: arriba, señales portadora (verde) y moduladora (roja), abajo, señales de conmutación (azul) obtenidas por comparación de las anteriores.

Con esta técnica, el inversor proporcionará una tensión en sus bornes de salida cuya componente fundamental seguirá a la moduladora. Puesto que la estrategia del inversor es inyectar una corriente de referencia en el PCC, conocida la tensión en dicho punto, la señal moduladora debe calcularse a partir de la tensión en el PCC más la caída de tensión que la corriente de referencia produce en el filtro. Por ello, el diseño de esta técnica de modulación está fuertemente influido por los parámetros del filtro.

Los pasos para diseñar esta técnica de modulación son los siguientes:

- A partir de la potencia activa de referencia (potencia suministrada por el campo fotovoltaico) y la potencia reactiva de referencia (nula), se obtiene una corriente de referencia en fase con la tensión del PCC.
- Se obtiene la señal moduladora sumando a la tensión medida en el PCC la caída de tensión que la corriente de referencia produce en el filtro.
- Se elige una portadora triangular con una determinada frecuencia de conmutación (en nuestro caso 2450 Hz), muy superior a la frecuencia de la moduladora (50 Hz).
- Comparando ambas señales se obtienen las señales de conmutación del inversor.

Para la sincronización de la corriente de referencia con la tensión medida en el PCC se emplea un PLL que extrae los valores de frecuencia y fase de la tensión y se convierten las ondas de tensión de las tres fases al sistema de coordenadas d-q mediante la conocida transformación de Park [10]. En estas coordenadas se obtienen la corriente de referencia y la moduladora, la cual se somete posteriormente a la transformación inversa de Park para obtener de nuevo las tres señales moduladoras del sistema trifásico.

La Fig. 37 muestra la simulación de la técnica de modulación PWM senoidal en PSCAD. Tras pasar a coordenadas d-q la tensión (v_d/v_q) y la corriente (i_d/i_q)

medidas en el PCC se obtiene la corriente de referencia (i_{ref_d}/i_{ref_q}). La tensión que dará lugar a la señal moduladora (u_d/u_q) resulta de sumar a la tensión en el PCC la caída de tensión en el filtro (parámetros L_t/R_f , despreciando el efecto de los condensadores). Finalmente se aplica la transformada inversa de Park, se escalan las señales para obtener la moduladora y un bloque PWM obtiene las señales de modulación.

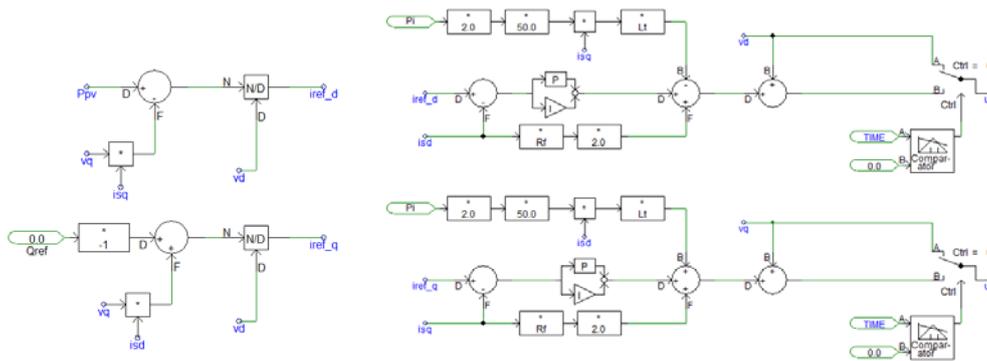


Fig. 37. Simulación de la técnica PWM senoidal en PSCAD. Izda: obtención de la corriente de referencia en coordenadas d-q; dcha: obtención de la tensión de modulación en coordenadas d-q

Con el fin de comprobar la influencia de la técnica de seguimiento de la corriente de referencia en la calidad de suministro, se representa, en la Fig. 38, la potencia activa y reactiva de salida y un detalle de la evolución experimentada por la distorsión armónica de la corriente en una situación en la que la irradiancia varía siguiendo la curva representada en la Fig. 32. No se representa la distorsión armónica de la tensión en el PCC porque no se aprecian en ella variaciones importantes en ninguna de las simulaciones realizadas.

Se comprueba la efectividad del seguimiento de las consignas de potencia activa y reactiva. Esta última oscila alrededor del valor cero durante toda la simulación, dejando que la potencia activa se adapte a la máxima potencia suministrada por los paneles.

En cuanto a la distorsión armónica de la corriente, la THD mantiene un valor inferior a 3% durante el periodo de producción máxima, pero su valor empeora rápidamente al disminuir la irradiancia.

Por otro lado, los espectros armónicos de corriente y tensión durante el periodo de producción máxima evidencian la presencia de armónicos de mayor amplitud en valores próximos a la frecuencia de conmutación (armónico 49), destacando también el quinto armónico de corriente sobre el resto (Fig. 39).

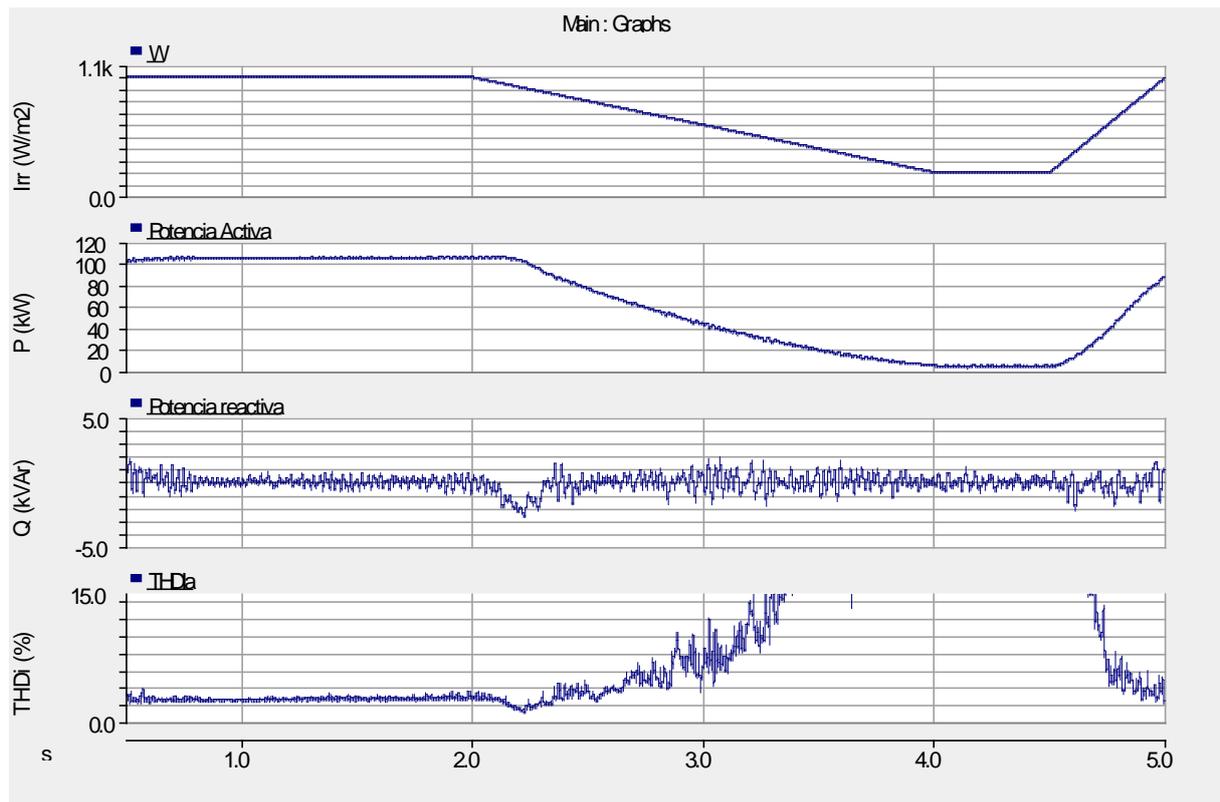


Fig. 38. Potencia activa y reactiva inyectada y THD de la corriente con irradiancia variable, utilizando la técnica de modulación PWM senoidal.

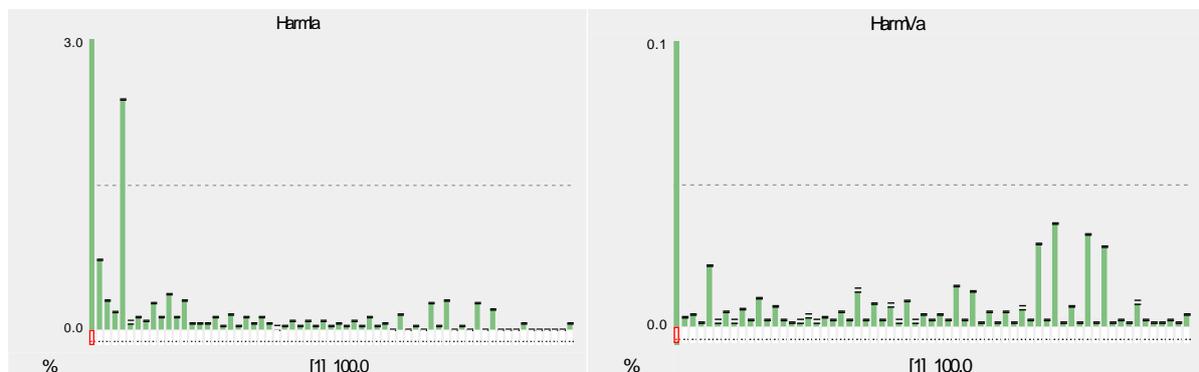


Fig. 39. Espectro armónico de corriente (izda) y tensión (dcha) durante el periodo de máxima producción (instante $t=1,5$ s), utilizando la técnica de modulación PWM senoidal.

Existen diferentes variantes de esta técnica de modulación, con el fin de mejorar ciertos aspectos o de adaptarse mejor a distintas circunstancias. Una de estas variantes es la denominada PWM en espacio vectorial (SVPWM), que modifica las señales moduladoras con una onda triangular de frecuencia triple (Fig. 40), con el fin de obtener un resultado satisfactorio empleando un valor inferior de tensión en el bus de continua. Aunque este es el objetivo principal de esta técnica, a igualdad de tensión en el bus de continua presenta un comportamiento mejor que el clásico PWM en relación a la calidad de onda de la corriente inyectada, que se refleja en la tensión del PCC y a la oscilación de potencia reactiva, como se puede apreciar en la Fig. 41 y la Fig. 42.

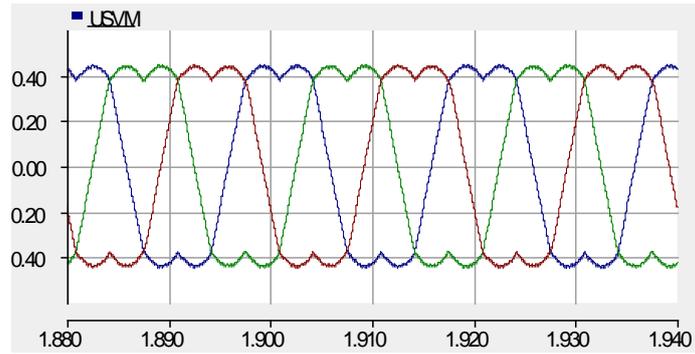


Fig. 40. Señales de tensión utilizadas en la técnica de modulación SVPWM.

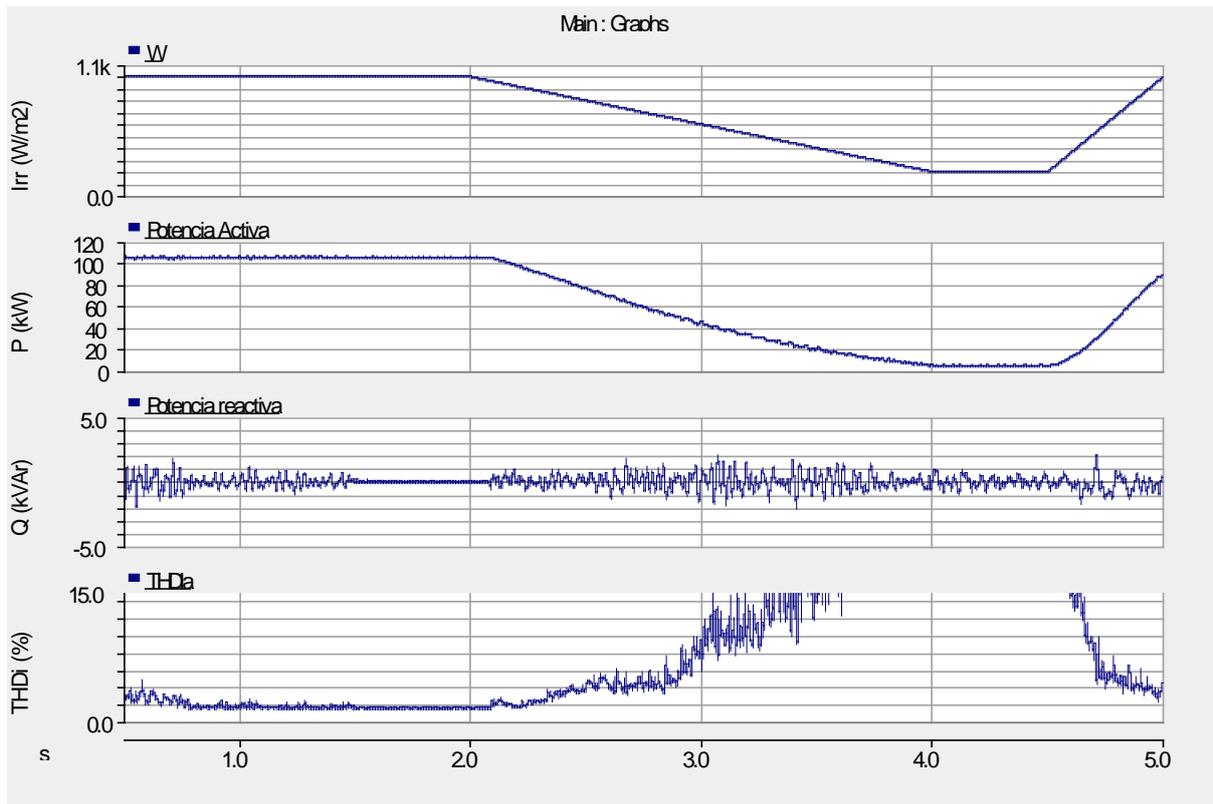


Fig. 41. Potencia activa y reactiva inyectada y THD de la corriente con irradiancia variable, utilizando la técnica de modulación SVPWM.

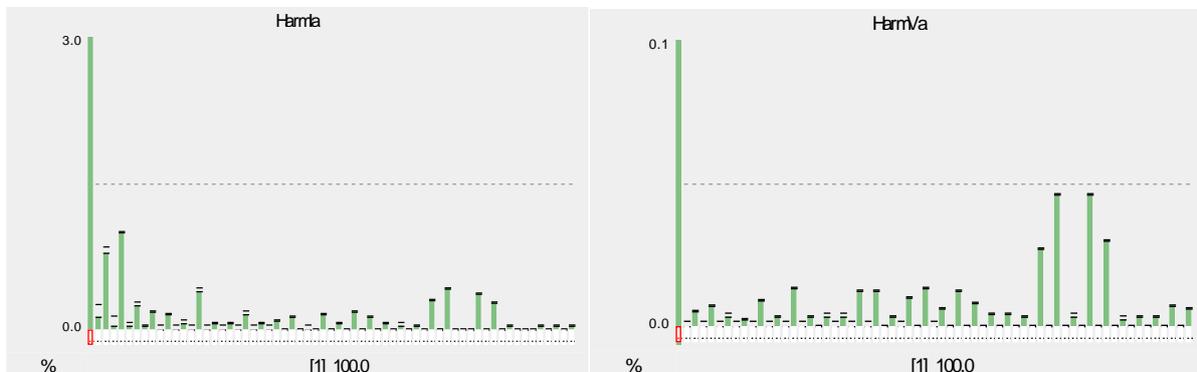


Fig. 42. Espectro armónico de corriente (izda) y tensión (dcha) durante el periodo de máxima producción (instante $t=1,5$ s), utilizando la técnica de modulación SVPWM.

Otra técnica empleada para el seguimiento de corriente de referencia por parte del inversor es la conocida como banda de histéresis síncrona, que consiste en el seguimiento de una forma de onda de referencia para la corriente que se desee inyectar en el PCC sin necesidad de una moduladora. Con una frecuencia igual a la de muestreo, se comparan la corriente medida en el PCC con la de referencia y se obtienen las señales de conmutación (Fig. 43). Este método presenta ventajas e inconvenientes sobre el PWM. Por un lado, si se trabaja con frecuencias de muestreo altas se consigue mayor efectividad en el seguimiento. Además, al realizarse el control sobre la corriente, no es necesario tener en cuenta los parámetros del filtro en su diseño. Por otro lado, al ser la frecuencia de conmutación un valor variable (inferior o igual a la mitad de la frecuencia de muestreo), se complica el diseño del filtro con respecto al caso del PWM.

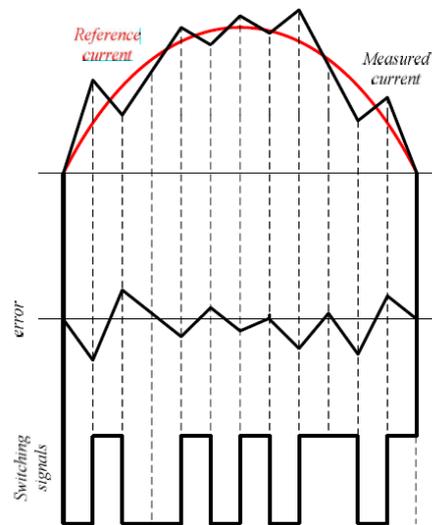


Fig. 43. Generación de señales de conmutación según la técnica banda de histéresis síncrona: arriba, corriente medida (negra) y de referencia (roja); centro, error calculado; abajo, señales de conmutación obtenidas según el signo del error.

La definición de las corrientes de referencia es equivalente al caso anterior, pero en este caso dichas corrientes se emplean directamente como variables de control para generar las señales de conmutación para el inversor (Fig. 44).

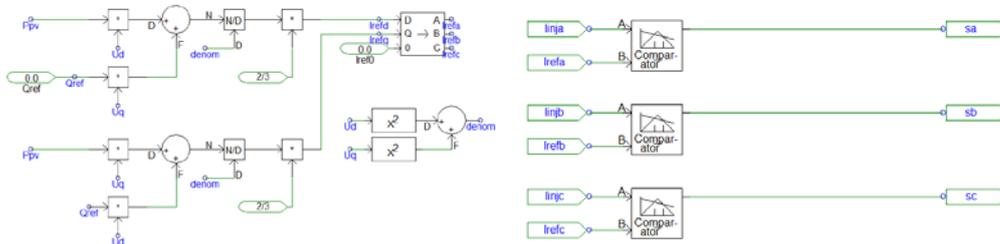


Fig. 44. Simulación de la técnica de banda de histéresis síncrona en PSCAD. Izda: obtención de la corriente de referencia; dcha: obtención de las señales de conmutación a partir de la comparación de las corrientes medidas y de referencia

Las mismas magnitudes medidas anteriormente para las técnicas de modulación PWM senoidal y SVPWM se muestran en la Fig. 45 y la Fig. 46 para la banda de histéresis síncrona. Se observa en este caso una mayor producción de potencia

reactiva. Durante el periodo de producción máxima de potencia activa, la reactiva ronda los 3 kVAr (supone que el factor de potencia es superior a 0,999) y el sentido de flujo es hacia la red en el caso simulado. Por otro lado, la calidad de onda de la corriente inyectada es similar en periodos de máxima producción pero aumenta con mayor lentitud a medida que la irradiancia disminuye. Así, esta técnica permite cumplir la condición de mantener una THD en la corriente inferior al 3 % cuando la potencia activa inyectada supere el 25% de la nominal, a diferencia del PWM. Se observa además la ausencia de armónicos en torno a la frecuencia de conmutación, al no tener esta un valor fijo.

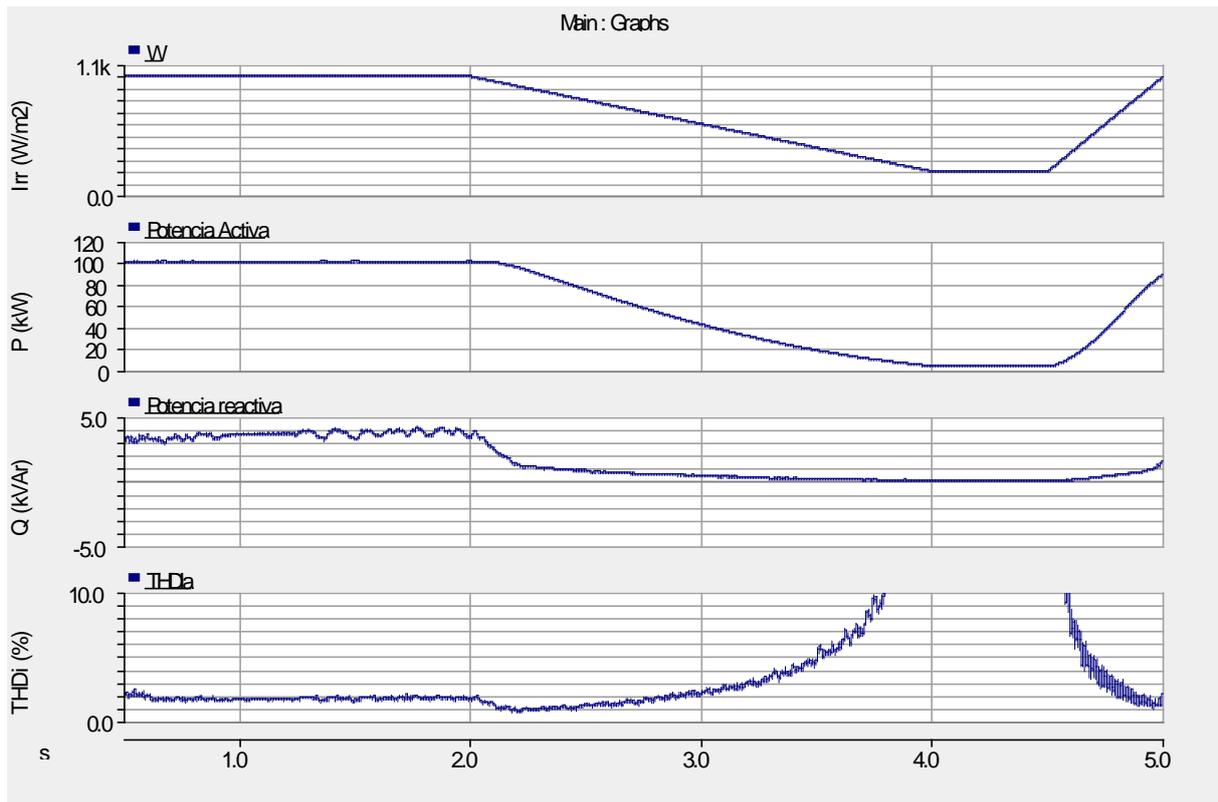


Fig. 45. Potencia activa y reactiva inyectada y THD de la corriente con irradiancia variable, utilizando banda de histéresis síncrona.

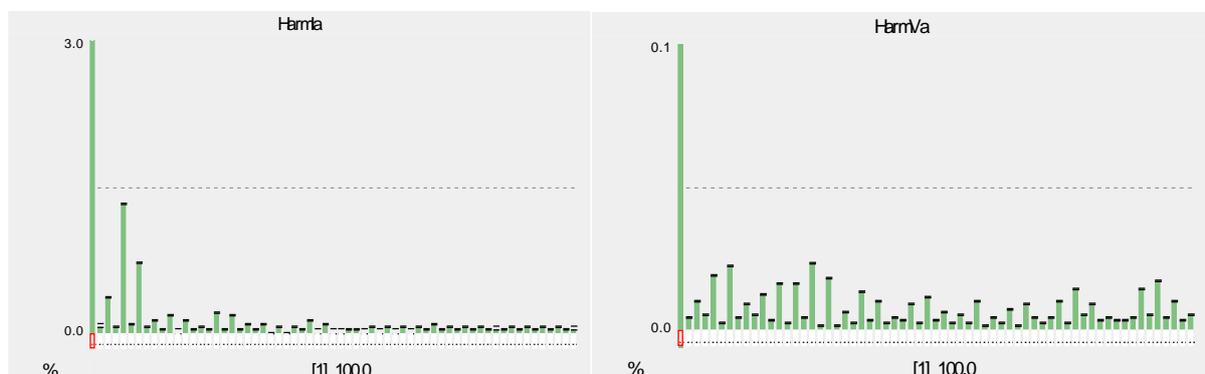


Fig. 46. Espectro armónico de corriente (izda) y tensión (dcha) durante el periodo de máxima producción (instante $t=1,5$ s), utilizando banda de histéresis síncrona.

4.2.2 Cambio de consigna en la inyección de potencia reactiva

Hasta ahora se ha estudiado la estrategia de control del inversor tal que maximiza la inyección de potencia activa y minimiza la producción o consumo de reactiva. Sin embargo, las nuevas imposiciones en materia de adscripción a centros de control de generación, comportamiento de plantas ante huecos de tensión y la posibilidad de participar en los servicios complementarios de control de tensión supone la capacidad de inyectar reactiva de forma controlada, sacrificando la producción de potencia activa si es necesario.

En las estrategias de control simuladas, esta nueva capacidad se traduce en modificar las consignas de inyección de potencia activa y reactiva. En este caso, se modificaría la consigna de potencia reactiva y se recalcularía la consigna de potencia activa para aprovechar la producción de los paneles al máximo una vez satisfecha la demanda de reactiva. Supongamos que nuestra planta, estando a plena producción, recibe una consigna por parte del operador del sistema de producción de potencia reactiva de 30 kVAr. El factor de potencia en este caso sería de 0,95. La irradiancia se mantiene constante e igual a 1000 W/m^2 en esta simulación. La Fig. 47 muestra la actuación del inversor con estrategia de modulación PWM senoidal, mientras que en la Fig. 48 se observa la actuación del inversor con banda de histéresis síncrona.

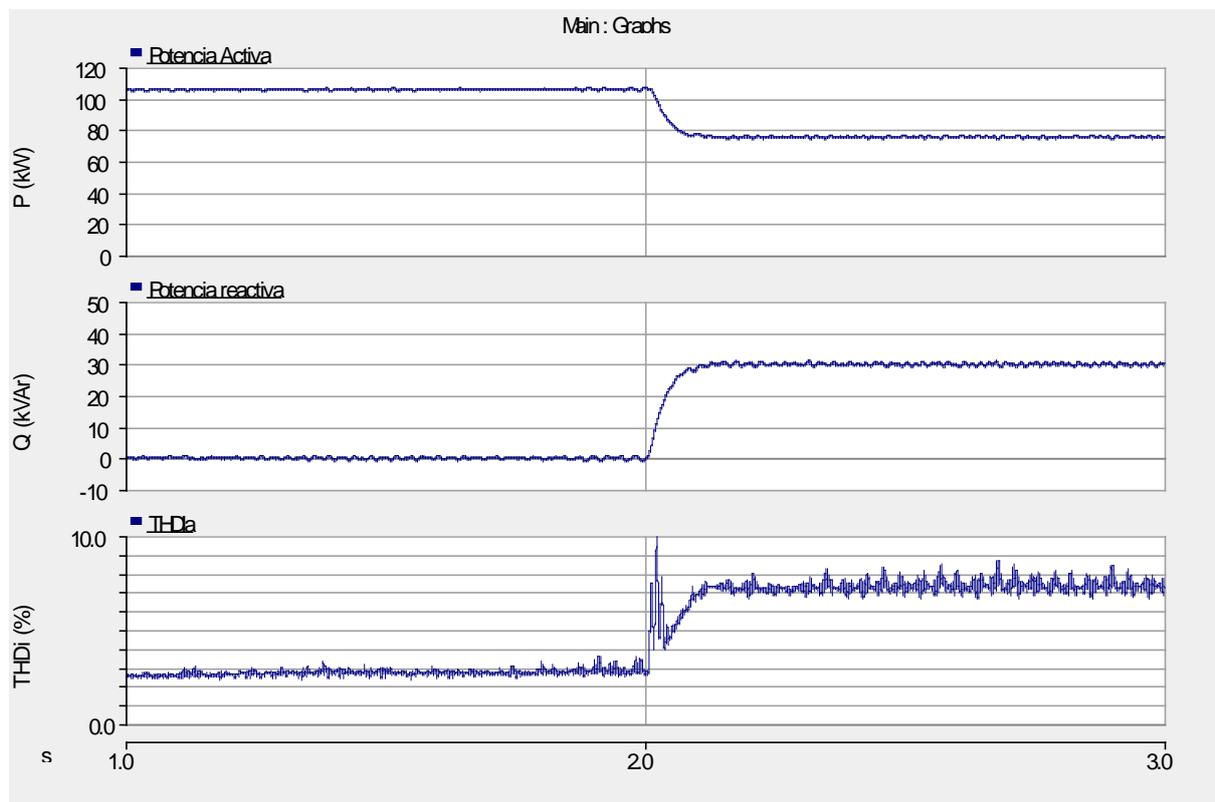


Fig. 47. Potencia activa y reactiva inyectada y THD de la corriente al variar la consigna de potencia reactiva, utilizando modulación PWM.

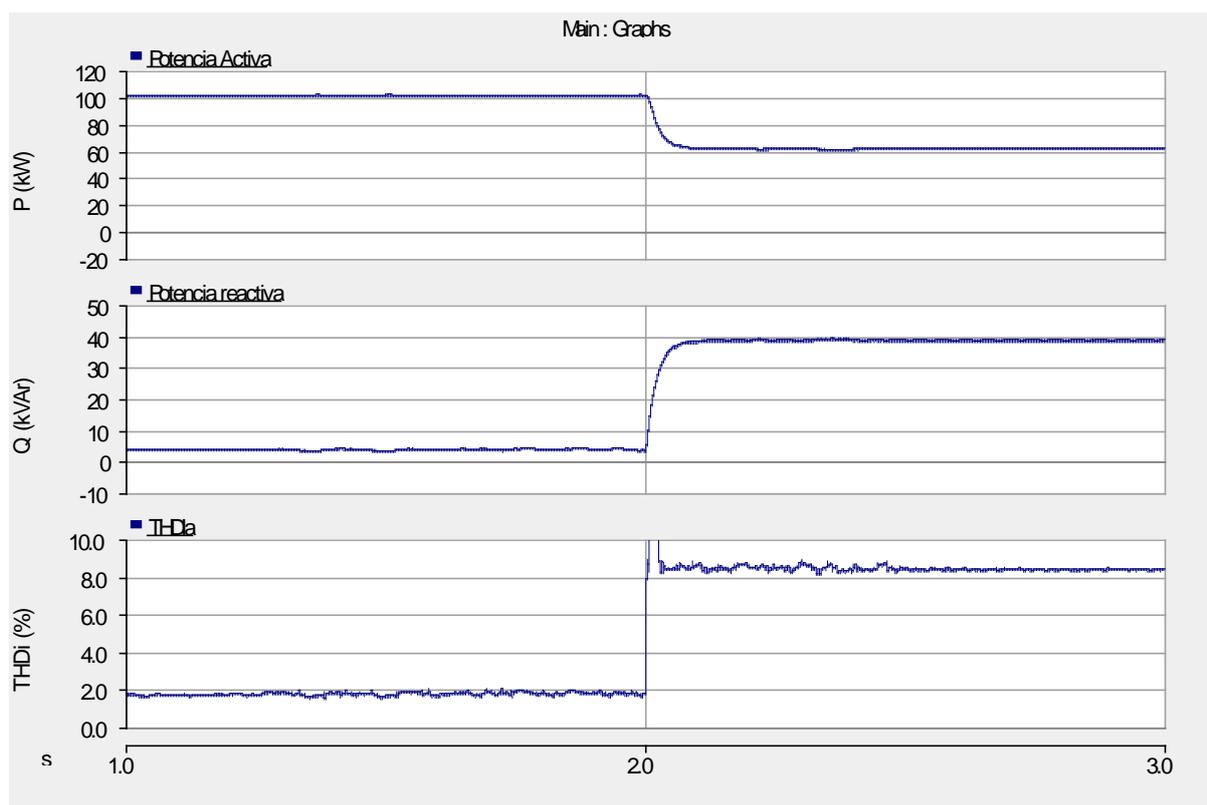


Fig. 48. Potencia activa y reactiva inyectada y THD de la corriente al variar la consigna de potencia reactiva, utilizando banda de histéresis síncrona.

De la comparación de ambas figuras se concluye que ambas técnicas son capaces de adaptarse con rapidez a la variación de consigna de potencia reactiva. La banda de histéresis muestra una mayor rapidez de respuesta y mayor estabilidad de la potencia activa generada, pero la distorsión armónica de la corriente empeora más al reducir el factor de potencia.

4.3 Algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)

El campo fotovoltaico de la planta simulada cuenta con 24 strings de 20 paneles en serie cada uno. Las características de los paneles, correspondientes a los valores estándar de irradiancia (1000 W/m^2) y temperatura (25°C) y los valores resultantes del campo fotovoltaico se muestran en la Tabla XII.

Estas características varían con la irradiancia y la temperatura, siguiendo curvas facilitadas por los fabricantes de los paneles. En este estudio se pretende estudiar el comportamiento del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) al variar las condiciones ambientales. Con el fin de comprobar el comportamiento frente a variaciones bruscas, se consideran solo variaciones de irradiancia, ya que la inercia térmica de los materiales del panel se opone a variaciones bruscas de temperatura.

Tabla XII. Características de paneles y campo fotovoltaico de la planta simulada.

		PANEL	CAMPO FOTOVOLTAICO	
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	I_{SC} (A)	8,10	24·8,10	194,4
TENSIÓN A CIRCUITO ABIERTO	V_{OC} (V)	36,60	20·36,60	732
CORRIENTE EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA	I_{MPP} (A)	7,56	24·7,56	181,44
TENSIÓN EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA	V_{MPP} (V)	29,20	20·29,20	584
POTENCIA PICO	WP (W)	221	20·24·221	106080

De los datos de la Tabla XII se deduce que la potencia total del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia es $181,44 \cdot 584 = 105,96$ kW, en condiciones estándar.

La Fig. 49 muestra la curva de variación de las características del panel frente a variaciones de irradiancia.

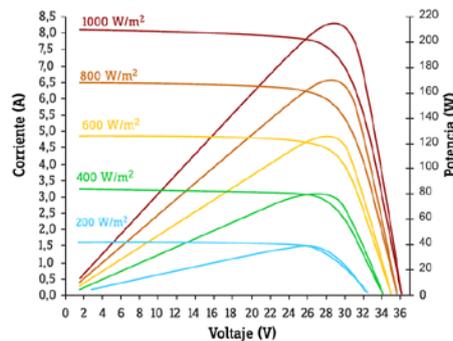


Fig. 49. Características I-V y $P_{máx}$ -V del panel a 25° y distintos valores de irradiancia (fuente: fabricante)

Se va a evaluar el comportamiento de tres de los algoritmos MPPT más utilizados en la práctica [11]: perturbación y observación, conductancia incremental y control realimentado dP/dV . Se simulará con cada uno de ellos una situación en la que la irradiancia inicial de 1000 W/m^2 desciende bruscamente hasta 600 W/m^2 y vuelve a subir posteriormente al valor inicial. Esta situación simula el paso de una nube sobre el campo fotovoltaico. Posteriormente se simula una oscilación de la irradiancia, correspondiente a la alternancia de nubes y claros. Según los valores de la Fig. 49 y el número de paneles en serie y paralelo de la planta, a 600 W/m^2 la potencia máxima se sitúa alrededor de 60 kW.

4.3.1 Perturbación y observación

De la observación de la Fig. 49 se concluye que mediante el incremento/decremento de la tensión en el panel, la potencia aumenta/disminuye a la izquierda del valor máximo de la curva (MPP) mientras que se comporta de manera contraria a la derecha del MPP. El método MPPT

llamado perturbación y observación consiste en provocar pequeñas perturbaciones en la tensión de los paneles y observar la reacción de la potencia. Según el sentido de variación de esta, se deduce si el estado de funcionamiento está a la izquierda o a la derecha del MPP y, en consecuencia, se decide el sentido de la siguiente perturbación de la tensión. Al alcanzar el MPP, se invierte el signo de variación de la potencia. Este método es sencillo de implementar pero relativamente lento, lo cual dificulta la salida del sistema de máximos locales.

La Fig. 50 muestra la respuesta de este algoritmo MPPT ante los perfiles de variación de irradiancia antes descritos.

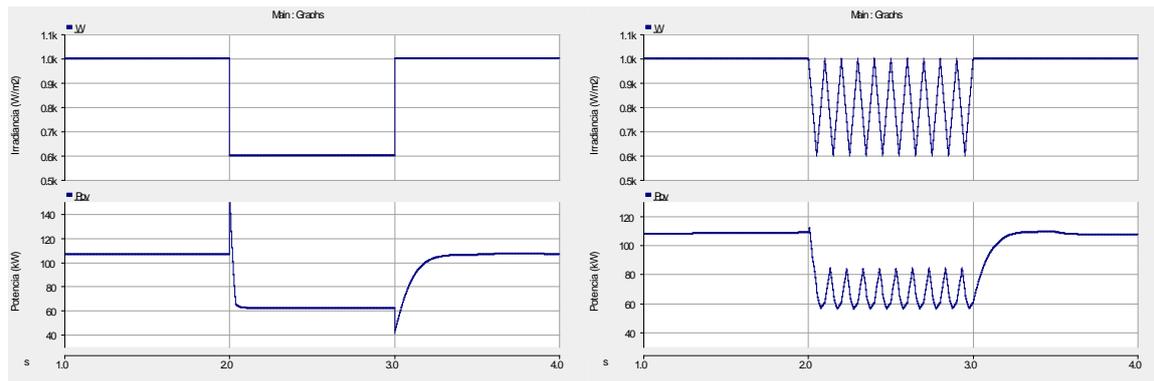


Fig. 50. Respuesta de algoritmo MPPT perturbación y observación a variaciones bruscas de irradiancia: arriba, variación de irradiancia; abajo, potencia activa producida por el campo fotovoltaico

4.3.2 Conductancia incremental

Este método MPPT parte de la premisa de que la derivada de la potencia en el punto máximo de la curva es igual a cero. Al ser en corriente continua la potencia igual al producto de tensión y corriente, la derivada es:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(I \cdot V)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV}$$

En el punto de máxima potencia (MPP), esta derivada es igual a cero, por lo tanto, en dicho punto:

$$\frac{dP}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = 0 \Rightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}$$

Por su parte, a la izquierda del MPP la derivada de la potencia es positiva y el primer término de la expresión es mayor que el segundo, y al contrario a la derecha del MPP.

En la práctica se simplifica el método trabajando con incrementos de corriente y de tensión de pequeño tamaño. Se provocan variaciones de tensión y, mediante la observación de la igualdad/desigualdad de la expresión anterior se decide el sentido de la perturbación siguiente, de la misma forma que se hacía en el método de perturbación y observación. Al pasar por el MPP cambia el signo de la igualdad/desigualdad y cesa la perturbación.

La Fig. 51 muestra la respuesta de este algoritmo MPPT ante los mismos perfiles de variación de irradiancia del caso anterior.

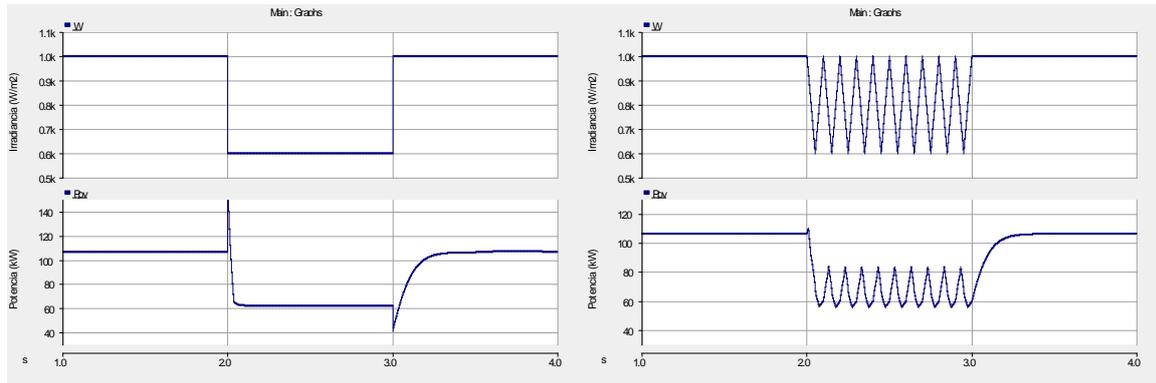


Fig. 51. Respuesta de algoritmo MPPT conductancia incremental a variaciones bruscas de irradiancia: arriba, variación de irradiancia; abajo, potencia activa producida por el campo fotovoltaico

4.3.3 Control realimentado dP/dV

Partiendo de la misma premisa que el método anterior, este método se basa directamente en que la derivada de la potencia en el punto máximo de la curva es igual a cero. Este valor, calculado mediante incrementos de potencia y de tensión a la frecuencia de muestreo, entra a un controlador PI, que proporciona variaciones de tensión tales que la derivada se mantenga próxima a cero.

La Fig. 52 muestra la respuesta de este algoritmo MPPT ante los mismos perfiles de variación de irradiancia de los casos anteriores.

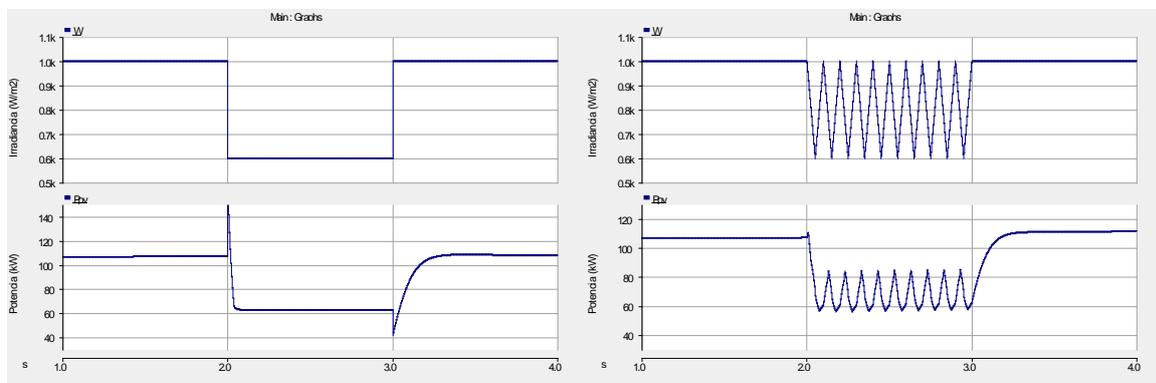


Fig. 52. Respuesta de algoritmo MPPT control realimentado dP/dV a variaciones bruscas de irradiancia: arriba, variación de irradiancia; abajo, potencia activa producida por el campo fotovoltaico

De la observación de las figuras se extrae que el comportamiento de los tres algoritmos es prácticamente idéntico en los casos estudiados. Todos ellos siguen con celeridad los cambios de irradiancia, incluso cuando estos responden a escalones en lugar de rampas. En este caso se producen picos durante las transiciones, aunque estos picos prácticamente no existen cuando la variación de irradiancia se produce en rampa, incluso con fuerte pendiente y rápida variación. La velocidad de respuesta es muy similar en los tres casos. La única diferencia

apreciada es un mayor tiempo de estabilización de la potencia generada tras las variaciones de irradiancia al utilizar el método de perturbación y observación.

4.4 Protección anti-isla

Según se establece en los Reales Decretos 413/2014 [2] y 1699/2011 [12], las plantas fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución en caso de que esta quede desconectada de la red, es decir, en situación de isla. Las protecciones anti-isla van integradas en el inversor y suelen corresponder a métodos pasivos, como la medida de impedancia de red, derivada de frecuencia, etc.

El fallo de las protecciones anti-isla de los inversores puede dar lugar a las siguientes situaciones peligrosas:

- presencia de tensión inesperada durante cortes por mantenimiento;
- maniobra en carga de seccionadores tras el corte de red;
- la estabilidad de tensión y frecuencia en la isla no está garantizada;
- el reenganche a la red sin sincronismo puede producir transitorios peligrosos.

Incluso si la protección anti-isla funciona, y deriva en la desconexión de la planta, durante el tiempo que transcurre hasta la desconexión tras la isla puede ocurrir lo siguiente:

- el inversor busca inyectar la corriente correspondiente a la máxima potencia en fase con la tensión en el PCC;
- si el consumo en la red en isla es inferior a la producción de la planta, el inversor sube la tensión para compensar la bajada de corriente;
- ocurren sobretensiones transitorias que pueden dañar equipos sensibles, como contadores o tarjetas de comunicaciones.

El principio de funcionamiento básico de los métodos anti-isla consiste en medir la tensión y la frecuencia a la salida de la planta. Cuando la planta y parte de la red de distribución se quedan en isla por la desconexión de la red principal, la planta sigue intentando inyectar la máxima potencia activa y potencia reactiva nula, en lugar de adaptarse a la demanda del PCC. Normalmente esto da lugar a un desbalance de potencias que ocasionan variaciones de tensión y/o frecuencia. Las protecciones de máxima/mínima tensión y máxima/mínima frecuencia del inversor lo desconectan y la planta deja de aportar tensión al PCC. Sin embargo, si se da la circunstancia de que la demanda de potencias activa y reactiva en el PCC se aproxima a los valores producidos por la planta, la tensión y frecuencia en el PCC podrían mantenerse dentro de los límites admisibles y la planta no se desconectaría. La combinación de diferencias máximas de potencia activa y reactiva entre generación y demanda que podría hacer fallar la protección anti-isla se denomina zona de no detección y varía con el método de protección empleado.

Es más, se ha comprobado que en situaciones con presencia de múltiples inversores en la misma línea de distribución, las protecciones anti-isla pueden fallar, ya que es más fácil alcanzar el equilibrio de potencias a medida que aumenta el número de plantas y de cargas en la red. Para abordar este problema, algunas distribuidoras han impuesto la implantación de sistemas de protección anti-isla activos, que cuentan con una zona de no detección menor, como el SFS (*Sandia Frequency Shift*) [13].

Este método modifica la fase de la corriente en un factor $cf=cf_0+K(f-50)$, siendo f la frecuencia medida en el inversor y cf_0 y K parámetros ajustables.

Durante el tiempo que la planta está conectada a red, la frecuencia mantiene valores próximos a 50 Hz y el método no produce más que una leve distorsión causada por las pequeñas fluctuaciones de la frecuencia de red y los errores de medida de frecuencia obtenidos por el PLL situado en el PCC, como consecuencia, sobre todo, de la distorsión armónica. Sin embargo, cuando las protecciones de red actúan y se establece una situación de isla, la frecuencia se desviará del valor de referencia de 50 Hz en la medida en que el balance de potencias en la instalación se rompa. Una pequeña variación en la frecuencia será realimentada positivamente por el factor K y la frecuencia del sistema saldrá de los límites admisibles con mayor rapidez.

La Fig. 53 ilustra la distorsión de la corriente desde que se produce la situación de isla y antes de su despeje, por aplicación de este método (el efecto está exagerado en esta figura).

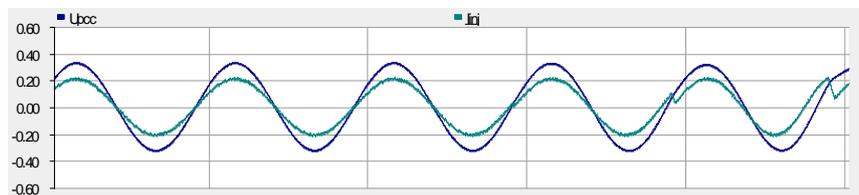


Fig. 53. Distorsión de la corriente provocada por el método anti isla SFS. Se representa la corriente inyectada en una fase (verde) frente a la tensión de la fase (azul).

Es evidente que durante el funcionamiento normal de la planta, conectada a red, este método produce una perturbación de la forma de onda de corriente que puede dar lugar a un empeoramiento de la distorsión armónica de la corriente inyectada.

Se ha simulado el efecto de la implantación del sistema anti-isla SFS sobre la planta estudiada. Entre las distintas estrategias de operación probadas se ha elegido para este estudio aquella basada en banda de histéresis, la cual, al hacer un seguimiento directo de la corriente de referencia, solo requiere modificar el ángulo de fase de dicha corriente.

La Fig. 54 muestra la distorsión armónica de la corriente inyectada por la planta a plena potencia cuando está conectada a red, con y sin la protección anti-isla SFS (los valores de K y cf_0 se fijan en 0,01 y 0,001 respectivamente). Se aprecia un ligero aumento de la distorsión armónica, sobre todo en los armónicos de

bajo orden, aunque no influye de forma importante en la calidad de suministro de la corriente inyectada.

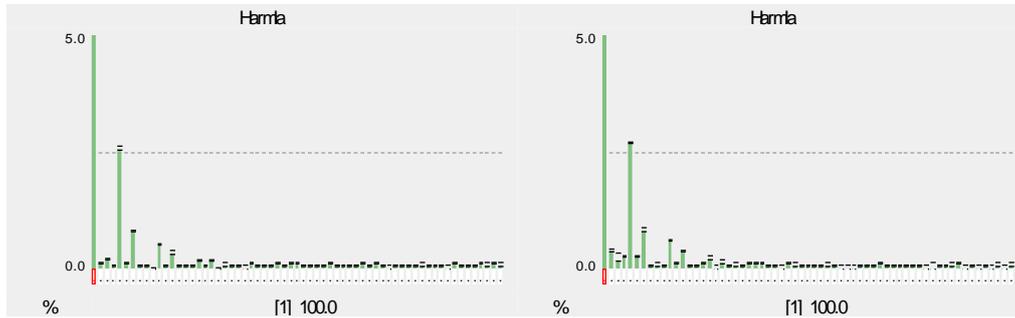


Fig. 54. Espectro armónico de la corriente inyectada por la planta a red, en condiciones nominales de potencia. Izda: sin SFS (THDi = 2,70%); dcha: con SFS (THDi = 2,87%).

Para evaluar la actuación de la protección anti-isla, se conecta al PCC una carga RL en estrella que demanda la misma potencia activa de la planta. La demanda de reactiva de la carga se compensa por una batería de condensadores en estrella con la misma potencia reactiva, de forma que la demanda de reactiva del conjunto es nula. El factor de calidad de la carga se elige de 2,5, como se recomienda en numerosas publicaciones para probar los sistemas anti-isla. En este caso y con los mismos valores ya fijados para K y cf_0 , se abre el interruptor de red en el instante $t=2$ s y la protección anti-isla actúa en unos 0,63 s (Fig. 55). Si el sistema hubiera contado simplemente con las protecciones de máxima/mínima tensión y máxima/mínima frecuencia, en estas mismas circunstancias la frecuencia se mantiene dentro de los límites admisibles y 3 segundos después del comienzo de la situación de isla, la protección no ha actuado (Fig. 56).

Se concluye, por tanto, que el método SFS mejora la efectividad de la protección anti-isla sin empeorar significativamente la calidad de onda de la corriente inyectada a red en funcionamiento normal, por lo que su implementación es ventajosa.

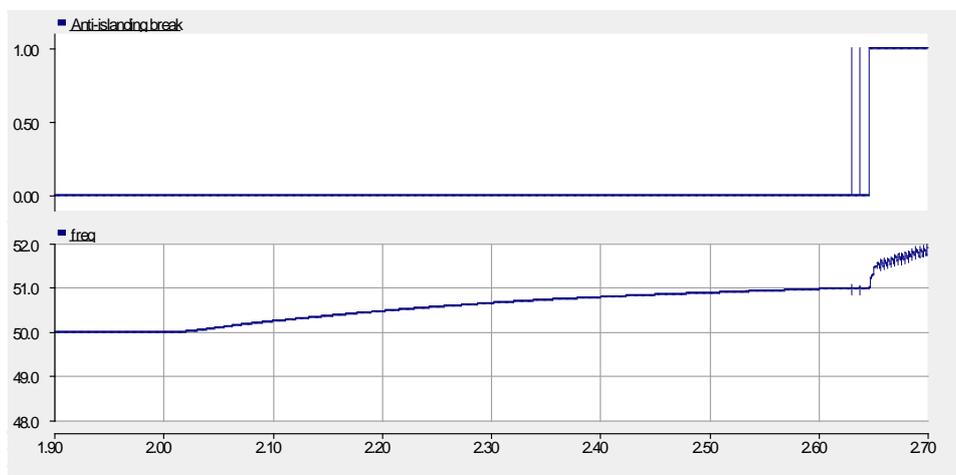


Fig. 55. Actuación de la protección anti-isla SFS. Arriba: actuación de la protección (0=sin actuar, 1=actuación); abajo, evolución de la frecuencia.

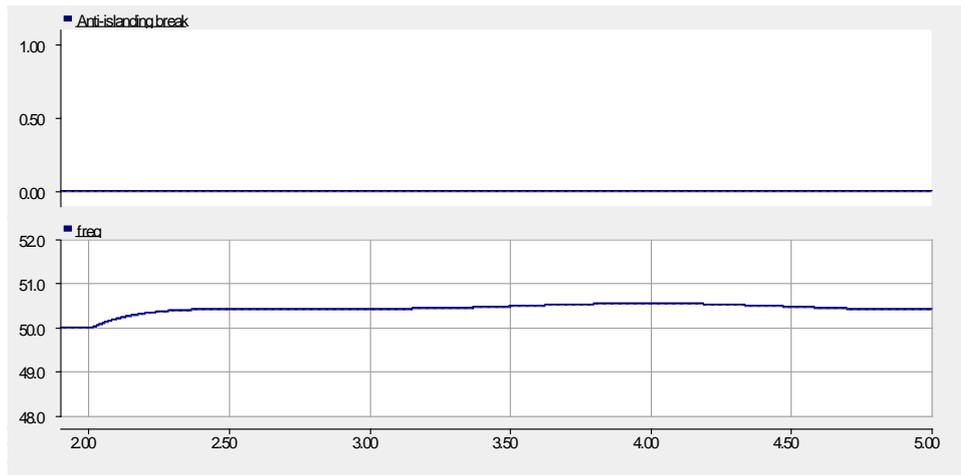


Fig. 56. Actuación de la protección de máxima/mínima frecuencia sin SFS. Arriba: actuación de la protección (0=sin actuar, 1=actuación); abajo, evolución de la frecuencia.

No obstante, los sistemas anti-isla suelen fallar en presencia de múltiples inversores o de ciertas cargas, como motores asíncronos (instalaciones de riegos, por ejemplo). En el primer caso, y aun contando con protección anti-isla SFS, el esfuerzo de cada uno de ellos por perturbar la frecuencia de la corriente podría cancelarse entre sí, ralentizando o anulando la actuación de la protección. En el segundo caso, la inercia mecánica de los motores y su potencia activa variable podrían también oponerse a las variaciones de frecuencia.

Para ilustrar lo que ocurre, sobre dos inversores situados en distintos PCC, se ha evaluado la evolución de la frecuencia de la corriente inyectada por ellos tras una isla. Se ha observado que ambos presentan la misma evolución de la frecuencia y su desconexión, en su caso, es simultánea. La Fig. 57 muestra las gráficas de evolución de la frecuencia frente al tiempo en dos casos, ambos con sistemas SFS implementados: en el primer caso los parámetros cf_0 y K del algoritmo son iguales (arriba); en el segundo caso, se reduce en una de ellas el valor del más influyente de ellos, $K=0,001$ (abajo). Se comprueba que, en el segundo caso, la presencia en la red de un inversor cuya protección SFS tiene menor efectividad (por el menor valor de K) provoca en ambos inversores el fallo de la protección anti-isla.

Un caso más habitual es el de múltiples inversores conectados al mismo PCC por pertenecer a la misma huerta solar. Se simulan a continuación cinco inversores de las mismas características conectados al mismo PCC. Si todos ellos cuentan con la protección anti-isla ajustada con los mismos parámetros, en caso de isla se desconectan todos ellos simultáneamente (Fig. 58). El disparo simultáneo en plantas conectadas al mismo PCC es lógico, ya que la desconexión de una de ellas rompería el posible balance de potencias previo y provocaría la actuación de las protecciones anti-isla de las plantas restantes.

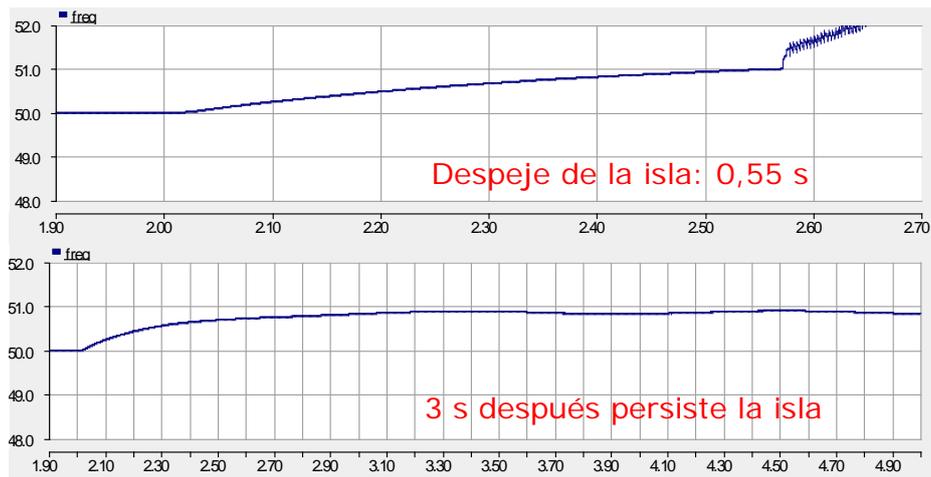


Fig. 57. Evolución de la frecuencia tras una situación de isla con SFS, igual para dos inversores conectados a distintos PCC de la misma red: arriba, mismos parámetros para SFS; abajo, distintos parámetros para SFS.

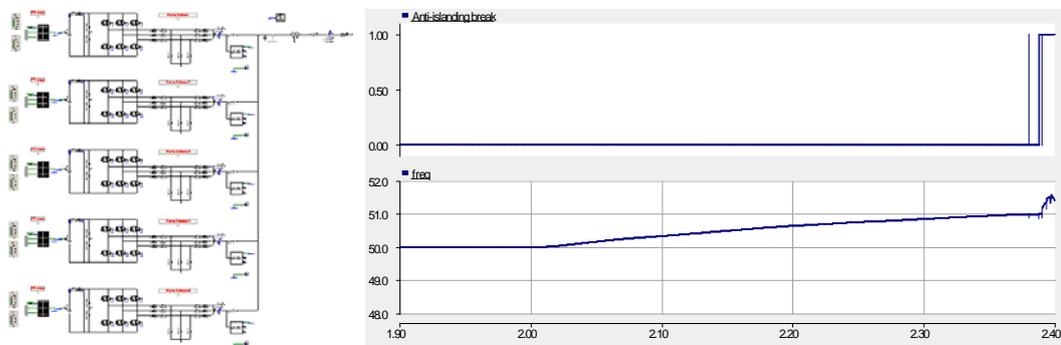


Fig. 58. Modelo simulado de 5 plantas en el mismo PCC (izda) y actuación de la protección anti-isla, igual en todas ellas (dcha).

Sobre ese mismo esquema se ha variado el número de plantas conectadas y se ha probado la efectividad de las protecciones anti-isla si alguna de dichas plantas reduce el valor del parámetro K a 0,001. La actuación, de producirse, es simultánea en todos los casos. Se obtienen los siguientes resultados:

- Con dos plantas conectadas, basta con que una cuente con un valor de K reducido para quedar ambas en isla tras 3 segundos desde su comienzo.
- Con tres plantas conectadas, es necesario que las tres cuenten con un K reducido para quedar en isla.
- Con cuatro plantas conectadas, todas se quedan en isla si tres de ellas cuentan con un K reducido.
- Con cinco plantas conectadas, cuatro de ellas deben tener un valor reducido de K para que ocurran islas prolongadas.

No es fácil obtener una conclusión clara de estos resultados, pero sí se evidencia que la presencia de otros inversores cerca afecta a la efectividad de los sistemas anti-isla.

Por último, se prueba la presencia de motores asíncronos entre las cargas, muy frecuente en zonas rurales con fuerte presencia de sistemas de riego. Para ello, se conecta en el PCC un motor de jaula de ardilla de 11 kW y se ajusta la carga

RL y la batería de condensadores para asegurar el balance de potencias con la producción de la planta. Se extiende la simulación 20 segundos más para esperar a que las magnitudes eléctricas se estabilicen tras la conexión del motor y se provoca la isla en el instante $t=22$ s. La constante K se fija en 0,01. En estas circunstancias, la protección anti-isla actuaba antes de 1 segundo cuando no había motor entre las cargas. La Fig. 59 muestra cómo la frecuencia de la corriente oscila alrededor de 50 Hz y se mantiene dentro de los límites admisibles durante más de 8 segundos tras el inicio de la situación de isla.

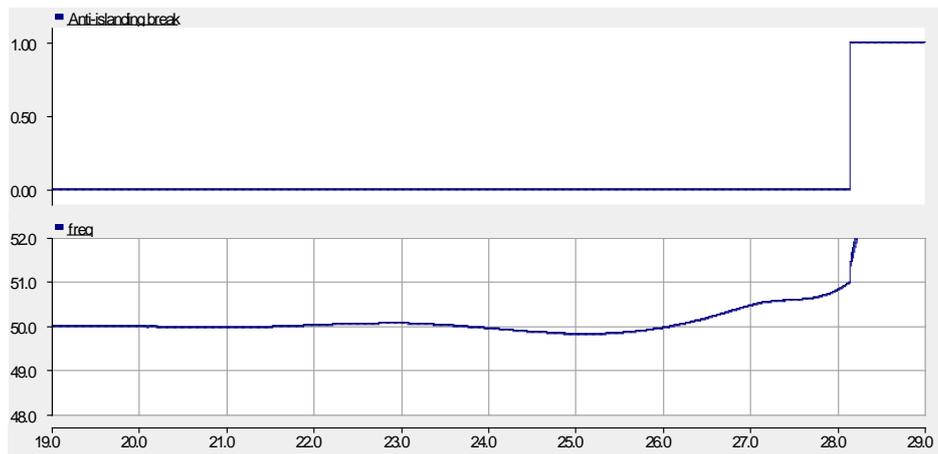


Fig. 59. Actuación de la protección anti-isla cuando entre las cargas hay un motor asíncrono de 11 kW.

5 PRUEBAS EXPERIMENTALES

Como última fase del estudio, se realizan pruebas experimentales para validar algunas de las conclusiones extraídas de los estudios anteriores de medidas en las plantas y de simulación. El modelo a escala de laboratorio para pruebas consta de los siguientes equipos (Fig. 60):

- Fuente de alimentación DC Chroma 62150H (emulador de paneles fotovoltaicos).
- Inversores SMA Sunny Mini Central 6000 A
- Analizador Fluke 435
- Osciloscopio Tektronix TDS 5034
- Instalación eléctrica de conexión a red y cargas, sondas, equipo informático, sistema de comunicaciones y elementos auxiliares.

Todas las pruebas se han llevado a cabo midiendo simultáneamente las magnitudes eléctricas en los lados de continua y alterna, registrando datos cada 0,5 s.

Las pruebas realizadas en este estudio pueden ser aplicadas a inversores en planta. Junto con el examen visual de la instalación y la comprobación de las comunicaciones existentes, estas pruebas podrían constituir un protocolo de evaluación de plantas fotovoltaicas para ser realizado antes de su puesta en funcionamiento y periódicamente durante su vida útil.



Fig. 60. Equipo de pruebas en laboratorio.

5.1 Rendimiento y producción de potencia reactiva

Durante la etapa de medidas en las plantas se observó que en aquellas configuraciones con más de un inversor y estrategia maestro-esclavo, la entrada del esclavo suponía la reducción del régimen de carga del maestro. En este apartado se evalúa el rendimiento del inversor a distintos niveles de potencia para comprobar si esta estrategia de funcionamiento puede contribuir a empeorar de forma importante el rendimiento.

Se evalúa el rendimiento de los inversores al 20, 60 y 100 % de la potencia nominal del inversor. Este rendimiento se calcula como la relación entre la potencia activa medida a la salida del inversor y la potencia medida a la entrada del mismo, manteniendo la irradiancia y la temperatura en valores constantes que den lugar a las potencias deseadas. La Tabla XIII presenta los valores medios de rendimiento obtenidos en las pruebas durante el periodo de tiempo en que los parámetros están estabilizados.

Tabla XIII. Rendimiento medio de inversor a distintos regímenes de funcionamiento.

RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO	20%	60%	100%
RENDIMIENTO MEDIO (%)	92,95	94,29	93,94

De la prueba se concluye que el rendimiento del inversor se mantiene aproximadamente en los mismos niveles al variar el régimen de funcionamiento. De hecho, la prueba a potencia nominal arrojó un rendimiento ligeramente inferior a la correspondiente al 60% de régimen de funcionamiento. Cabe también destacar que los rendimientos medidos son ligeramente inferiores a los declarados por el fabricante en condiciones normalizadas de ensayo.

En cuanto a la producción de potencia reactiva, la Tabla XIV muestra los valores medios de potencia activa y reactiva inyectadas en red en cada uno de los tres ensayos anteriores.

Los valores de la tabla suponen factores de potencia medios muy cercanos a la unidad cuando el régimen de funcionamiento es superior o igual al 60% y superior a 0,98 cuando el inversor trabaja al 20% de su potencia nominal. Sin embargo, lo más destacado de los valores mostrados en la tabla es el cambio de

signo de la potencia reactiva. El criterio de signos es tal que la potencia reactiva es positiva cuando fluye en el mismo sentido que la activa, es decir, cuando es inyectada a red. Esto ocurre en regímenes de funcionamiento bajos, sin embargo, al aumentar el régimen de funcionamiento, el inversor pasa a absorber potencia reactiva de la red.

Tabla XIV. Potencia activa y reactiva inyectada a distintos regímenes de funcionamiento.

RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO	20%	60%	100%
POTENCIA ACTIVA MEDIA (W)	928,07	2829,11	4695,18
POTENCIA REACTIVA MEDIA (VAR)	164,65	-11,25	-139,10

A continuación se realizan varias pruebas con un régimen variable de irradiancia que va aumentando en rampa desde el 10% hasta el 100% del valor necesario para alcanzar la potencia máxima fijada, que de nuevo adopta los valores de los tres ensayos anteriores. La Fig. 61, la Fig. 62 y la Fig. 63 muestran la evolución de las potencias activa y reactiva (eje izquierdo) y el factor de potencia (eje derecho) para regímenes de funcionamiento del 20, 60 y 100% de la potencia nominal del inversor, respectivamente.

Se comprueba que las oscilaciones debidas a la búsqueda del punto de máxima potencia son mayores cuanto menor es el régimen de funcionamiento, confirmando la conclusión comentada anteriormente.

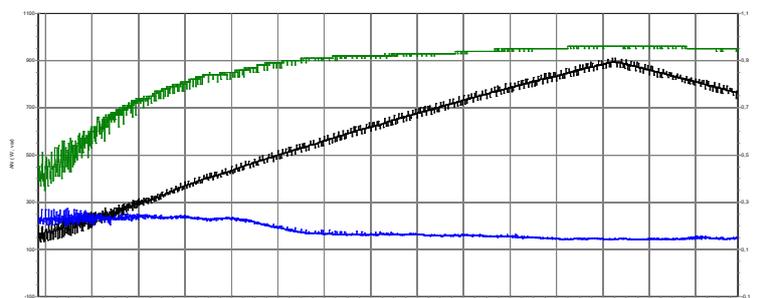


Fig. 61. Potencia activa (negro) y reactiva (azul) y factor de potencia (verde) con una rampa de subida de irradiancia que alcanza un régimen de funcionamiento del 20% de la potencia nominal.

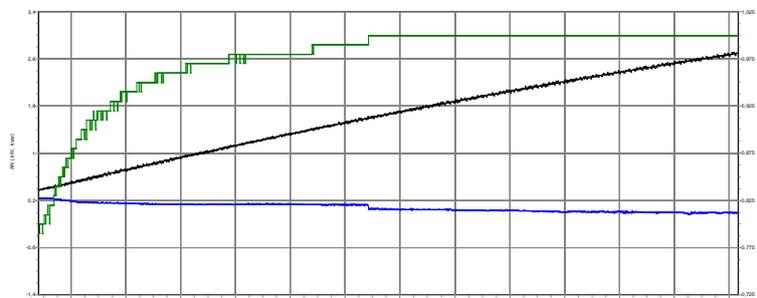


Fig. 62. Potencia activa (negro) y reactiva (azul) y factor de potencia (verde) con una rampa de subida de irradiancia que alcanza un régimen de funcionamiento del 60% de la potencia nominal.

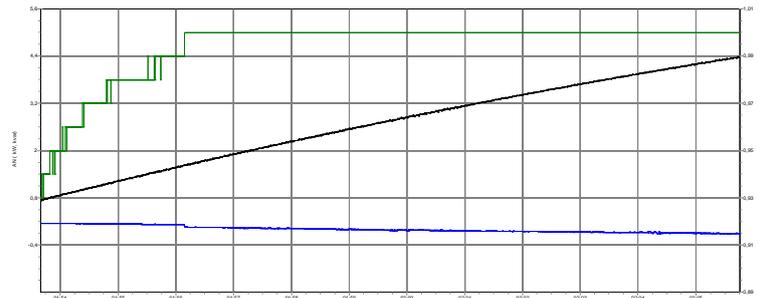


Fig. 63. Potencia activa (negro) y reactiva (azul) y factor de potencia (verde) con una rampa de subida de irradiancia que alcanza un régimen de funcionamiento del 100% de la potencia nominal.

La Fig. 64 muestra la evolución del punto de funcionamiento sobre las curvas del campo fotovoltaico simulado en la prueba. El software asociado a la fuente Chroma permite obtener estas imágenes. A modo de ejemplo se muestran las imágenes correspondientes al régimen de funcionamiento del 60% de la potencia nominal.

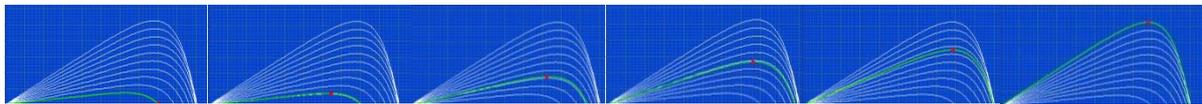


Fig. 64. Evolución del punto de funcionamiento sobre las curvas de paneles fotovoltaicos (punto rojo sobre la curva verde). La curva superior se ajusta al 60% de la potencia nominal del inversor.

5.2 Eficiencia del MPPT

Se realizan dos tipos de tests para evaluar la eficiencia del algoritmo MPPT de un inversor:

- Test estático: efectividad y tiempo de respuesta para alcanzar el MPP, fijados unos determinados valores de irradiancia y temperatura.
- Test dinámico: mismo estudio en condiciones variables de irradiancia y/o temperatura.

La eficiencia del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) se evalúa a través de la siguiente fórmula:

$$\eta_{MPPT} = \frac{100}{P_{mpp} \cdot T_M} \sum V_{dc} \cdot I_{dc} \cdot \Delta T$$

donde:

- η_{MPPT} es la eficiencia del algoritmo MPPT, en %
- P_{mpp} es la potencia teórica en el MPP, en ciertas condiciones de irradiancia y temperatura, en W
- I_{dc} es la corriente medida de entrada al inversor, en A
- V_{dc} es la tensión medida de entrada al inversor, en V
- T_M es el periodo de medida total, en s
- ΔT es el periodo de muestreo, en s

El test estático se realiza sobre las mismas pruebas del apartado anterior. La Fig. 65 muestra la evolución de la eficiencia del MPPT para los tres regímenes de funcionamiento ya explicados.



Fig. 65. Eficiencia del MPPT durante pruebas estáticas a distinto régimen de funcionamiento: arriba, régimen 20% de la potencia nominal; abajo, detalle de regímenes 60 y 100% de la potencia nominal.

La eficiencia del MPPT se mantiene estable en un valor medio de 99,95% cuando la potencia es del 60% de la nominal y llega al 100% a plena carga. Estos valores se alcanzan rápidamente. Sin embargo, a regímenes de funcionamiento bajos, en nuestro caso 20%, 4 minutos después del inicio de la prueba la eficiencia del MPPT seguía subiendo y su valor no llegaba al 54%. Se concluye, por tanto, que el algoritmo MPPT pierde efectividad y rapidez cuando el inversor trabaja muy por debajo de su potencia nominal. Esto se explica observando la Fig. 49 proporcionada por el fabricante de un panel comercial. Cuando la irradiancia es baja y, por tanto, la potencia también, la pendiente de la curva que relaciona la potencia y la tensión es menor. Como todos los algoritmos MPPT comunes trabajan buscando el punto en el que esta derivada cambia de signo, su lenta variación afecta negativamente a la eficacia y rapidez del algoritmo.

Posteriormente se mide la evolución de la eficiencia del algoritmo MPPT durante una rampa de subida de irradiancia. Esta situación equivale a mover el punto de funcionamiento de la planta entre una y otra curva del panel. La Fig. 66 muestra la evolución de dicha eficiencia frente a la potencia activa. Se observa que la eficiencia alcanza valores altos desde el principio de la prueba, por tanto, la variación de irradiancia en todo el campo fotovoltaico no reduce significativamente la eficiencia del MPPT.

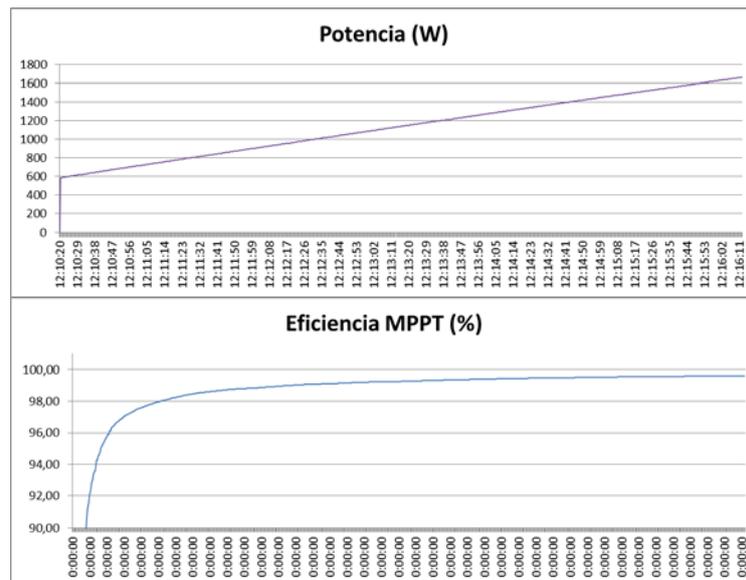


Fig. 66. Eficiencia del MPPT frente a potencia generada durante una rampa de subida de irradiancia.

Finalmente se evalúa la eficiencia del algoritmo MPPT durante el paso de una nube. Se configura para ello en la fuente Chroma una nube de cierto espesor pasando y moviéndose por el campo fotovoltaico, como se muestra en la Fig. 67.

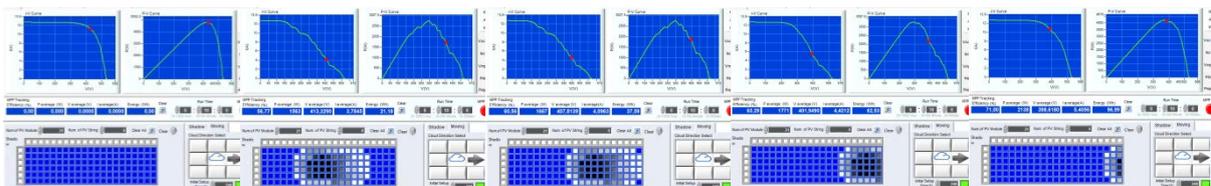


Fig. 67. Movimiento de una nube sobre el campo fotovoltaico. Evolución de la curva P-V.

Durante la evolución de la nube se observa que el punto de funcionamiento no alcanza el punto de máxima potencia, hasta que la nube prácticamente ha desaparecido. La razón es que el algoritmo cae en máximos locales, anulando momentáneamente la derivada de la potencia frente a la tensión y cesando la búsqueda del MPP.

La Fig. 68 muestra la evolución de la eficiencia del MPPT frente a la potencia generada durante parte de esta prueba.

Se observa que la eficiencia del MPPT es muy inferior cuando parte de los paneles están sombreados a la alcanzada cuando todo el campo fotovoltaico se encuentra sometido a la misma irradiancia, a igualdad de potencia generada. Aunque el paso de nubes es inevitable, los sombreados parciales ejercen el mismo efecto, por lo que deben ser evitados en lo posible.

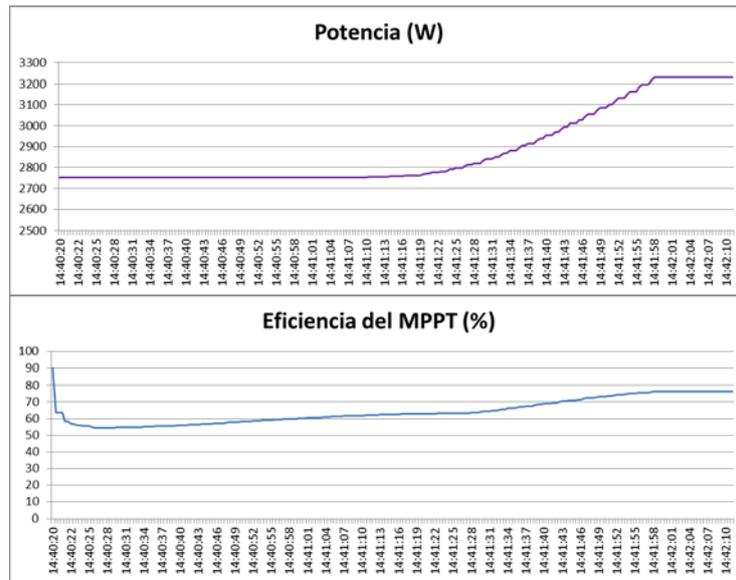


Fig. 68. Eficiencia del MPPT frente a potencia generada durante el paso de una nube por el campo fotovoltaico.

5.3 Calidad de suministro

La distorsión armónica de la corriente inyectada por el inversor en la red depende en gran medida del régimen de funcionamiento del inversor, como se ha observado tanto en las medidas en plantas como en las simulaciones. La Tabla XV muestra el valor medio de THDi (%) obtenido en las primeras pruebas de laboratorio con distintos regímenes de funcionamiento e irradiancia constante. Confirmando lo observado tanto en las medidas en plantas como en las simulaciones, la calidad de onda de la corriente sufre un empeoramiento importante cuando el inversor trabaja a bajo régimen de funcionamiento. En cuanto a la distorsión armónica de la tensión en el PCC, no se observan diferencias importantes en las tres pruebas, a pesar de que la potencia de cortocircuito del PCC del laboratorio es muy inferior al de los correspondientes de las plantas o del sistema simulado.

La Fig. 69, la Fig. 70 y la Fig. 71 muestran la evolución de la THDi durante las pruebas a irradiancia variable cuyas potencias generadas se representan en la Fig. 61, la Fig. 62 y la Fig. 63.

Tabla XV. THDi a distintos regímenes de funcionamiento.

RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO	20%	60%	100%
THDi (%)	25,30	3,06	2,26

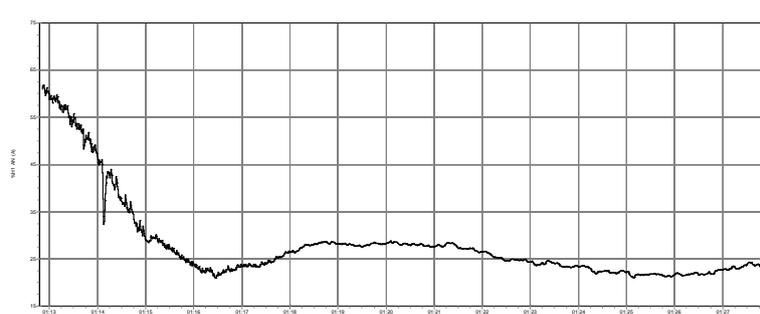


Fig. 69. Evolución de THDi con una rampa de subida de irradiancia que alcanza un régimen de funcionamiento del 20% de la potencia nominal.

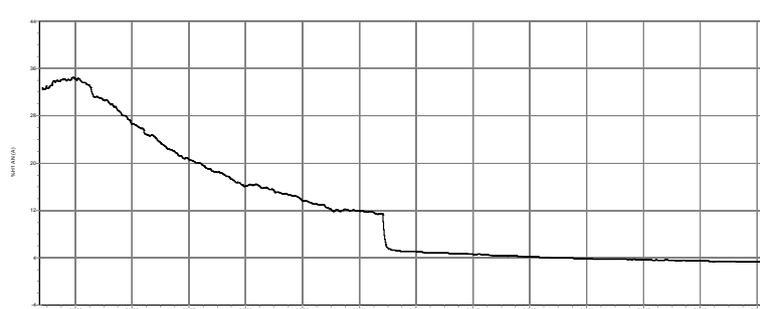


Fig. 70. Evolución de THDi con una rampa de subida de irradiancia que alcanza un régimen de funcionamiento del 60% de la potencia nominal.

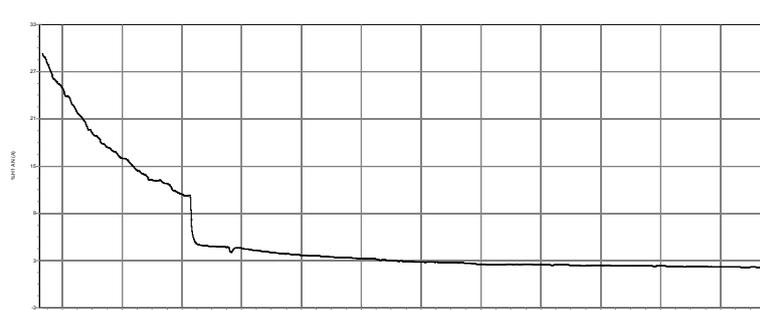


Fig. 71. Evolución de THDi con una rampa de subida de irradiancia que alcanza un régimen de funcionamiento del 100% de la potencia nominal.

En estas figuras, la THDi parte de valores respectivos de 64, 31 y 29% cuando la irradiancia es un 10% de la final, para caer progresivamente hasta valores próximos a los de la Tabla XV. Cabe destacar que, en las dos últimas pruebas, la distorsión armónica de corriente cae bruscamente en un instante determinado de la prueba. Esto puede deberse a un efecto resonante de los filtros o bien a la diferente operación del inversor para seguir fielmente a la corriente de referencia.

La última prueba corresponde al caso de sombreado parcial de los paneles debido al paso de una nube ilustrado en la Fig. 68. La evolución de la THDi durante la prueba completa se muestra en la Fig. 72 frente a la potencia inyectada.

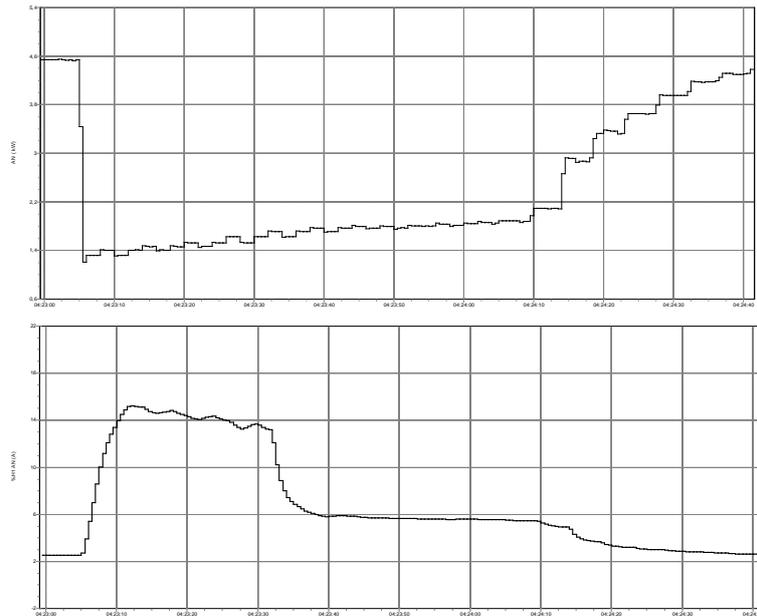


Fig. 72. Evolución de THDi (abajo) frente a la potencia activa inyectada (arriba) durante una prueba de sombreado parcial.

5.4 Otros estudios

Con el fin de probar experimentalmente la efectividad de la protección anti-isla, se probó en el laboratorio una situación en que la potencia producida por el emulador de los paneles igualaba a la de la carga, con un factor de calidad de 2,5, como se probó en simulación. Se trabajó con cargas pasivas y con un motor. Se conectaron uno, dos y tres inversores en el PCC y se desconectó la red para provocar una situación de isla. Las protecciones anti-isla provocaron la desconexión rápida de todos los inversores en todos los casos. Tras modificar la carga para intentar ajustar el balance, no se observó ninguna situación de isla prolongada con los inversores probados.

En una de las etapas del proyecto y motivado por los cambios en la normativa regulatoria de las instalaciones de producción en régimen especial, se abordó el estudio del funcionamiento de instalaciones fotovoltaicas en un sistema preparado para autoconsumo. Para ello se instalaron en la terraza del edificio de la Escuela de Ingenierías Industriales un conjunto de paneles fotovoltaicos que habían sido cedidos al grupo de investigación, se adquirió un grupo electrógeno 3 kW como central generadora gestionable adicional y se completó el esquema con baterías para absorber las diferencias entre la potencia generada y la consumida, un inversor para la conversión a alterna y cargas de distintos tipos. Del estudio teórico y experimental se concluyó que la observación de la tensión en el bus de continua común para la fotovoltaica, el grupo y las baterías era el parámetro de decisión para coordinar el funcionamiento de los tres equipos. Sin embargo, la producción de los paneles fotovoltaicos resultó ser inferior a la prevista y las pruebas a realizar se encontraban limitadas por esta razón. Por ello se ha utilizado una fuente emuladora de paneles fotovoltaicos para todas las pruebas posteriores del proyecto.

6 CONCLUSIONES

Las siguientes conclusiones generales pueden extraerse en el grado actual de consecución del proyecto:

- La monitorización y el telemando se hacen imprescindibles para seguir consignas, habiéndose reducido el umbral de potencia de las plantas que deben seguirlas a 5 MW recientemente.
- Soluciones que permitan gestionar o, al menos, estimar con mayor exactitud la producción de la planta, la inyección de reactiva y la calidad de suministro permitirían aumentar la penetración de plantas en redes de distribución.
- El almacenamiento de energía contribuiría a controlar la inyección de potencia activa y reactiva, la calidad de suministro, la respuesta ante huecos, etc., siendo necesario un compromiso entre coste y capacidad de almacenamiento.
- El régimen de funcionamiento de un inversor apenas influye en su rendimiento, pero sí tiene gran influencia en la eficiencia de seguimiento del MPPT y en la calidad de onda de la corriente inyectada, además de en el flujo de reactiva hacia/desde la red.
- Las técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) son altamente efectivas cuando la irradiancia es constante o varía lentamente, sin embargo, variaciones bruscas y, sobre todo, sombreados parciales afectan negativamente a su eficiencia.
- Las técnicas de modulación más empleadas en la práctica permiten cambiar con facilidad la estrategia de operación del inversor en cuanto al seguimiento de consignas de potencia reactiva.
- Las protecciones anti-isla son generalmente muy efectivas, aunque se han registrado casos de fallos en entornos multi-inversor. Se comprueba que incluso métodos activos como el SFS pueden fallar en presencia de múltiples inversores con distintos tipos de protección anti-isla o en presencia de ciertas cargas con inercia mecánica, como los motores asíncronos.
- Un protocolo de auditoría de plantas, desde el punto de vista del ámbito de este proyecto, debería incluir el análisis constructivo de la misma, a partir de la visita a la instalación y la documentación técnica, y la medida en planta de distintas magnitudes eléctricas que afectan al inversor: rendimiento, eficacia del MPPT, flujos de potencia activa y reactiva y calidad de suministro en términos de THDi.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

- [2] Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- [3] UNE-EN 50160:2011. Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.
- [4] IEC 61000-3-12:2011. Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3-12: Límites para las corrientes armónicas producidas por los equipos conectados a las redes públicas de baja tensión con corriente de entrada > 16 A y ≤ 75 A por fase.
- [5] IEC 61727:1995. Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- [6] IEEE Std 1547-2003. IEEE Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems.
- [7] Instalaciones de. Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de. Instalaciones Conectadas a Red. PCT-C-REV. IDAE, 2011.
- [8] Roncero-Clemente, C., González-Romera, E., Romero-Cadaval, E., Milanés-Montero, M.I., Miñambres-Marcos, V. "PSCAD/EMTDC Model for Photovoltaic Modules with MPPT based on Manufacturer Specifications". *8th Conference-Workshop Compatibility and Power Electronics (CPE 2013, Liubliana, Eslovenia, 5-7 junio 2013)*
- [9] Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M., Timbus, A.V. "Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 5, pp. 1398-1409, 2006
- [10] Karimi-Ghatemani, M, Reza-Iravani, M. "A method for synchronization of power electronics converters in polluted and variable-frequency environments". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1263-1270, 2004.
- [11] Esumi, T., Chapman, T.L. "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 439-449, 2007
- [12] Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia
- [13] SAND2002-3591. "Evaluation of islanding detection methods for utility-interactive inverters in photovoltaic systems". Sandia National Laboratories, 2002

Evaluación del funcionamiento de plantas fotovoltaicas

PCJ100402: MONITORIZACIÓN EN TIEMPO REAL DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS MEDIANTE TÉCNICAS DE VISIÓN POR COMPUTADOR



UNION EUROPEA
FONDO EUROPEO DE
DESARROLLO REGIONAL

"Una manera de hacer Europa"

JUNTA DE EXTREMADURA

Grupo de Robótica,
Automática y Sistemas de
Producción (GRASP)

Octubre 2015

1	Introducción.....	2
2	Sistema de captura de imágenes	2
2.1	Características de las cámaras termográficas y de sus ópticas	2
2.2	Características de las cámaras estándar y de sus ópticas	3
2.3	Otros elementos del sistema de captura.....	4
3	Detección de puntos calientes	7
3.1	Consideraciones previas.....	7
3.2	Algoritmo de detección de puntos calientes.	8
3.3	Discusión sobre la propuesta.	11
4	Determinación de la orientación de seguidores solares	11
4.1	Adquisición de imágenes.....	14
4.2	Análisis de imágenes.	15
4.3	Determinación de la orientación.	21
4.4	Discusión sobre la propuesta.	22
5	Conclusiones.....	22
	Bibliografía	24

1 INTRODUCCIÓN

Los objetivos generales del subproyecto “Monitorización en tiempo real de plantas fotovoltaicas mediante técnicas de visión por computador” eran el diseño de un sistema que permitiese hacer una monitorización en tiempo real de algunas variables que influyen en la eficiencia de las plantas fotovoltaicas y que no pueden ser observadas de forma directa usando medidas eléctricas.

Los factores que se van a monitorizar son la aparición de los puntos calientes sobre las placas y la orientación de los seguidores solares. Para hacerlo emplearemos en ambos casos cámaras. En el primer caso cámaras termográficas y, en el segundo, cámaras estándar.

En la siguiente sección se van a explicar cuál es el procedimiento de captura de las imágenes. A continuación se explicará cómo se consigue monitorizar las cuestiones que se acaban de indicar. Por último, se mostrarán las conclusiones del proyecto.

2 SISTEMA DE CAPTURA DE IMÁGENES

La monitorización de las plantas fotovoltaicas se realizará, como se ha dicho en la sección anterior empleando cámaras. Como es lógico, en el caso de la detección de puntos calientes se empleará una cámara termográfica, mientras que en el caso de la determinación de la orientación de los seguidores solares se usarán cámaras estándar.

2.1 Características de las cámaras termográficas y de sus ópticas

La aplicación que se ha realizado hace uso de cámaras termográficas que van a ser empleadas para la detección de puntos calientes con la característica especial de que el sistema trabaja de forma autónoma. Para conseguirlo las cámaras deberían cumplir las siguientes características:

- La cámara debe constar de microbolómetro de onda larga de 8 a 14 μm .
- La sensibilidad térmica recomendada es ≤ 0.06 °C, aunque se puede trabajar con alguna resolución menor ≤ 0.08 °C.
- Aunque no es obligatorio, lo ideal es que la cámara disponga de un sistema de ajuste automático de ganancia o de rango dinámico, lo que permite aumentar el contraste de las imágenes en situaciones en las que las diferencias de temperaturas en la escena son elevadas.
- Lo ideal es que usar una óptica multifocal que permita acercarse o alejarse de las distintas placas fotovoltaicas que se quieran monitorizar, aunque esta es una característica de cámaras de alta gama y por ello muy costosa.
- La resolución mínima debe ser de 320×240 píxeles, aunque la ideal es de 640×480 píxeles.

- La cámara debe estar ubicada en una carcasa que proteja de las condiciones ambientales a la cámara.

Las cámaras termográficas suelen tener un precio elevado, por lo que se debe llegar a un compromiso entre las características ideales de la cámara y el coste de esta.

En el presente proyecto se ha empleado una cámara Meerkat Fix Raven (Fig. 1), de Xenics, cuyas características son las mostradas en la Tabla I.



Fig. 1. Cámara termográfica Meerkat Fix Raven de Xenics.

Tabla I. Características técnicas de la cámara termográfica Meerkat Fix Raven de Xenics.

CARACTERÍSTICAS	MEERKAT FIX RAVEN
TIO DE DETECTOR	MICROBOLÓMETRO NO REFRIGERADO A-SI
RESOLUCIÓN	384 × 288
DISTANCIA ENTRE PÍXELES	25 μM
RANGO ESPECTRAL	8 A 14 μM
RESOLUCIÓN TÉRMICA	80 mK
DISTANCIA FOCAL	75 mm, F/1
CAMPO DE VISIÓN HORIZONTAL (HFOV)	7.3°
CAMPO DE VISIÓN VERTICAL	5.5°
RESOLUCIÓN ESPACIAL	0.3 mRAD
CONTROL AUTOMÁTICO DE GANANCIA	SÍ

2.2 Características de las cámaras estándar y de sus ópticas

Para la determinación de la orientación de las placas fotovoltaicas se necesitan cámaras estándar que, a diferencia del caso anterior, no tiene por qué presentar características especiales. Aun así, algunas propiedades interesantes que deben tener son:

- Resolución de, al menos, 1280 x 960 píxeles (1.2 Mpíxeles).
- Cámaras con control automático de ganancia o rango dinámico.
- Ópticas multifocales que permitan acercarse o alejarse de los distintas placas fotovoltaicas.
- Enfoque automático.

En este proyecto se han usado varias cámaras, pero la que mejores resultados ha proporcionado ha sido una Cámara MV1-D1312-40-GB-12 (Fig. 2) de Photon Focus. Sus características se describen en la Tabla II.



Fig. 2. Cámara empleada en el proyecto (MV1-D1312-40-GB-12) de Photon Focus.

Tabla II. Características técnicas de la cámara MV1-D1312-40-GB-12 de Photon Focus

CARACTERÍSTICAS	MV1-D1312-40-GB-12
TECNOLOGÍA DEL SENSOR	CMOS
FORMA DE ADQUISICIÓN DE LA IMAGEN	BARRIDO PROGRESIVO
RESOLUCIÓN	1032×1082 (1,2 MPÍXELES)
TAMAÑO DE PÍXEL	8 μM×8 μM
VELOCIDAD DE CAPTURA	27 FPS
TIEMPOS DE EXPOSICIÓN	10μS... 1.68 s / PASOS DE 100 NS.
FORMATO DE COLOR	MONOCROMO-12 BITS
RANGO DINÁMICO	120 DB EN EL MODO ESPECIAL LINLOG®

Como se indicó anteriormente, es útil emplear ópticas multifocales que permitan acercarnos o alejarnos de las placas fotovoltaicas que queremos capturar. En este proyecto se ha empleado una óptica GAZ16160M de Goyo Optical, cuyas características se muestran en la Tabla III.

Tabla III. Características técnicas de la óptica GAZ16160M de Goyo Optical.

CARACTERÍSTICAS	GAZ16160M
DISTANCIA FOCAL	16-160 MM
RANGO DEL IRIS	F2.2-CERRADO
RESOLUCIÓN	1032×1082 (1,2 MPÍXELES)
ÁNGULO DE VISION (H×V)	43.6" ×33.4" (16 MM) - 4.6" ×3.4" (160 MM) -

2.3 Otros elementos del sistema de captura.

Además de los elementos que constituyen el sistema de visión, es decir, las cámaras y las ópticas, es necesario emplear otros dispositivos que nos permiten hacer la captura de las imágenes en un entorno como el de una planta fotovoltaica.

Por un lado, es necesario un dispositivo sobre el que montar la cámara para que tenga un campo de visión lo suficientemente amplio. En el caso de este proyecto se ha usado un mástil telescópico que permitía subir a las cámaras a una altura lo suficientemente elevada como para conseguir el campo de visión deseado. En la Fig. 3. Mástil telescópico sobre el que se ha ubicado la cámara para la adquisición de las imágenes. Fig. 3 se muestra una imagen del mástil sobre el que se ubican las cámaras.



Fig. 3. Mástil telescópico sobre el que se ha ubicado la cámara para la adquisición de las imágenes.

Otro dispositivo necesario para la adquisición de las imágenes es un motor Pan&Tilt que permita mover las cámaras y, por tanto, apuntar con ellas a las placas fotovoltaicas de las que se quieren adquirir imágenes. El motor que se ha empleado en este proyecto es un motor PTH300 de Vidiotec. En la Fig. 4 se muestra el motor con la cámara estándar y la óptica montada sobre él. En la Tabla IV se muestran sus características técnicas más importantes.



Fig. 4. Motor Pan-Tilt PTH300 con la cámara y óptica montada.

Tabla IV. Características técnicas del motor Pan-Tilt PTH300.

CARACTERÍSTICAS	PTH300
CARGA MÁXIMA	12 KG
MOVIMIENTO EN EL PLANO HORIZONTAL (PAN)	0-330°
VELOCIDAD DE GIRO HORIZONTAL	6°/s
MOVIMIENTO EN EL PLANO VERTICAL (TILT)	0-360°
VELOCIDAD DE GIRO VERTICAL	3°/s
TORQUE PAN/TILT	6 NM

Por último, para la programación automática de la óptica motorizada así como del posicionamiento de las cámaras con el motor Pan-Tilt se ha usado un controlador DTRX3 que ha sido programado usando el protocolo PELCO-D [1]. En la Fig. 5 se muestra una imagen de la controladora junto con la botonera y el ordenador que se empleó inicialmente para la programación del sistema.



Fig. 5. Controladora DTRX3 con su botonera.

3 DETECCIÓN DE PUNTOS CALIENTES

Uno de los dos objetivos fundamentales del proyecto era la detección de puntos calientes.

Antes de abordar la resolución algorítmica del problema, ha sido necesario decidir cómo queríamos que fuese dicha detección y cómo iban hacerse las adquisiciones de las imágenes.

3.1 Consideraciones previas

Hay que tener en cuenta que la adquisición de imágenes con cámaras termográficas no es tan trivial como la que podría hacerse con cámaras estándar. En primer lugar, hay que tener en cuenta que para evitar los reflejos que se pudieran producir debemos capturar las imágenes con un rango de ángulos, del eje óptico de la cámara con el vector normal de la placa fotovoltaica, comprendido entre $\pm 5^\circ$ y $\pm 60^\circ$ (0° se correspondería con el caso en el que el eje

óptico y el vector norma estuviesen alineados) [2]. En la Fig. 6 se representa gráficamente esta situación.

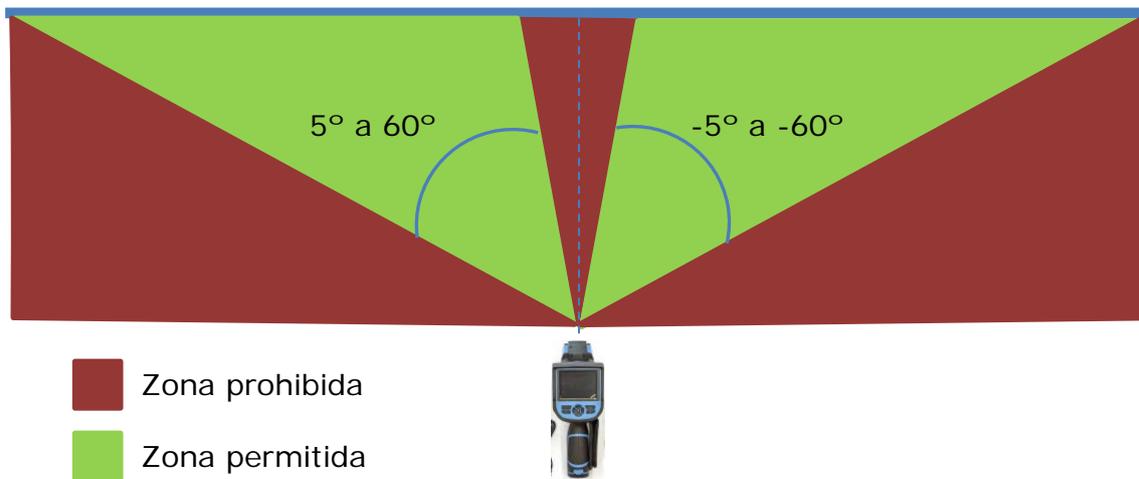


Fig. 6. Zonas permitidas (verde), en la que se evita la aparición de reflejos en las imágenes termográficas y prohibidas (rojo) en las que sí pueden aparecer reflejos.

Lo anterior lleva a la primera toma de decisión, que es decidir cuántas capturas deben hacerse y cuándo deben realizarse. La opción que se ha tomado ha sido la de tomar una sola imagen al día, con lo que minimizamos la información a tratar. Esa toma se hará a una hora del día que es la que determina el ángulo de adquisición. Por ello se elegirá una hora para cada placa que permita adquirir la imagen con un ángulo dentro del rango de ángulos válidos.

Otra cuestión que se ha de decidir es si las imágenes se adquieren de la parte frontal o de la parte trasera de la placa. Hacerlo de la parte trasera tiene sus ventajas, ya que de esta forma se evitan las reflexiones producidas en los días nublados [2]. Sin embargo, debido a que la cámara se ubicará sobre un mástil o poste elevado, no se va tener visibilidad de la parte trasera y las imágenes se tomarán de la parte frontal. Este hecho implica que hay que tener cuidado con la información suministrada en días nublados, ya que puede ser que el algoritmo informe de la aparición de puntos calientes sobre una placa, pero que estos correspondiesen con una reflexión. Existen varias soluciones para este problema, pero la que se ha decidido tomar ha sido la más simple: que es que sea el usuario el que decida si tiene en cuenta o no las imágenes capturadas y la información suministrada por el software, en función de si ha sido generada en días nublados o no.

3.2 Algoritmo de detección de puntos calientes.

El algoritmo que se ha seguido para resolver este problema se basa en un análisis de las imágenes por filas y columnas (perfiles).

En cada caso se analiza el vector de niveles de grises de los perfiles a partir de su derivada. En ese vector de derivadas es calculada la media y desviación típica de los valores positivos y negativos. A partir de ellos, se marcará el pixel p_{ij}

como pixel frontera de un punto caliente si verifica alguna de las dos condiciones siguientes

$$\begin{aligned} dp_{ij} &\geq \mu_M + n\sigma_M \\ dp_{ij} &\leq \mu_m - n\sigma_m \end{aligned} \quad (1)$$

Donde dp_{ij} se refiere a la derivada del perfil, μ_M y σ_M los valores de la media y desviación estándar para los valores positivos de la derivada del perfil y μ_m y σ_m los valores de la media y desviación estándar para los valores negativos de la derivada del perfil. Por último, n es el valor que marca el valor a partir del cual se considera que la derivada está marcando un punto caliente. En el caso de la aplicación realizada, se ha tomado un valor de n igual a 6.

En las Fig. 7 y Fig. 8 se muestran imágenes y ejemplos de los resultados obtenidos.

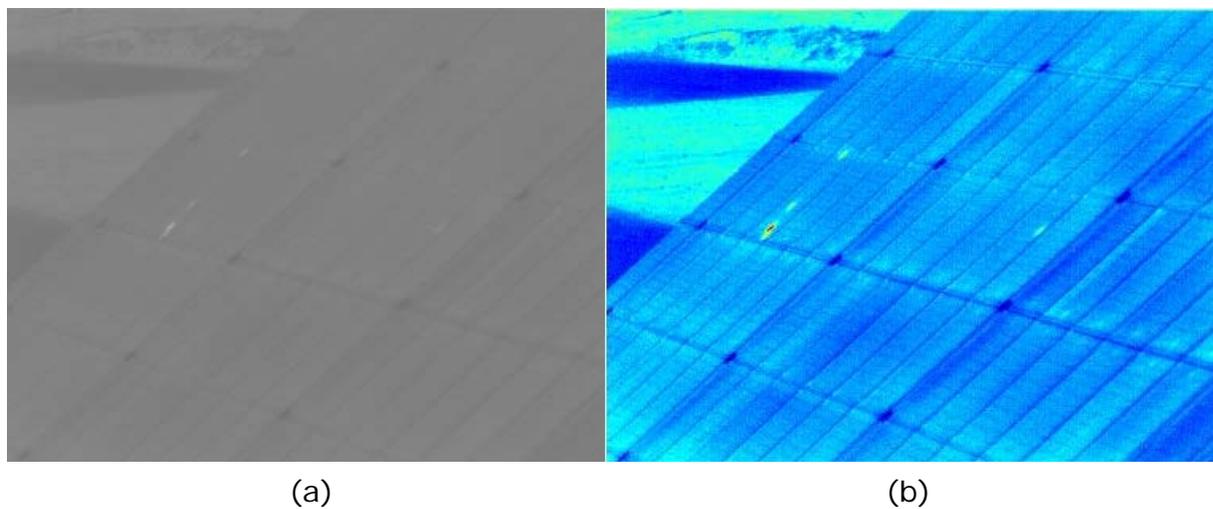
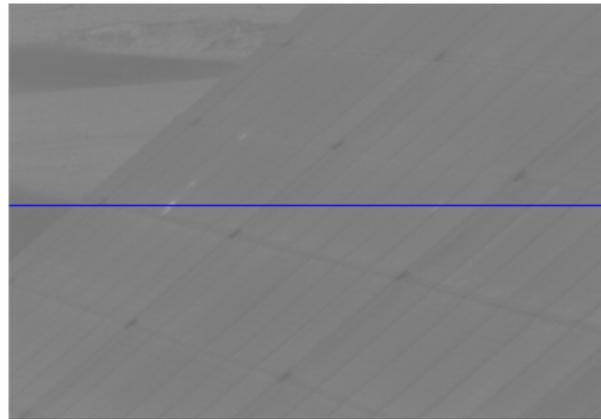
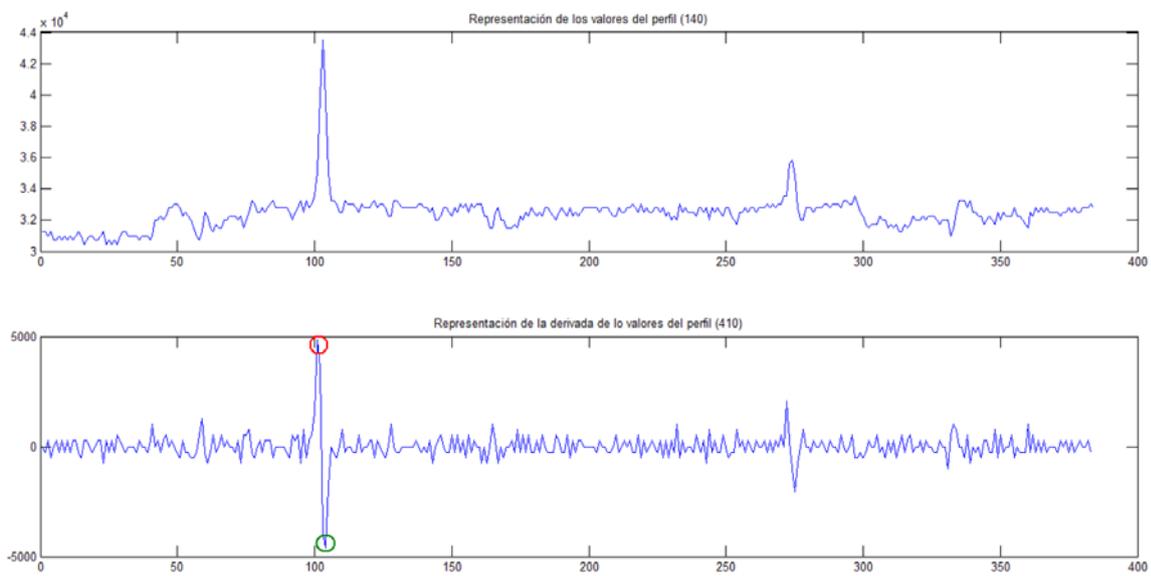


Fig. 7. Imágenes termográficas en (a) nivel de grises y en (b) en pseudocolor.



(a)



(b)



(c)

Fig. 8. En (a) se muestra el perfil analizado, que es uno de los que parece tener un punto caliente. En (b) se muestra, en la parte superior, los valores de nivel de gris del perfil analizado y, abajo, las derivadas del perfil y los valores que cumplen la condición de la ecuación (1), que se corresponden con los píxeles fronteras de los puntos calientes. Por último, en (c) se muestra la misma imagen que en (a) con los puntos calientes detectados.

Una vez el algoritmo ha detectado uno o varios puntos calientes sobre la placa fotovoltaica, almacena la información y marca dicha placa como placa defectuosa. El análisis se realizará durante varios días (configurable por el usuario), y en el caso de que durante esos días siga marcando a la placa como placa defectuosa, el sistema lanzará una alarma al personal de mantenimiento para que analicen la situación y tomen las medidas oportunas.

3.3 Discusión sobre la propuesta.

El sistema de monitorización propuesto permite tener un sistema de monitorización en tiempo real que podría detectar la aparición de puntos calientes en placas fotovoltaicas en un intervalo de tiempo muy pequeño desde su aparición. Esto supone una gran ventaja con respecto a otros sistemas que no permiten detectar estos fallos en tan poco periodo de tiempo.

Por el contrario sí hay que decir que el sistema no es barato, ya que el coste de las cámaras termográficas es muy elevado y, actualmente, no es posible cubrir una planta de generación con una única cámara, por lo que los costes se incrementarían en exceso.

4 DETERMINACIÓN DE LA ORIENTACIÓN DE SEGUIDORES SOLARES

La cantidad de energía producida por una placa fotovoltaica depende de la irradiancia, que se define como la cantidad de potencia incidente, en este caso procedente del sol, por unidad de superficie. Si la radiación solar es perpendicular a la superficie del panel fotovoltaico, es decir, si el ángulo de incidencia es 90° , el área es menor que si la incidencia es con un ángulo menor a esos 90° . Por tanto, a medida que el ángulo de incidencia es menor, la irradiancia también disminuye. En la Fig. 9 se observa gráficamente este hecho. A la izquierda se ve el área, A, cuando el ángulo es normal al panel y a la derecha se observa el área, A', cuando el ángulo es menor a los 90° .

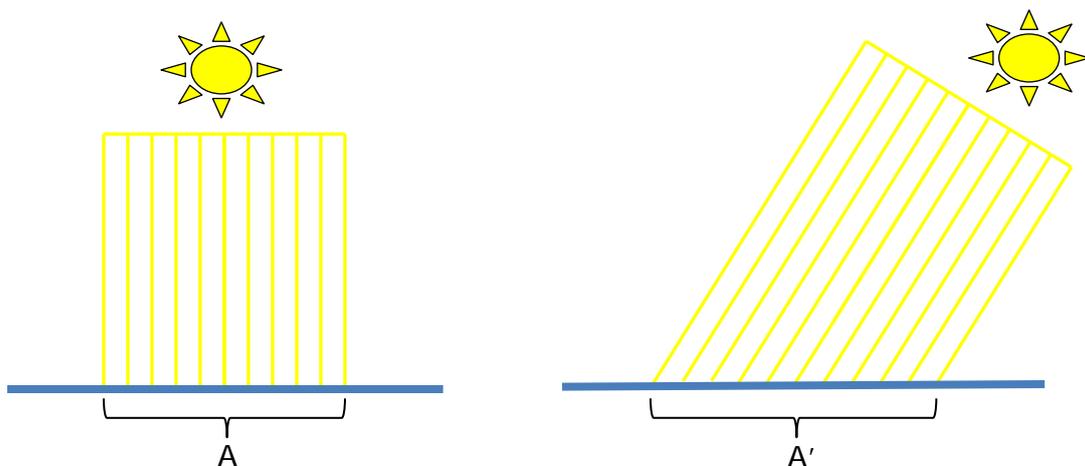


Fig. 9. Variación del área de incidencia del sol sobre un panel fotovoltaica en función del ángulo de incidencia solar

Para maximizar la irradiancia se emplean seguidores solares a uno o dos ejes, cuyo objetivo es hacer un seguimiento del sol.

Si suponemos el caso de dos ejes, los fallos en el seguimiento del sol afectarán a la cantidad de energía producida por la placa. En este caso el efecto es doble, ya que el seguimiento se hace controlando dos ejes, y por tanto dos ángulos, el de azimut y el de elevación. En la Fig. 10 se muestra un par de representaciones gráficas de las pérdidas energéticas debido a los fallos en el seguimiento de un seguidor a dos ejes.

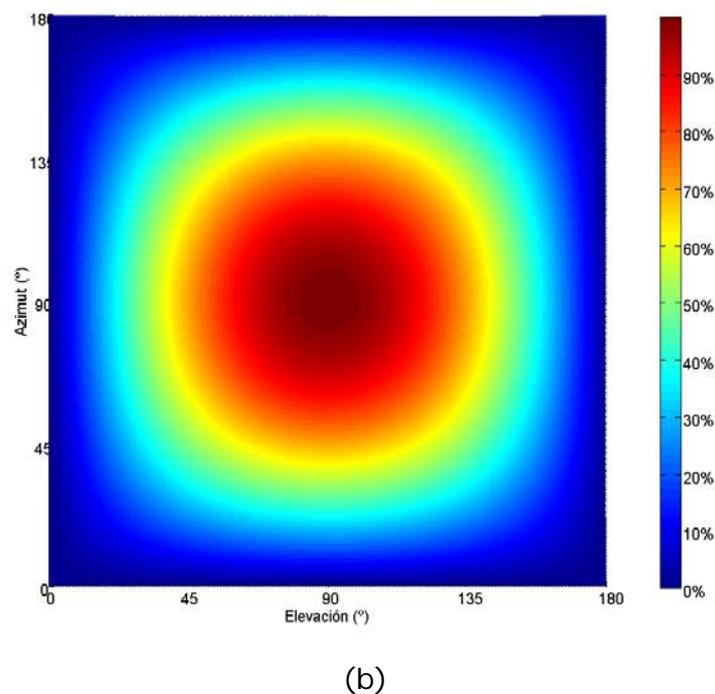
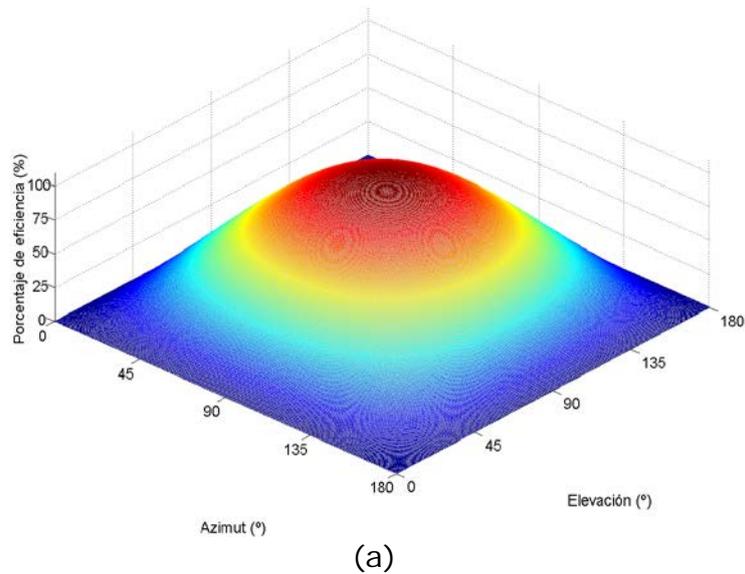


Fig. 10. Representación gráfica de la pérdida de producción de energía en un seguidor a dos ejes debido al fallo en el seguimiento solar.

El objetivo de esta parte del subproyecto es calcular, mediante imágenes adquiridas con una cámara estándar, los ángulos de un seguidor a dos ejes (resuelto el de dos ejes, la resolución del de un eje es) y estimar el error con respecto a los ángulos que debería tener en el momento de la adquisición de la imagen.

Es importante aclarar que no se pretende hacer un seguidor solar. Es decir, el sistema no modificará las posiciones de los ejes, sino que monitorizará el seguimiento solar y cuando detecte fallos los notificará a los operarios de mantenimiento para que decidan cuáles son las medidas que deben llevar a cabo.

El procedimiento, representado como un flujograma, que se ha seguido para resolver este problema es el mostrado en la Fig. 11.

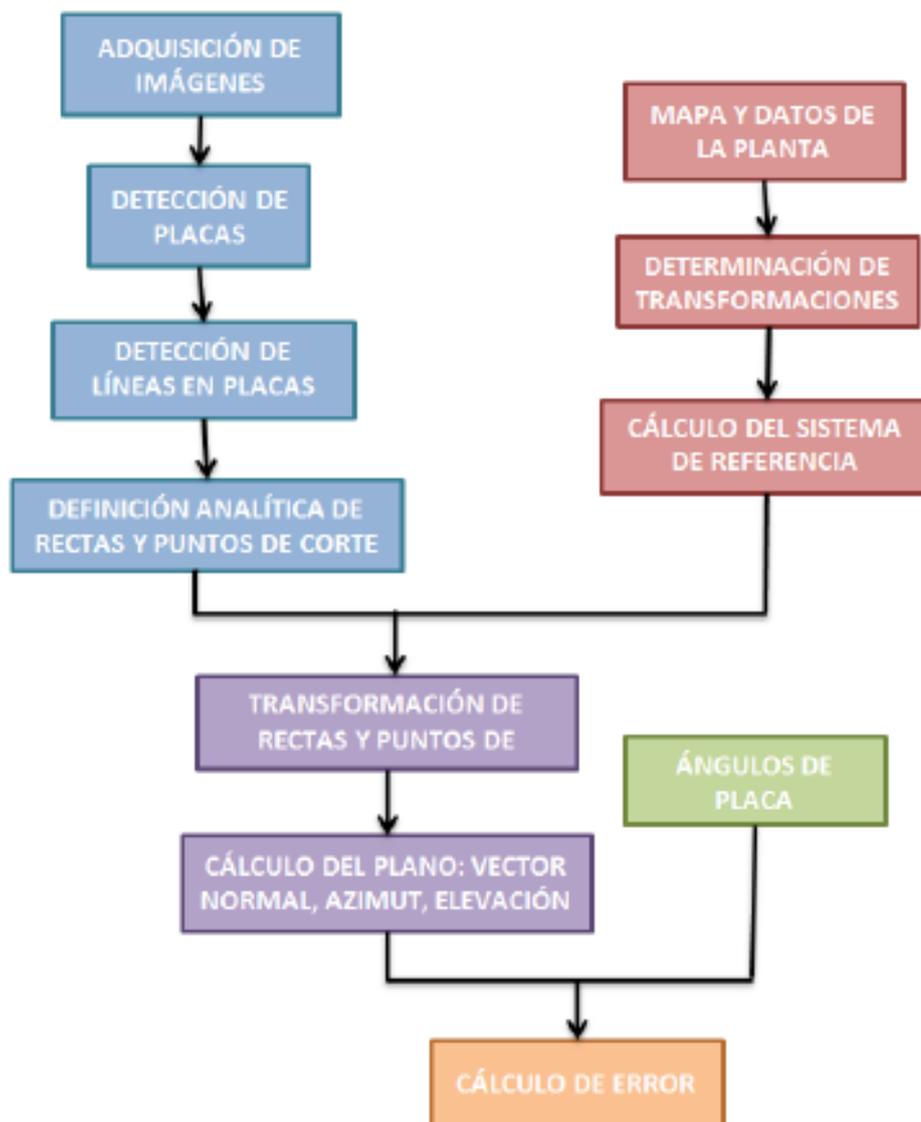


Fig. 11. Flujograma para el cálculo de los errores del seguimiento solar

4.1 Adquisición de imágenes.

Con respecto a la adquisición de imágenes no hay que decir mucho más que lo reseñado en la sección 2. Se ha empleado un mástil telescópico sobre el que se montaba el motor Pan&Tilt y la cámara monocroma.

También se han hecho pruebas con cámaras en color, pero no se han conseguido mejores resultados.

En la Fig. 12 se muestran varios ejemplos de adquisiciones de seguidores a dos ejes.

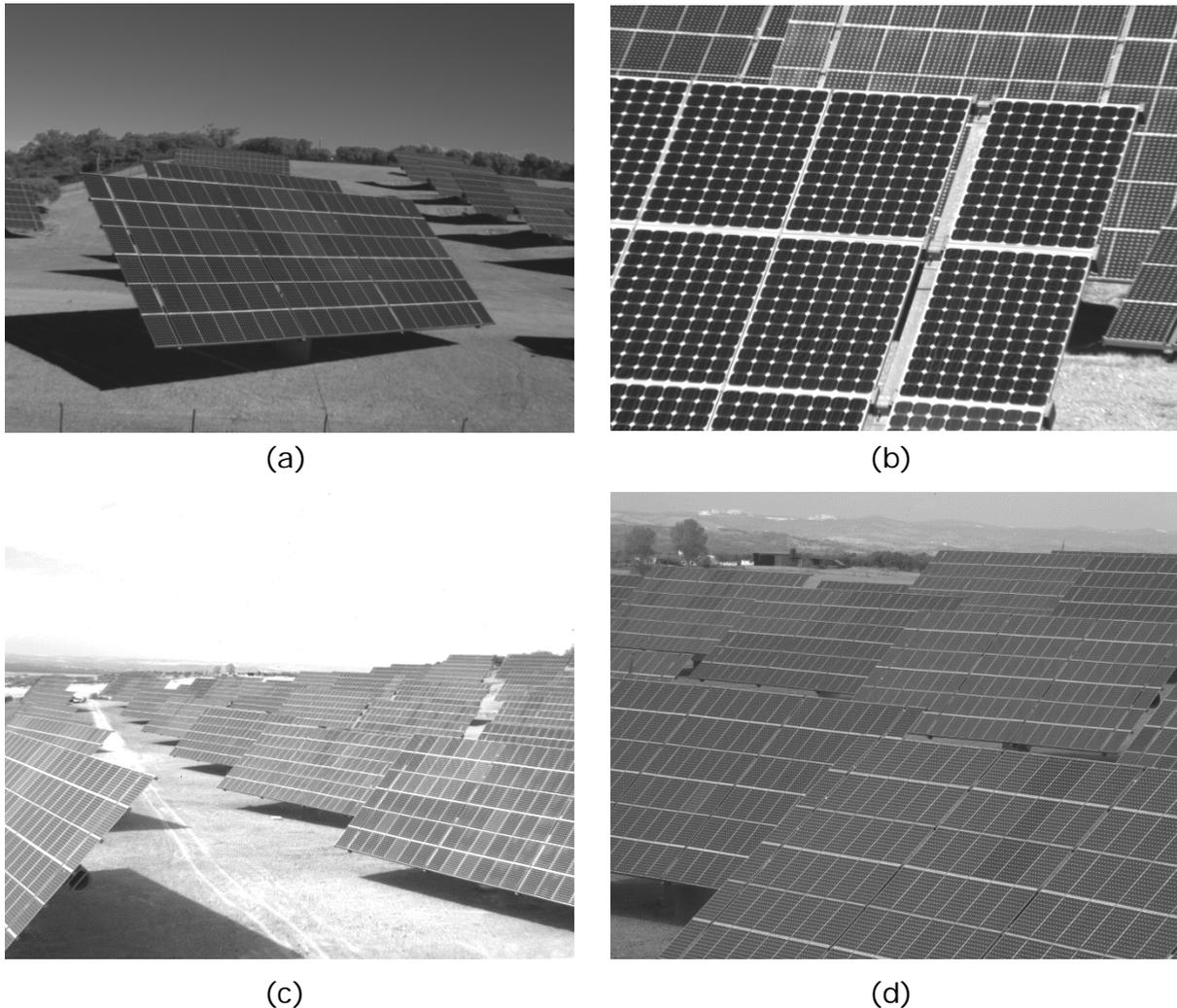


Fig. 12. Imágenes de una planta fotovoltaica con seguidores a dos ejes.

Es importante reseñar que los algoritmos realizados no se pueden aplicar a cualquier tipo de imagen, debido a que en algunas ocasiones se pierde la referencia de dónde termina una placa y empieza la siguiente. Así, por ejemplo, mientras que en imágenes como las de la Fig. 12 (a) y (b) no hay problemas para detectar y distinguir las placas, en la Fig. 12 (c) y (d), aunque podríamos detectar las placas, no sabríamos distinguir unas de otras, debido a la

continuidad visual existente, y no se podría detectar los errores de seguimiento en ellas.

En este caso, a diferencia de las imágenes termográficas, no existen limitaciones en la orientación que debe tener la placa con respecto a la cámara. Todo lo contrario, es precisamente esta orientación la que se quiere medir. Sin embargo, tampoco es necesario capturar imágenes de forma continua y con una imagen cada 30 o 60 minutos será suficiente para el análisis que se desea realizar.

4.2 Análisis de imágenes.

Tal como se mostraba en el diagrama de flujo de la Fig. 11, una vez capturadas las imágenes hay que analizarlas, detectar dónde se encuentran los paneles fotovoltaicos y determinar las líneas que los definen.

De todas estas tareas, la detección del panel es la etapa más compleja. Los motivos son:

- Se capturan imágenes en entorno naturales, lo cual supone que estemos trabajando con escenas no controladas en donde las zonas no significativas de las imágenes puede ser muy diversa.
- Al ser escenas que se encuentran al aire libre, la iluminación tampoco está controlada. La aparición de nubes, por ejemplo, ensombrece la escena o el sol de verano ilumina tanto la escena que en determinadas situaciones podría saturar la imagen.

Lo anterior implica que la detección de objetos en la imagen no pueda ser realizada con técnicas clásicas. En nuestro caso para hacer la detección se ha seguido un procedimiento totalmente novedoso que ha proporcionado buenos resultados.

Este procedimiento hace uso de lo que se denomina *matriz de coocurrencia*, que almacena la frecuencia con la que un determinado nivel de gris aparece junto con otro valor de gris en una relación espacial específica, dentro del área de una ventana determinada. En otras palabras, esta matriz se define como una matriz de frecuencias relativas en la cual dos píxeles, cada uno con una intensidad determinada, ocurren en la imagen [3]. La relación espacial entre el pixel de referencia y el pixel vecino puede ser cualquiera de las 8 direcciones (N, S, E, O y las cuatro diagonales).

En el caso que nos ocupa lo que se ha hecho ha sido realizar un número significativo de recortes de imágenes de zonas en donde existían placas fotovoltaicas y determinar en cada caso dos matrices de coocurrencia, una con orientación S (vertical) y la otra E (horizontal). Estas dos matrices se han fusionado en una sola y se han representado como de si una imagen se tratase. Tras su observación se vio que en la representación gráfica de esta matriz aparecía un patrón similar en todas ellas. Para verificar que esta visualización era única para los casos de recortes en zonas de placas, se hizo una labor similar de recorte y determinación de matrices de coocurrencia en zonas que no eran de paneles fotovoltaicas. Tras su representación gráfica se observe que el patrón

anterior no aparecía. Esto hizo concluir que esta matriz podría ser una buena medida para distinguir zonas con paneles fotovoltaicos de zonas sin ellos. En la Fig. 13 se muestran los recortes realizados en las zonas de las imágenes donde hay placa y en las zonas donde no las hay. En la Fig. 14 se muestran las matrices de coocurrencia vertical y horizontal para los recortes con trozos de placas y de no placas. Se puede observar la similitud entre las matrices en el caso de los trozos con placa y la disimilitud entre las matrices de los trozos sin placa entre sí y con los trozos con placa. Este hecho hace que se puedan usar estas matrices para distinguir en una imagen unas zonas de otras.

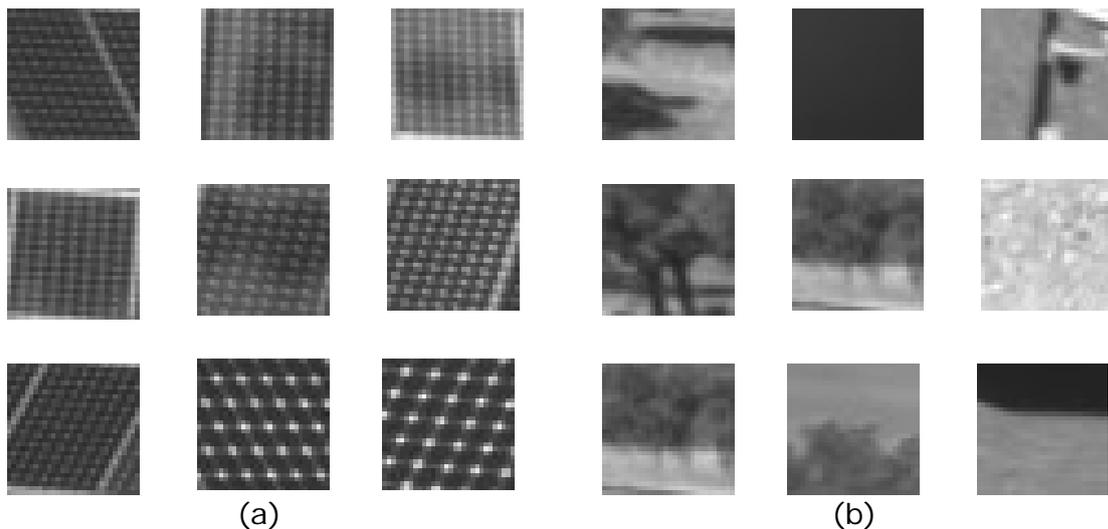


Fig. 13. Recortes de trozos de (a) placa y de (b) no placa.

Tras este análisis se pensó en qué medida o característica usar sobre las matrices de coocurrencia para poder compararlas entre sí. Después de diversas pruebas se decidió usar una característica relacionada con la forma geométrica de la matriz de coocurrencia. En concreto, a partir de la matriz de coocurrencia se determina el eje principal y se divide en un número de segmentos determinado (ver Fig. 15). A partir de la división se calculan los siguientes parámetros:

- El número total de puntos que existen dentro de esa partición.
- La distancia máxima entre los dos puntos más alejados del eje principal.

Estos dos parámetros son los que caracterizan cada matriz de coocurrencia, definen el modelo y por tanto sirven para crear los patrones de comparación.

Una vez se ha analizado la suficiente cantidad de recortes, los datos obtenidos (clasificados según la partición del eje a la que pertenecen) se han representado gráficamente, mediante su histograma, con el fin de poder estudiar si siguen alguna distribución de probabilidad. Tras un estudio exhaustivo de las distintas funciones de densidad de probabilidad, se decidió ajustar los datos con una función normal que se caracteriza por el valor medio y la desviación estándar.

Así, de los recortes de placa obtenemos para cada una de las particiones una función de distribución que caracteriza estadísticamente los valores medidos.

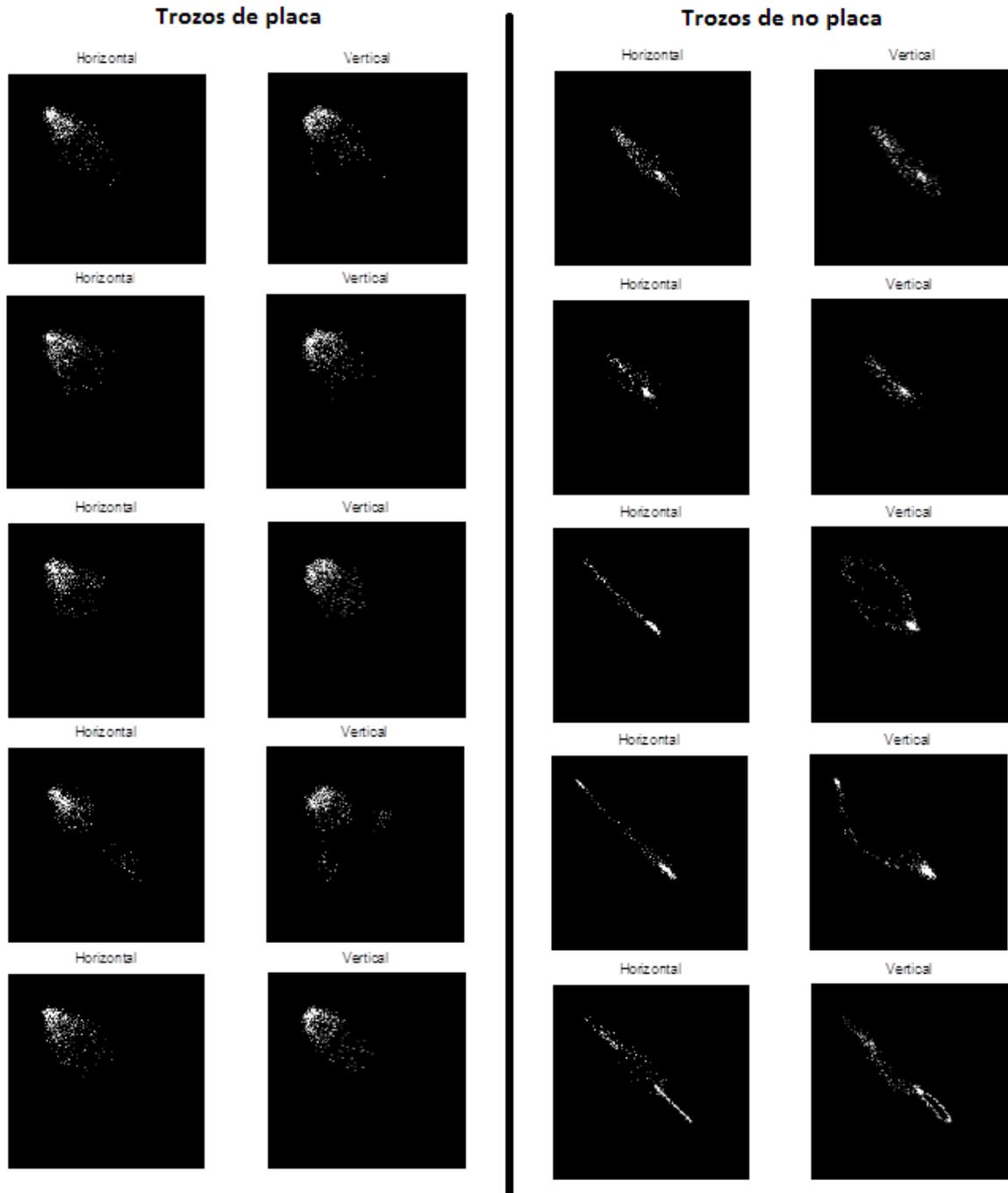


Fig. 14. Matrices de ocurrencia según orientación E (Horizontal) y S (Vertical) para recortes de trozos de zonas con placas fotovoltaicas y zonas sin ellas. Se puede observar la diferencia de los patrones existentes.

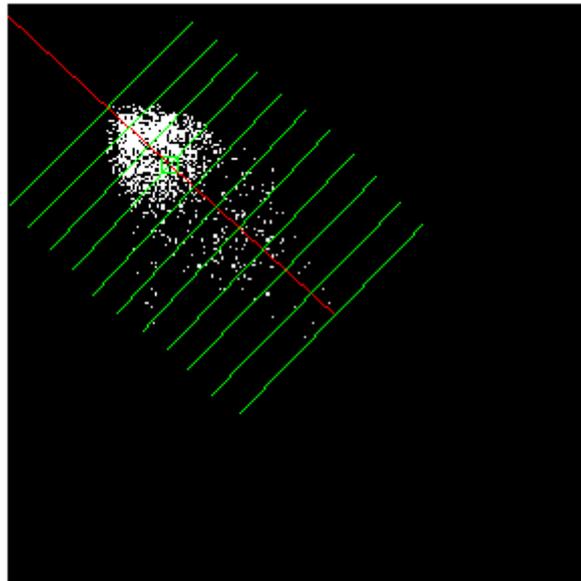


Fig. 15. Caracterización de la matriz de coocurrencia.

Para comparar nuestro patrón con las distintas zonas de la imagen se irá recorriendo ésta dividiéndola en ventanas de tamaño igual al de los recortes. Con estas ventanas se procederá de igual forma que con los recortes usados en el aprendizaje. Es decir, se determinará la matriz de coocurrencia, se calculará el eje principal, se dividirá en porciones y se calcularán los parámetros de número total de puntos y distancias máximas. A continuación se calculará la probabilidad de que esos valores formen parte de la distribución aprendida a partir de los recortes. Para ellos se emplea la expresión de cálculo de probabilidad:

$$p = F(x|\mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}} dt \quad (2)$$

De esta forma se obtiene un vector de valores de probabilidad de una longitud igual al número de particiones del eje principal. Si el valor medio es mayor a un valor que se ha determinado de forma experimental, se marcará la zona como zona de placa. Si es menor a ese valor se considerará que es zona de no placa.

En la Fig. 16 se muestran ejemplos de detección de placas. La no detección de las placas del fondo de la imagen superior es debido a que el algoritmo está diseñado para que en cada imagen se detecten las placas que se encuentran en primer plano.

Tras esta fase, se continúa con la fase de detección de líneas. Para ello se trabaja sólo con la zona de placa detectada en el paso anterior y se aplican algoritmos estándares como la umbralización, filtros morfológicos o la

transformada de Hough [3]. El resultado de esta última etapa es la definición analítica de puntos de corte y rectas que definen al plano de la placa fotovoltaica en el sistema de referencia de la imagen. En la Fig. 17 se muestran una imágenes de esta fase.

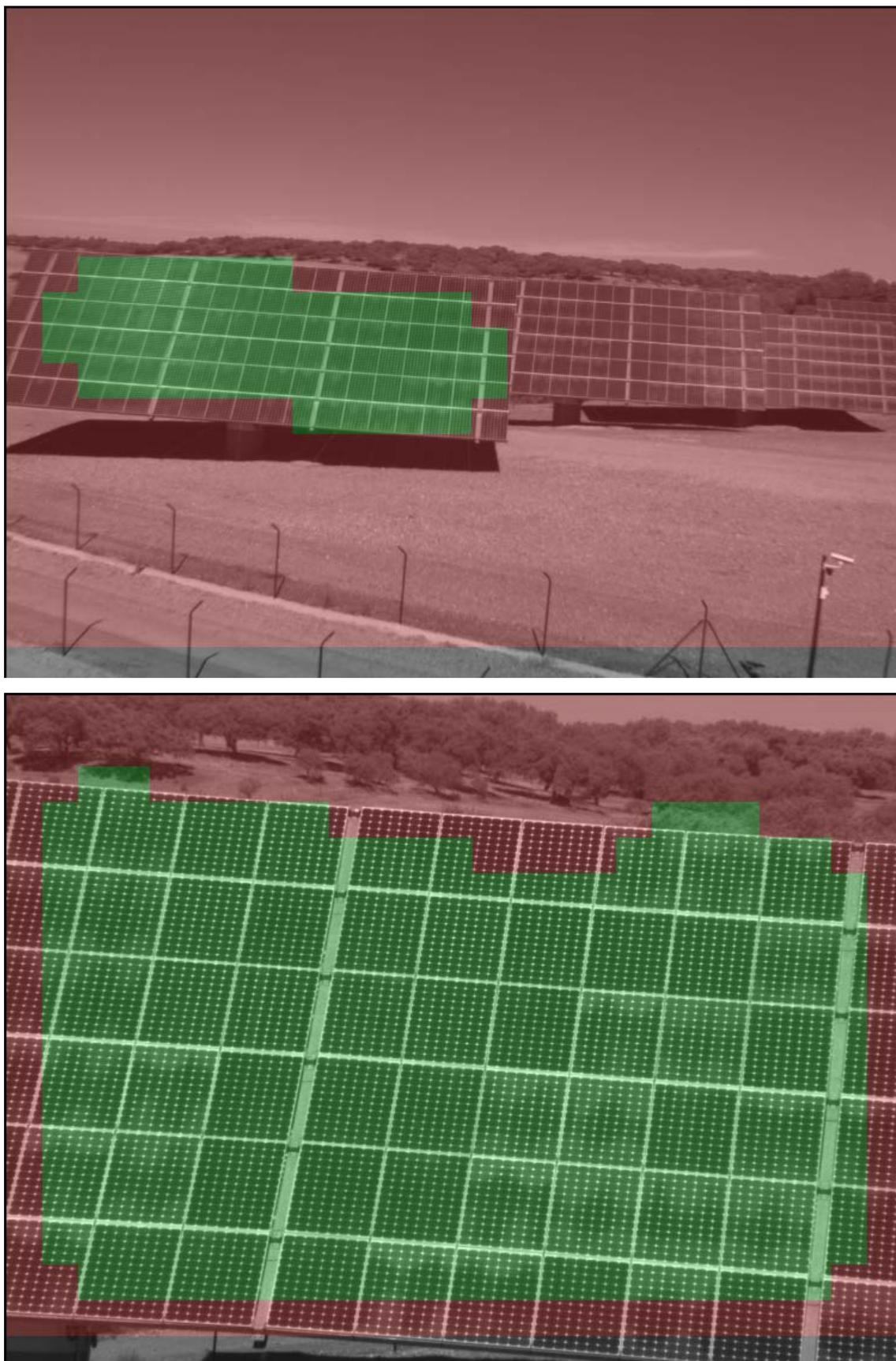


Fig. 16. Detección de placas.

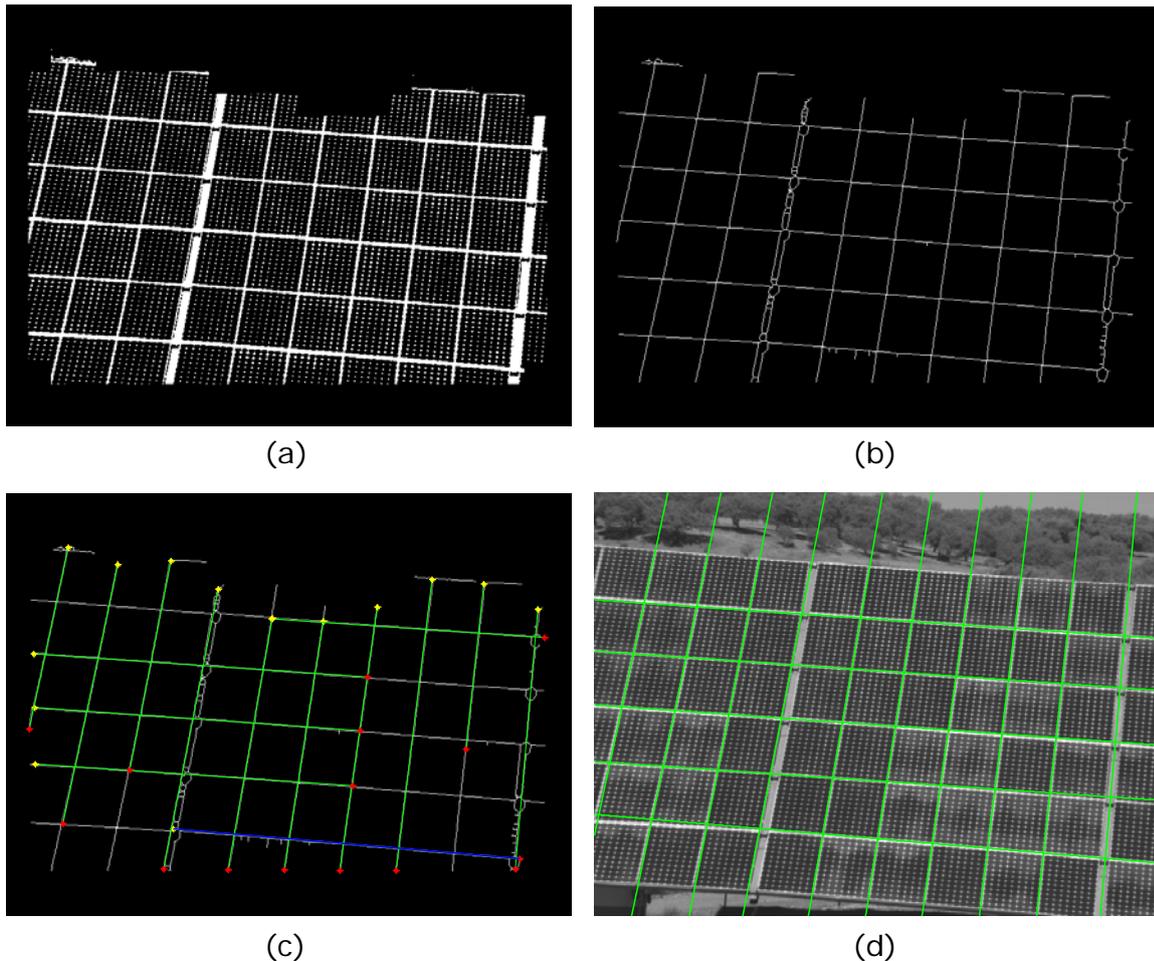


Fig. 17. Determinación analítica de las rectas que definen el plano de la placa fotovoltaica. En (a) se umbraliza el recorte de la zona detectada en la etapa anterior, en (b) se aplica un filtro morfológico, en (c) se determina la transformada de Hough y en (d) se representan las rectas que se han calculado tras los pasos anteriores.

4.3 Determinación de la orientación.

Como se ha dicho, las rectas analíticas que definen el plano de las placas fotovoltaicas están definidas en el sistema de referencia de la cámara. Para definirlo en el sistema de referencia del mundo es necesario realizar lo siguiente:

- Calibración de cámara por cada placa fotovoltaica, tomando como S.R. el definido por el plano de la placa cuando ésta tiene un posicionamiento de (0, 0) grados.
- Determinar las coordenadas topográficas de la ubicación de la estructura que soporta la placa fotovoltaica y de la ubicación de la cámara.

En la Fig. 18 se muestra el procedimiento que se seguiría para hacer los cálculos. La transformación ${}^cT_{vector}$ es la transformación que relaciona el vector definido en el S.R. de la cámara en píxeles, en un valor definido en m y en el que se ha hecho la transformación proyectiva inversa. La transformación ${}^cT_{FTV}$ transforma el S.R. de la cámara en el S.R. de la placa fotovoltaica. Por último, la matriz T nos proporciona las coordenadas de los vectores del plano en el S.R. de la placa. A partir de ellos es trivial el cálculo de la orientación.

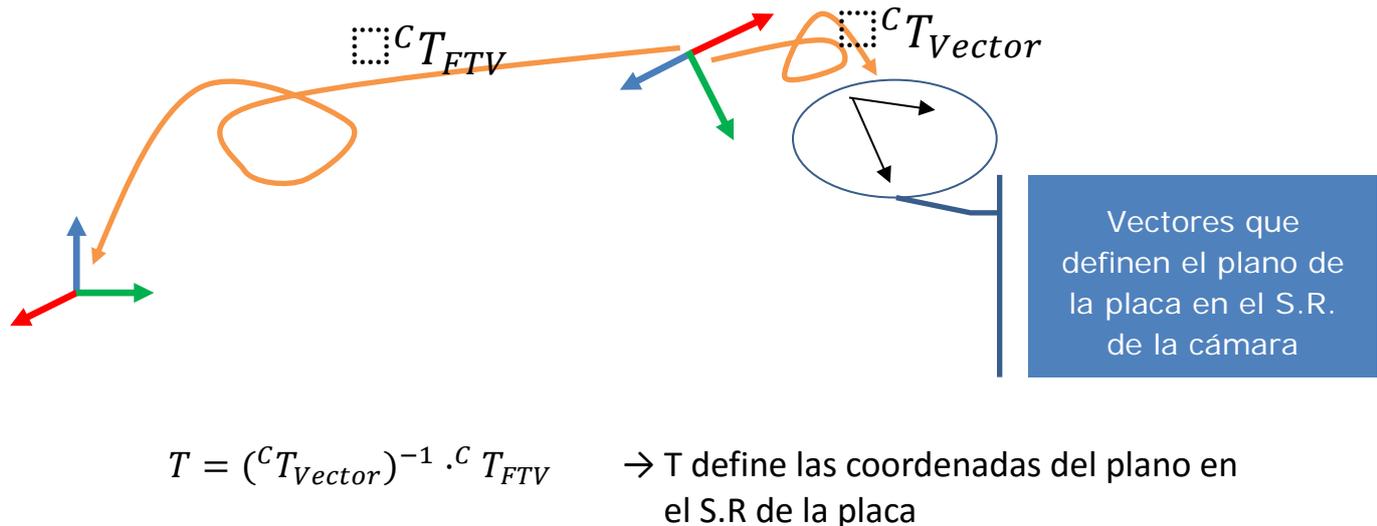


Fig. 18. Determinación del plano de la placa en el Sistema de Referencia del mundo.

4.4 Discusión sobre la propuesta.

El sistema, actualmente se encuentra probado aunque no sobre una planta fotovoltaica real. La limitación material actual se encuentra en la determinación de las transformaciones explicadas en la sección anterior. Sí se ha hecho una simulación que ha proporcionado buenos resultados, pero debido a que no se han podido determinar las coordenadas topográficas de la ubicación de las placas, no se ha podido probar en campo. Se puede decir, por tanto, que es un procedimiento que, aunque tendrá que ser refinado en algún aspecto es totalmente funcional.

La resolución que se obtiene es muy elevada, de décimas de grado, por lo que proporciona información suficiente como para hacer un seguimiento exacto de la orientación de la placa.

Una cuestión que hay que tener en cuenta es que si se quisiese instalar en una planta fotovoltaica, sería necesario adaptar la propuesta a la ubicación geográfica de la planta fotovoltaica.

Al igual que se comentó en la parte de detección de puntos calientes, se podrían aprovechar otras cámaras, como las cámaras de vigilancia, para que, de forma periódica, se empleasen en la determinación de la orientación de las placas.

5 CONCLUSIONES.

Como conclusiones del proyecto podemos reseñar que se han diseñado algoritmos que permiten monitorizar de forma autónoma parámetros que afectan de forma significativa a la producción de energía eléctrica. En concreto, se han propuesto algoritmos que permiten detectar puntos calientes y calcular la orientación de las placas fotovoltaicas para determinar el error en el seguimiento solar.

Entre estos algoritmos se ha presentado un método original que permite detectar en escenas naturales sin iluminación controlada patrones repetitivos como es el de una placa fotovoltaica.

Se han fabricados dispositivos de captura que permiten adquirir imágenes termográficas o estándares de forma autónoma.

Se han propuesto soluciones para resolver algunos de los problemas que aparecían a la hora de la aplicación práctica de los procedimientos diseñados.

Se han analizado las futuras mejoras que se podrían añadir para mejorar los sistemas propuestos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] "Pelco-D" Protocol Manual. (2003)" <http://es.scribd.com/doc/96271863/PelcoDProtocolManual-2-1>
- [2] "Guía sobre termografía para aplicaciones en edificios y energía renovable", FLIR
- [3] Rafael C. Gonzalez, Richard E. Woods "Digital Image Processing" Prentice Hall, 3er Edition. 2008.
- [4] Daniel Molkentín "The Book of Qt 4: The Art of Building Qt Applications" Ed. William Pollock, 2006.
- [5] K.L. Hanson; F. Blake; N. Luria; R. Kyle; R. Ferguson; R. Carmichael; "Rollup Subsolar Array Quarterly Technical Report No. 1"; Jet Propulsion Laboratory; 12 June 1969.
- [6] F.A. Blake; K.L. Hanson; "The hot-spot failure mode for solar arrays"; Proceedings of the Fourth Intersociety Energy Conversion Engineering Conference (IECEC), pp. 575–581; August 1969.
- [7] M.C. Alonso-García; J.M. Ruíz "Analysis and modelling the reverse characteristic of photovoltaic cells"; Solar Energy Materials and Solar Cells 90(7-8); pp. 1105-1120; May 2006.
- [8] Michael Simon; Edson L. Meyer; "Detection and analysis of hot-spot formation in solar cells"; Solar Energy Materials and Solar Cells 94(2); pp. 106-113; February 2010.
- [9] D.L. King; J.A. Kratochvíl; M.A. Quintana; "Application for infrared imaging equipment in photovoltaic cell, modules and systems"; Proc. of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference; pp. 1487–1490; Anchorage; 2000.
- [10] Chia-Yen Lee, Po-Cheng Chou, Che-Ming Chiang; Chiu-Feng Lin; "Sun Tracking Systems: A Review" Sensors, 9(5); pp. 3875-3890; 2009.
- [11] I. Luque-Heredia; R. Cervantes; G. Quéméré; "A Sun Tracking Error Monitor for Photovoltaic Concentrators"; Conference Record of 4th IEEE World Conference on the Photovoltaic Energy Conversion; pp.706-709; May 2006.
- [12] M. Davis; J. Lawler; J. Coyle; A. Reich; T. Williams; "Machine Vision as a Method for Characterizing Solar Tracker Performance"; Proc. of 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference; pp.1-6; May 2008.

Evaluación del funcionamiento de plantas fotovoltaicas

PCJ100403: INSTALACIONES FOTVOLTAICAS EN EXTREMADURA: ANÁLISIS DE EFICIENCIA Y RENTABILIDAD Y PROPUESTA DE UN SISTEMA DE CONTROL DE GESTIÓN



UNION EUROPEA
FONDO EUROPEO DE
DESARROLLO REGIONAL

"Una manera de hacer Europa"

JUNTA DE EXTREMADURA



Octubre 2015

1	Introducción	3
2	Objetivo	3
3	Identificación y descripción de las instalaciones de energía solar fotovoltaica de suelo existentes en extremadura.	3
4	Estudio de viabilidad económica. análisis de escenarios.	4
4.1	Introducción	4
4.2.	Las Feed-in Tariffs en España: Situación de partida, evolución y escenario actual consecuencia del marco regulatorio español	5
4.3.	Tipología y características técnicas de las instalaciones objeto de estudio	11
4.4.	Características de la inversión y condiciones de financiación	12
4.5.	Estimación de la producción de las instalaciones analizadas	13
4.6.	Definición de escenarios	15
4.7.	Rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas. Metodología empleada.	16
4.8.	Resultados obtenidos en cada escenario	18
4.9.	Conclusiones del estudio empírico y recomendaciones.....	25
5	INFLUENCIA DE LAS FEED-IN TARIFFS EN LA RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR FOTOVOLTAICO EUROPEO	26
5.1.	Introducción	26
5.2.	Metodología empleada	30
5.2.1.	Modelo	30
5.2.2.	Población y muestra	30
5.2.3.	Variables utilizadas	31
5.3.	Resultados y discusión	34
5.4.	Principales conclusiones	35
6	IDENTIFICACIÓN DE FACTORES DETERMINANTES EN EL DISEÑO DE UNA FEED-IN TARIFF ÓPTIMA	36
7	ANÁLISIS DE FUNCIONALIDAD Y SISTEMA DE CONTROL DE GESTIÓN BASADO EN LAS ACTIVIDADES	37
7.1	Introducción	37
7.2	Situación de partida para definir un modelo de gestión para plantas fotovoltaicas. Implicaciones de la normativa	37

7.3	Modelo de de gestión ABM para plantas de generación de energía fotovoltaica.....	41
7.4	Recomendaciones para la gestión de las plantas fotovoltaicas.....	46
8	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	49

1 INTRODUCCIÓN

El presente informe recoge las actividades realizadas dentro del subproyecto PCJ100403 perteneciente al proyecto de Cooperación en Sectores Estratégicos entre Grupos de Investigación y Empresas de la Junta de Extremadura PCJ1004 con título *“Evaluación del Funcionamiento de Plantas Fotovoltaicas”*. El subproyecto PCJ100401 de título *“Instalaciones fotovoltaicas en Extremadura: análisis de eficiencia y rentabilidad y propuesta de un sistema de control de gestión”* está liderado por el Grupo de Investigación Gestión y Control, Servicios (GESYCON) de la Universidad de Extremadura.

2 OBJETIVO

Este documento recoge todas actividades desarrolladas durante las cuatro anualidades del subproyecto PCJ100403, relacionadas con los siguientes objetivos del mismo:

1. Identificación y descripción de las instalaciones de energía solar fotovoltaica de suelo existentes en Extremadura. Diseño de un mapa interactivo.
2. Estudio de viabilidad económica. Análisis de escenarios.
3. Influencia de las FITs en la rentabilidad de las empresas generadoras de energía solar fotovoltaica en Europa.
4. Identificación de factores determinantes en el diseño de una FIT óptima.
5. Modelo de de gestión ABM para plantas de generación de energía fotovoltaica

3 IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE SUELO EXISTENTES EN EXTREMADURA.

En esta primera parte del proyecto, se ha llevado a cabo un proceso de identificación y caracterización de las instalaciones fotovoltaicas de suelo existentes en Extremadura. El resultado ha sido un mapa interactivo que ofrece, además de la ubicación de cada planta, diferentes características técnicas (potencia nominal y tecnología empleada) y jurídicas (composición y Real Decreto de acogida de la misma), en los casos en los que ha sido posible la obtención de dicha información.

En el proceso de identificación de cada instalación, se han utilizado los registros facilitados por el Ministerio, así como la página web de Rankingsolar. Para la obtención de información técnica y jurídica, se han llevado a cabo llamadas y envío de correos a empresas relacionadas (desarrolladoras, gestoras o simplemente aquéllas encargadas del mantenimiento) con el objetivo de ampliar la información recogida en las otras fuentes, así como consultas a diversas páginas web. Numerosas empresas han podido localizarse gracias a Solarweb, Suelo Solar y el Clúster de la Energía de Extremadura. Con el fin de conocer la

zona climática en la que se encuentra ubicada cada planta, se ha consultado el informe 'Zonificación climática en función de la radiación solar global media diaria anual' del Código Técnico de la Edificación.

Como resultado de este trabajo se ha generado un mapa interactivo (Fig. 1.) de las instalaciones de suelo generadoras de energía solar fotovoltaica en Extremadura puesto a disposición de las empresas socias del proyecto, del Cluster de la energía, y de la Junta de Extremadura.

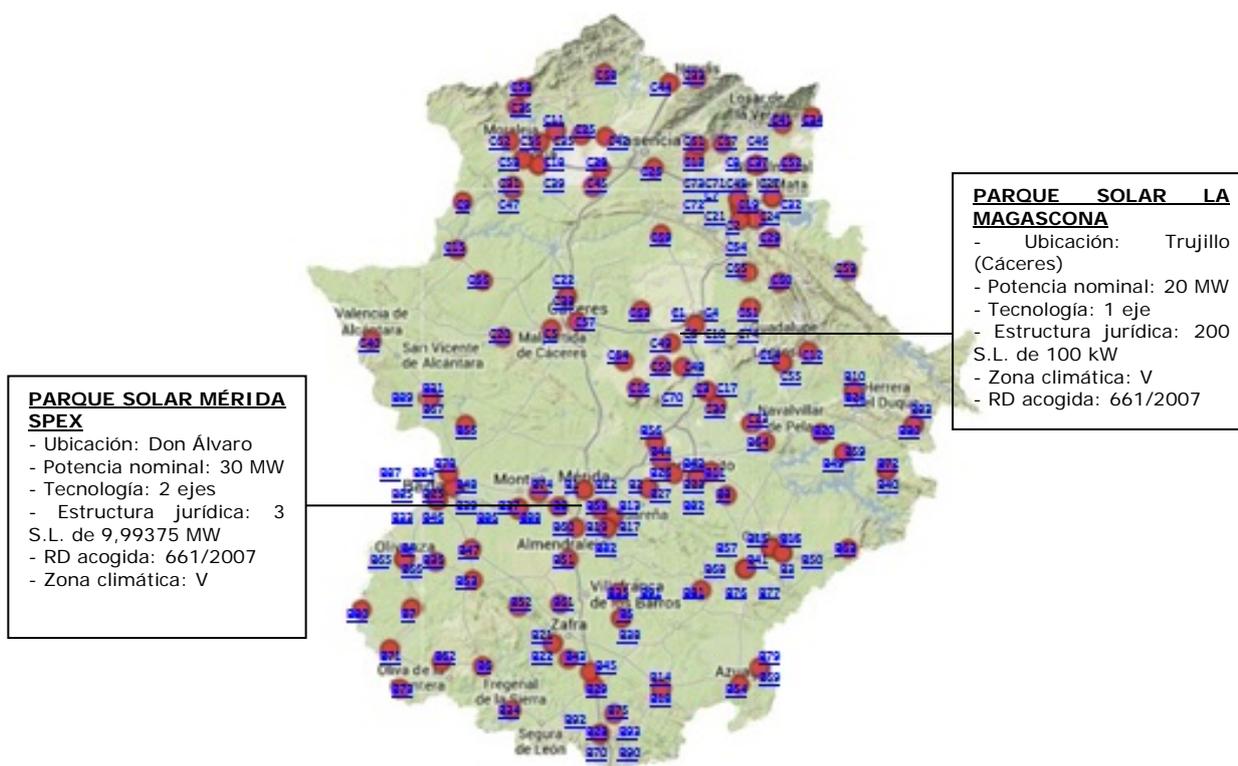


Fig. 1. Imagen ilustrativa de la información suministrada por el mapa interactivo de instalaciones fotovoltaicas de suelo de Extremadura

4 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA. ANÁLISIS DE ESCENARIOS.

4.1 Introducción

Las feed-in tariffs (FIT) han tenido un impacto extraordinario en el sector fotovoltaico y, para el caso español, favorecieron un espectacular crecimiento del mismo en el periodo 2007-2008 que, más adelante, se vio perjudicado por los continuos cambios de carácter retroactivo en el marco regulatorio que afectaron significativamente a la rentabilidad de estas instalaciones.

Con este trabajo, se persigue cuantificar el efecto provocado por el marco regulatorio español sobre la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas de suelo acogidas concretamente al Real Decreto 661/2007, al ser las más afectadas por estas medidas retroactivas, para el periodo que va desde el año 2008 hasta la actualidad (sin llegar a tener en cuenta el RD-ley 9/2013 por

medio de cuatro indicadores de rentabilidad: el valor actual neto (VAN), la tasa interna de rentabilidad (TIR), el plazo de recuperación o payback descontado y el índice de rentabilidad (IR). Este análisis se lleva a cabo para dos tipos de instalaciones: a) instalaciones que utilizan un seguimiento a dos ejes (caso 1) y b) instalaciones que cuentan con tecnología fija (caso 2), con el propósito de poner de manifiesto la influencia de la normativa según la tecnología instalada en las plantas fotovoltaicas socias del proyecto: Grupo Energético Gallardo Macias S.L.U., Solraba S.L., y Fotosolar S.L.

Para llevar a cabo este estudio se han presupuesto las principales características técnicas y jurídicas de las instalaciones objeto de análisis: potencias nominal y pico del sistema, tecnología instalada, tipo de módulos utilizados, real decreto de acogida, fecha de puesta en funcionamiento y composición jurídica de la planta. Los datos necesarios para la financiación de estas plantas se han obtenido de las páginas web del Euribor-rates.eu y del Banco de España. Asimismo, las producciones de estas instalaciones se han estimado por medio del software on-line Photovoltaic Geographical Information System del Joint Research Centre de la Comisión Europea.

Este análisis se lleva a cabo en tres escenarios principales: (1) un escenario A, en el que se supone que se mantienen las condiciones inicialmente establecidas en el Real Decreto 661/2007, (2) un escenario B.I, teniendo en cuenta los cambios introducidos por el RD-ley 14/2010 y el RD-ley 2/2013, y, (3) un escenario B.II, con los nuevos cambios recogidos en la Ley 15/2012.

Los resultados para los diferentes indicadores de rentabilidad, teniendo en cuenta la totalidad de modificaciones del marco normativo, muestran cómo las continuas modificaciones introducidas por el gobierno español han tenido un claro impacto negativo sobre la rentabilidad de estas instalaciones, colocándolas en una situación de total incertidumbre. Además, esta situación de pesimismo que caracteriza al mercado fotovoltaico español se espera que se acentúe con los nuevos cambios introducidos por el último RD-ley 9/2013, haciendo necesaria la búsqueda por parte de las empresas de diferentes alternativas que permitan mantener unos niveles de rentabilidad deseados, tales como la refinanciación de la deuda, atracción de nuevos inversores y reducción de costes, haciéndolas más competitivas frente al sector de las energías convencionales.

4.2. Las Feed-in Tariffs en España: Situación de partida, evolución y escenario actual consecuencia del marco regulatorio español

El RD 661/2007: el impulso definitivo al mercado fotovoltaico español

Después del importante impulso inicial al mercado fotovoltaico español favorecido por los Reales Decretos 2818/1998 y 436/2004, el 661/2007 establecía por su parte unas atractivas tarifas, suponiendo éstas un verdadero

impulso para las energías renovables en general y para la fotovoltaica en particular.

No obstante, el incorrecto diseño de estas políticas, puesto de manifiesto en las generosas tarifas establecidas para largos periodos, la no reducción de las tarifas de acuerdo con la evolución del coste tecnológico, así como largos periodos de tiempo entre una normativa y otra (Del Río y Mir-Artigues, 2014), contribuyeron al extraordinario crecimiento del mercado fotovoltaico español, que pasó de 544 a 2.708 MW para el periodo 2007-2008, respectivamente (CNE, 2013).

Las tarifas para las instalaciones acogidas a este RD en función de la potencia de la instalación, se actualizaban de acuerdo con el IPC menos veinticinco puntos básicos hasta el 31 de diciembre del año 2012, siendo de cincuenta puntos básicos desde el 1 de enero del año siguiente. Las tarifas iniciales de este RD se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1. Tarifas aplicables a las instalaciones pertenecientes a la categoría b.1.1 acogidas al Real Decreto 661/2007

Subgrupo	Potencia	Plazo	c€/kWh
b.1.1	$P \leq 100$ kW	primeros 25 años	44,0381
		a partir de entonces	35,2305
	100 kW < $P \leq 10$ MW	primeros 25 años	41,7500
		a partir de entonces	33,4000
	10 MW < $P \leq 50$ MW	primeros 25 años	22,9764
		a partir de entonces	18,3811

No obstante, el mercado fotovoltaico español creció tan rápidamente no sólo por las favorables condiciones introducidas por este Real Decreto y por la normativa previa, sino también por el estancamiento del mercado inmobiliario, un mejor acceso al crédito, los beneficios socioeconómicos derivados de este tipo de energía renovables, etc. (Del Río y Mir-Artigues, 2012).

Las condiciones tan favorables introducidas por el marco regulatorio español, así como las mencionadas anteriormente, provocaron un crecimiento espectacular del mercado de la energía fotovoltaica en España. García-Álvarez & Mariz-Pérez (2012) señalan que las características del marco regulatorio, bajo los RD 2818/1998, 436/2004 y 661/2007, muestran varios aspectos positivos para la economía española (Deloitte-APPA, 2009):

- Una contribución del mercado renovable al PIB español en torno al 55%, para el periodo 2005-2008.
- Un desarrollo muy positivo en I+D+i.
- La reducción de las emisiones de CO₂ para el periodo de 2005-2010 de aproximadamente 23,6 millones de toneladas.
- La creación de cerca de 120.722 puestos de trabajo en el mercado renovable, de los cuales en torno al 62% son directos.

Sin embargo, las favorables condiciones reguladas en el RD 661/2007 para el despegue de la industria fotovoltaica se vieron afectadas posteriormente, en

primer lugar, por la aprobación del RD 1578/2008, con tarifas inferiores a las recogidas en el anterior RD y, sobre todo, por una serie de medidas posteriores de carácter retroactivo que provocaron la ralentización del mercado fotovoltaico español. Así lo confirman De la Hoz et al. (2014) señalando que la política energética retroactiva fue promulgada para reducir la carga económica para el sector eléctrico español como consecuencia de la proliferación descontrolada de las instalaciones fotovoltaicas en el marco del 661/2007.

El RD 1578/2008: el estancamiento del sector fotovoltaico

Este aumento repentino de la demanda, con el consiguiente incremento de costes, provocó que la política fotovoltaica fuera revisada desde entonces, estableciéndose cupos en los incentivos y disminuyendo las FIT. Así, las tarifas fijadas por el Real Decreto 1578/2008 eran más modestas que para el caso del 661/2007, ralentizando de esta forma el crecimiento espectacular producido en el periodo 2007-2008. En este sentido, De la Hoz et al. (2013) sostienen que el nuevo marco regulatorio establecido por este RD después del boom fotovoltaico, puede ser considerado como un mecanismo particular de control concebido para adaptar la remuneración una vez sobrepasados ampliamente los objetivos de energía. La aprobación de este RD provocó una disminución en la rentabilidad del 28% (Sarasa-Maestro et al., 2013), no instalándose ningún MW en el año 2009.

Esta normativa divide las instalaciones en dos tipos, I (I.1 y I.2) y II, instalaciones ubicadas en techo y suelo, respectivamente, cada uno de ellos con unos cupos de potencia (267 y 133 MW para los tipos I y II, respectivamente) y unas tarifas que vienen recogidas en la siguiente tabla (Tabla 2).

Tabla 2. Cupos de potencia, repartos por potencia y tarifas aplicables a las instalaciones acogidas al RD 1578/2008

Tipo instalación Subtipo	Cupos potenc. (MW)	Potencia instalación		c€/kWh	
		≤20 kW	>20 kW	≤20 kW	>20 kW
I. Instalaciones en cubiertas o fachadas de construcciones fijas	267	10%	90%	34,00	32,00
II. Instalaciones no incluidas en el tipo I	133	100%		32,00	

A partir de entonces, estas instalaciones fotovoltaicas acogidas a los RD 661/2007 y 1578/2008, se han visto afectadas por una serie de recortes de carácter retroactivo (RD 1565/2010, RD-ley 14/2010, Ley 15/2012, RD-ley 2/2013). Además, la posterior supresión definitiva de las primas e incentivos para las nuevas instalaciones creadas a partir de entonces, a través del RD-ley 1/2012, y finalmente la incertidumbre introducida por el RD-ley 9/2013, ponen en entredicho el futuro del sector fotovoltaico en España.

Estos cambios repentinos y no anunciados en el marco legislativo, o la incertidumbre sobre el futuro marco reglamentario irritaron a los inversionistas, desarrolladores de plantas y entidades bancarias (Lüthi, 2010).

El RD 1565/2010: nuevas e importantes reducciones en las tarifas

En primer lugar, el RD 1565/2010 establece una reducción en la tarifa a cobrar por las instalaciones fotovoltaicas acogidas a la primera convocatoria de preasignación (RD 1578/2008), al aplicar un factor de 0,55 sobre la tarifa inicial para el caso concreto de las instalaciones de suelo (Tipo II), limitando además las tarifas a 25 años. Este RD tenía por objetivo la reducción de los costes del sistema eléctrico en 4,6 millones de euros, los cuales deberían provenir de reducciones en los incentivos a la fotovoltaica (De la Hoz et al., 2013). Las reducciones fueron del 5, 25 y 45% para los tipos I.1, I.2 y II, respectivamente (Del Río y Mir-Artigues, 2014).

El RD-Ley 14/2010: la limitación de horas de producción primadas y el peaje por distribución y transporte de la energía

Posteriormente, el RD-ley 14/2010 limitaba las horas de producción primadas para las instalaciones pertenecientes a los RD 661/2007 y 1578/2008. Además, se establecía en el mismo un peaje por la distribución y el transporte de la energía de 0,5 €/MWh. En cuanto al peaje establecido, supuso un impacto del 0,2% para las plantas de suelo y del 0,3% para las instalaciones en la edificación (UNEF, 2013). En lo que se refiere a la primera de las restricciones, las instalaciones que fueran capaces de producir una cuantía superior a esos límites, verían primada una parte de su producción, mientras que el exceso de la misma se pagaría al precio de mercado o pool, muy inferior a la tarifa primada inicial.

Estas limitaciones se establecían teniendo en cuenta la zona climática en la que se ubicaba la planta y la tecnología instalada en la misma, reflejadas en la Tabla 3. No obstante, para las instalaciones acogidas al RD 661/2007, hasta el 31 de diciembre de 2013, los límites hacían referencia exclusivamente a la tecnología de la instalación, tal y como muestra la Tabla 4.

Tabla 3. Limitación de horas de producción primadas para las instalaciones acogidas al Real Decreto 661/2007 y al Real Decreto 1578/2008

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Fija	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753
1 eje	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279
2 eje	1.664	1.838	2.015	2.204	2.367

Tabla 4. Limitación de horas de producción primadas para las instalaciones acogidas al Real Decreto 661/2007 hasta el 31 de diciembre de 2013

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año
Fija	1.250
1 eje	1.644
2 ejes	1.707

Si se analizan detenidamente los datos recogidos en las tablas anteriores, puede observarse cómo las instalaciones acogidas al RD 661/2007 ubicadas en zonas climáticas con una mayor radiación solar y con una tecnología con seguimiento, ya sea a un eje como a dos ejes, y en consecuencia con una inversión más elevada, se han visto más afectadas que el resto, hasta el 31 de diciembre de 2013, puesto que dicha limitación de horas no discrimina por zona climática. En este sentido, se produce una limitación extraordinaria en la tasa de rendimiento solar hasta el 2013 para las instalaciones acogidas al RD 661/2007.

Las nuevas restricciones introducidas podrían limitar el desarrollo de las tecnologías fotovoltaicas más eficientes, ya que desalientan las mejoras en la eficiencia como un camino para aumentar los ingresos (De la Hoz et al., 2013). Esta idea también es defendida por Del Río & Mir-Artigues (2012), los cuales sostienen que poner un límite a la generación fotovoltaica desalienta el funcionamiento eficiente de las instalaciones existentes y, en cierta medida, la fabricación de las tecnologías más eficientes por parte de los productores de equipos.

El RD-Ley 1/2012: la eliminación definitiva de los incentivos económicos para las nuevas instalaciones y la suspensión del procedimiento de preasignación de retribución

Posteriormente, la situación para las nuevas instalaciones, no acogidas a los RD 661/2007 y 1578/2008, empeoró de forma considerable, como consecuencia de la aprobación del RD-ley 1/2012, el cual establecía la eliminación de los incentivos económicos para estas instalaciones, así como la suspensión del procedimiento de pre-asignación de la retribución. Siguiendo de nuevo a Del Río & Mir-Artigues (2012), como resultado de esta suspensión, el futuro de la generación fotovoltaica en España se ha visto comprometido.

Como consecuencia de la aplicación de esta nueva normativa, la incertidumbre caracteriza la evolución del sector fotovoltaico español, si bien las consecuencias negativas en la actualidad han sido inmediatas y certeras. En este sentido, el impacto de la moratoria sobre el sector fotovoltaico ha sido tremendo. Junto al resto de medidas anteriormente mencionadas, se produjo la pérdida de numerosos puestos de trabajo, proporcionando el sector en ese momento entre 5.000 y 7.000 empleos, frente a los 60.000 del 2008 (EPIA, 2013).

La Ley 15/2012: El impuesto del 7% a la producción

El 1 de enero de 2013 entra en vigor una nueva normativa de carácter retroactivo, la Ley 15/2012, por la que se establece un impuesto del 7% sobre la producción obtenida. Según el informe elaborado por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF, 2013), la tecnología de generación fotovoltaica fue la más afectada por el nuevo impuesto ya que, al percibir los productores una tarifa fija, sintieron el impacto directamente sobre su rentabilidad. El resto de tecnologías, sin embargo, lo repercutían sobre los consumidores a través de las ofertas al

Mercado de la Electricidad. En consecuencia, los productores fotovoltaicos no pudieron compensar sus pérdidas, lo que supuso la quiebra de más empresas y la dificultad de hacer frente a las obligaciones financieras para aquellas que pudieron continuar con su actividad (EPIA, 2013).

El RD-Ley 2/2013: la actualización de las tarifas a IPC subyacente

Pero las constantes modificaciones en la normativa aplicable al sector fotovoltaico no se detuvieron aquí. Así, el RD-ley 2/2013 modificó la actualización de las tarifas, y, cómo no, supuso una revisión a la baja de las mismas. Hasta entonces, las tarifas se actualizaban de acuerdo con el IPC, restando veinticinco puntos porcentuales hasta el 31 de diciembre de 2012, y cincuenta a partir de entonces. Esta nueva normativa, establece que las tarifas se actualicen de acuerdo con el IPC a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos, y, como consecuencia, la retribución obtenida por la producción de energía solar fotovoltaica se redujo de forma importante. Es por ello, que en la segunda parte de este trabajo se aporta evidencia empírica sobre los efectos de esta nueva normativa, junto con el resto de recortes analizados en los epígrafes anteriores, sobre la rentabilidad de las inversiones.

El RD-Ley 9/2013: el futuro incierto del mercado fotovoltaico español

Este nuevo Real Decreto deroga los anteriores 661/2007 y 1578/2008, fijando una retribución en función de un proyecto tipo, el cual sustituye a la prima. Existen 91 y 485 proyectos tipo para los RD 661/2007 y 1578/2008, respectivamente. Asimismo, establece una 'rentabilidad razonable' del 7,5% revisable cada 6 años, siendo los cobros a cuenta desde la entrada en vigor del mismo. Según lo recogido en la normativa, la rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del presente real decreto-ley de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básicos, todo ello sin perjuicio de la revisión prevista en el último párrafo del citado artículo.

El RD-ley 9/2013 supone un importante golpe a la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas ya existentes y de nueva creación, incrementando la incertidumbre del sector. En este sentido, De la Hoz et al. (2014) sostienen que será necesario esperar a la definición completa de todos los elementos de esta reforma para evaluar el ahorro para el sector eléctrico español y la nueva reducción que se impondrá en la rentabilidad, que según fuentes del sector fotovoltaico se puede colocar en un umbral crítico.

Como conclusión, a pesar del esfuerzo inicial en favorecer las importantes implicaciones que supondría la presencia de las energías renovables en el mix energético de una economía, permitiendo reducir la dependencia energética del exterior y hacerla en consecuencia más competitiva a medio y largo plazo, y las ventajosas condiciones iniciales introducidas por el RD 661/2007 (entre otras), se produjo una fuerte ralentización del sector fotovoltaico en España, consecuencia de los constantes cambios de carácter retroactivo en el marco

regulatorio, pasando del espectacular boom en el periodo 2007-2008 a una práctica paralización del mercado. En este sentido, Avril et al. (2012) sostienen que el hecho de que el gobierno se viera obligado a crear medidas retroactivas indica claramente que el auge en la capacidad instalada no estaba previsto, de lo cual se deduce un incorrecto diseño de estas políticas. En consecuencia, el futuro del sector fotovoltaico español se caracteriza en la actualidad por su total incertidumbre, poniendo en tela de juicio su continuidad, y haciendo necesaria la búsqueda de posibles soluciones que garanticen niveles de rentabilidad deseados para estas instalaciones.

4.3. Tipología y características técnicas de las instalaciones objeto de estudio

Una vez analizado el marco regulatorio español aplicable y justificada la necesidad de realizar un análisis de viabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas que ponga de manifiesto la influencia provocada por la retroactividad de la normativa en la rentabilidad de las mismas, en primer lugar, se describen las características generales de las instalaciones que van a ser objeto de estudio para, posteriormente, establecer diferentes escenarios a analizar en función de la normativa. En cuanto a la tipología de instalaciones a analizar, en función de la tecnología instalada, se analizan los dos casos en los que se encuentran representados las tres plantas generadoras socias de este proyecto:

- a) Caso 1: instalaciones fotovoltaicas que incorporan una tecnología de seguimiento a dos ejes.
- b) Caso 2: instalaciones fotovoltaicas con tecnología fija.

Las características tanto técnicas como jurídicas de las diferentes instalaciones definidas anteriormente vienen recogidas en la Tabla 5.

Tabla 5. Características técnicas y jurídicas de las instalaciones a analizar

Datos técnicos de planta fotovoltaica conectada a red		Casos 1 y 2	
Potencia nominal (kW)	1.000		
Potencia pico (kWp)	1.060		
Tecnología instalada	Caso 1: 2 ejes;	Caso 2: fija	
Tipo módulos	Silicio cristalino		
Vida útil (años)	25		
RD acogida	661/2007		
Puesta en funcionamiento	1 de julio de 2008		
Estructura jurídica		Casos 1 y 2	
Promotora	Sociedad Holding: gestión, explotación y venta de energía eléctrica a la red		

De acuerdo con la tabla anterior, las instalaciones objeto de estudio tienen una potencia nominal de 1.000 kW (1.060 kWp), ya sean con seguimiento a doble como tecnología fija. Se encuentran divididas en 10 subinstalaciones de 100 kW de potencia nominal cada una. Estas subinstalaciones, denominadas huertas

solares, suelen ser promovidas por una sociedad que ofrece participaciones de hasta 100 kW a terceros, y después se encarga de la gestión y operación del conjunto (Fernández, 2010). La mayor parte de las instalaciones acogidas al RD 661/2007 presentaban esta característica, precisamente para beneficiarse de las mayores tarifas recogidas en el mismo para instalaciones con potencia menor o igual a 100 kW. El presente estudio se centra precisamente en las instalaciones fotovoltaicas creadas al amparo del RD 661/2007 al ser las afectadas en mayor medida por los continuos cambios retroactivos en el marco normativo.

Estas instalaciones, puestas en funcionamiento el 1 de julio de 2008 con una vida útil estimada de 25 años, utilizan módulos de silicio cristalino, ya que según Fernández (2008) el uso del silicio se encuentra más extendido puesto que, a pesar de que su proceso de elaboración es más costoso y complicado, permite alcanzar una mayor eficiencia. Según el informe elaborado por el IEA (2010) se espera que su eficiencia se incremente por encima del 23% para el 2020 y en un 25% en un mayor largo plazo y sea una tecnología dominante hasta al menos el año 2020. Esto se debe a su tecnología probada y fiable, una larga vida útil y a la abundancia de recursos primarios (IEA, 2010).

4.4. Características de la inversión y condiciones de financiación

Los datos de la inversión así como los de financiación de la misma vienen recogidos en la Tabla 6.

Tabla 6. Datos de la inversión y financiación de la misma

Datos inversión-financiación	2 EJES (Caso 1)	FIJA (Caso 2)
Inversión inicial (€/kWp)	6.800	5.200
Inversión inicial total (€)	7.208.000	5.512.000
Amortización técnica inversión	288.320	220.480
Financiación (Préstamo: 80%)	5.766.400	4.409.600
Amortización financiera préstamo (método francés)	20 años	20 años

En lo que respecta a la inversión inicial, se considera que los módulos fotovoltaicos representan un 48% del total, los gastos generales un 28%, inversor y medida un 10%, el montaje un 6%, la estructura soporte un 6% y el cableado un 3% (IDAE, 2010).

Las características de la financiación de la inversión vienen resumidas en la Tabla 7.

Tabla 7. Características de la financiación

Importe	80% inversión
Años	20
Comisión de apertura	1%
Interés nominal primer año	2,50%
Tipo pactado resto de años	EURIBOR+1
Método amortización	Francés
Coste efectivo	2,61%

Los datos relativos al Euribor y al coste efectivo de la operación se obtienen de las páginas Euribor-rates.eu (<http://es.euribor-rates.eu>) y del Banco de España (<http://www.bde.es>), respectivamente.

Una vez definidas las principales características de la inversión en este tipo de instalaciones, así como las características de la financiación de dicha inversión, en el siguiente epígrafe se procede a estimar la producción de las instalaciones que son objeto de análisis.

4.5. Estimación de la producción de las instalaciones analizadas

Para poder calcular los ingresos obtenidos por la instalación fotovoltaica, en primer lugar se procede a la estimación de la producción anual neta de la instalación ubicada en Badajoz, por medio del software Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) del Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea, considerando una inclinación de módulos óptima (35°) y una orientación acimutal de módulos óptima. Teniendo en cuenta que la instalación tipo se encuentra ubicada en la provincia de Badajoz, zona climática V, las características de la misma, tanto para tecnología con seguimiento a dos ejes (Caso 1) como fija (Caso 2) ofrecidas por el PVGIS, vienen recogidas en la Tabla 8.

Tabla 8. Características técnicas de las instalaciones objeto de estudio

Localización	38°52'48" Norte, 6°58'12" Oeste, elevación 194 metros s.n.m.
Base de datos de radiación empleada	PVGIS clásico
Potencia instalación	1.060,00 kWp (silicio cristalino)
Pérdidas estimadas por temperatura y baja irradiación	11,7% (usando temperatura ambiente local)
Pérdidas estimadas por reflectancia angular	2,80%
Otras pérdidas (cableado, inversores, etc.)	14,00%
Pérdidas del sistema fotovoltaico combinado	26,20%

En función de las características anteriores suministradas por el PVGIS, los resultados obtenidos para las instalaciones que utilizan una tecnología con seguimiento a dos ejes son los recogidos en la Tabla 9.

Los resultados para el caso de la tecnología fija son los que se muestran en la Tabla 10.

Tabla 9. Producción estimada obtenida por una instalación fotovoltaica de 4.000 kW de potencia nominal con seguimiento a dos ejes

Mes	Ed	Em	Hd	Hm
Enero	3.880	120.000	4,74	147
Febrero	4.180	117.000	5,16	144
Marzo	6.280	195.000	7,94	246
Abril	5.700	171.000	7,24	217
Mayo	7.120	221.000	9,17	284
Junio	7.610	228.000	10	301
Julio	7.620	236.000	10,2	315
Agosto	7.380	229.000	9,85	305
Septiembre	6.160	185.000	8,06	242
Octubre	5.140	159.000	6,57	204
Noviembre	3.720	111.000	4,64	139
Diciembre	3.460	107.000	4,24	131
Año	5.700	173.000	7,33	223

Ed: promedio de la producción diaria de electricidad del sistema (kWh).

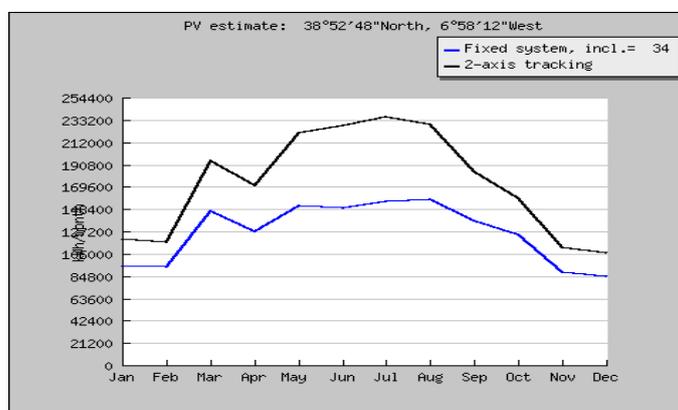
Em: promedio de la producción mensual de electricidad del sistema (kWh).

Hd: promedio de la suma de irradiación global diaria por m² recibida por los módulos (kWh/m²).

Hm: promedio de la suma de irradiación global mensual por m² recibida por los módulos (kWh/m²).

Tabla 10. Producción estimada generada por un ainstalación fotovoltaica de 1.000 kW de potencia nominal con tecnología fija

Mes	Ed	Em	Hd	Hm
Enero	3.060,00	94.900	3,67	114
Febrero	3.340,00	93.600	4,08	114
Marzo	4.720,00	146.000	5,94	184
Abril	4.260,00	128.000	5,43	163
Mayo	4.900,00	152.000	6,34	197
Junio	4.980,00	149.000	6,61	198
Julio	5.010,00	155.000	6,72	208
Agosto	5.090,00	158.000	6,83	212
Septiembre	4.590,00	138.000	6,02	181
Octubre	3.990,00	124.000	5,07	157
Noviembre	2.950,00	88.400	3,62	108
Diciembre	2.720,00	84.300	3,26	101
Año	4.140,00	126.000	5,31	161

**Fig. 2. Comparación de la producción obtenida por cada tipo de tecnología**

Si se analizan las tablas y la figura anteriores, puede verse cómo la producción neta para las instalaciones fotovoltaicas con tecnología de seguimiento a dos ejes es superior a la obtenida por las que utilizan una tecnología fija, alcanzando su pico máximo en el mes de julio. También, se observa cómo esta diferencia es aún mayor precisamente en los meses en los que existe una mayor radiación solar, creciendo la producción de las instalaciones de dos ejes en mayor proporción que aquellas que cuentan con tecnología fija.

4.6. Definición de escenarios

Una vez definidas las características técnicas, jurídicas y económicas principales de los dos tipos de instalaciones fotovoltaicas de suelo a analizar (con tecnología móvil a dos ejes y tecnología fija), este epígrafe se centra en la definición de los distintos escenarios a estudiar:

- Escenario A: Se mantienen las condiciones iniciales del RD 661/2007.
- Escenario B.I: Se tienen en cuenta los RD-ley 14/2010 y 2/2013.
- Escenario B.II: Se consideran, además, el resto de normas retroactivas, Ley 15/2012.

Escenario A: manteniendo las condiciones inicialmente establecidas en el RD 661/2007

Una vez definida la tipología de las instalaciones y estimadas sus principales características técnicas, jurídicas y económicas, se describen las características principales del escenario A, en el que se mantienen las condiciones inicialmente establecidas en el RD 661/2007, tanto para la tecnología con seguimiento a dos ejes (Caso 1) como para la fija (Caso 2). Los datos que han sido utilizados en este análisis se encuentran resumidos en la Tabla 11.

Tabla 11. Datos de explotación para los Casos 1 y 2 en el escenario A

Producción anual neta (PAN) (kWh)		2.080.000	1.510.000
Horas equivalentes de funcionamiento (horas)		2.080	1.510
Tasa anual deterioro producción de la instalación		0,35%	
Tarifa aplicable (€/kWh)		0,440381	
Actualización tarifa	Hasta 31/12/12	Δ IPC-0,25%	Δ IPC-0,25%
	Desde 1/1/13	Δ IPC-0,5%	Δ IPC-0,5%
Ingresos de explotación		PAN x Tarifa	
Gastos mantenimiento, seguro anual, sistema vigilancia		24%Factur	10%Factur

Escenario B.I: Efecto de los cambios introducidos por los RD-Ley 14/2010 y 2/2013

En este escenario B.I se tienen en cuenta las modificaciones introducidas por los RD-ley 14/2010 y 2/2013 respecto a las condiciones iniciales establecidas en el 661/2007.

Sin embargo, esta limitación de la producción primada sólo afecta a las instalaciones analizadas durante el periodo 2011-2013, puesto que el resto de

años la producción obtenida por éstas es inferior a la limitación introducida por el RD-ley 14/2010. Hasta el 31 de diciembre de 2013, esta limitación se establece exclusivamente en función de la tecnología empleada, discriminando además según la zona climática en la que se encuentre la instalación a partir de entonces. No obstante, las horas de producción obtenidas por las plantas consideradas en este estudio son inferiores a las establecidas en el RD-ley 14/2010 para ese periodo.

Por otro lado, como resultado de la aplicación del RD-ley 14/2010, las horas de producción que excedan del límite establecido en este RD-ley hasta el 31 de diciembre de 2013 se cobrarán al precio del pool, cuyos importes para el periodo 2011-2013 son los que muestra la Tabla 12.

Tabla 12. Precio medio anual ponderado del pool (€/kWh) para el periodo 2011-2013

2011	2012	2013
0,050977	0,04723	0,04426

Por tanto, una parte de la producción se remunera a tarifa regulada y la parte que excede del límite establecido por el RD-ley 14/2010 se paga a pool. Además, el precio del pool es notablemente inferior al de la tarifa, lo que provocará una reducción en los ingresos de explotación obtenidos por las instalaciones analizadas.

Escenario B.II: efecto de todos los recortes incluido el impuesto del 7% regulado en la Ley 15/2012

En el Escenario B.II se tiene en cuenta el efecto provocado por el establecimiento del impuesto del 7% (Ley 15/2012) a la producción obtenida, además del resto de normas analizadas anteriormente.

Este impuesto afectará claramente a los ingresos de explotación obtenidos para estas instalaciones, tanto las que cuentan con seguimiento a doble eje como las de tecnología fija y, en consecuencia, provocarán una disminución en los flujos de efectivo generados a lo largo de la vida útil de la instalación.

4.7. Rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas. Metodología empleada.

Existe una amplia literatura previa que analiza la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas bajo diferentes supuestos (Ayompe et al., 2010; Bernal-Agustín & Dufo-López, 2006; Colmenar-Santos et al., 2012; De la Hoz et al., 2013; De la Hoz et al., 2014; Dusonchet & Telaretti, 2010; Li et al., 2011; Nofuentes et al., 2002; Rígter & Vidican, 2010; Sarasa-Maestro et al., 2013; Talavera et al., 2010). Principalmente, este análisis de viabilidad económica se ha llevado a cabo por medio de métodos, ya conocidos ampliamente, como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Rendimiento (TIR) y el plazo de recuperación o payback.

Para el caso español, sirven de referencia los estudios realizados por Sarasa-Maestro et al. (2013) y De la Hoz et al. (2014), que analizan el efecto provocado por determinados cambios introducidos en el marco regulatorio español en cuanto a energía solar fotovoltaica. En este trabajo, no obstante, se tienen en cuenta el conjunto de cambios normativos que afectan directamente a las instalaciones fotovoltaicas acogidas al 661/2007 para analizar su influencia en la rentabilidad de las mismas.

Las herramientas empleadas para calcular la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas analizadas en los diferentes escenarios vienen reflejadas en la siguiente Tabla 13.

Tabla 13. Métodos de valoración empleados y cálculo

Método de valoración	Cálculo
Valor actual neto (VAN)	$VAN = -A + \frac{FC_1}{(1+k)} + \frac{FC_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+k)^n}$
Tasa interna de rentabilidad (TIR)	$0 = -A + \frac{FC_1}{(1+r)} + \frac{FC_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+r)^n}$
Plazo de recuperación descontado	Actualización de los FC generados en cada periodo hasta cubrir el desembolso inicial
Índice de rentabilidad (IR)	$IR = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{FC_n}{(1+k)^n}}{A}$

A: desembolso inicial

FC: flujo de caja

k: tasa de descuento = 8% (coste promedio ponderado del capital del sector)

r: tasa interna de rentabilidad

La tabla siguiente muestra los cálculos necesarios para la determinación de los flujos de caja de la inversión fotovoltaica.

Tabla 14. Cálculos para la determinación de los flujos de efectivo totales

+ Ingresos de Explotación	
<i>Producción anual neta x tarifa regulada (y posteriores actualizaciones: IPC e IPC subyacente)</i>	
- Gastos de Explotación	
<i>Mantenimiento, seguro y sistema de vigilancia</i>	
<i>Amortización técnica de la planta</i>	
<i>Coste peaje 0,5 €/MWh (a partir del 1/1/2011)</i>	
<i>Impuesto 7% a la producción neta (a partir del 1/1/2013)</i>	
	= RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (BAIT)
- Gastos financieros	
<i>Intereses del préstamo</i>	
- RESULTADO FINANCIERO	
	= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS (BAT)
<i>- Impuesto sobre el beneficio (30%)</i>	
	= RESULTADO DEL EJERCICIO (BN)
+ Amortizaciones	
	= FLUJOS DE EFECTIVO DE EXPLOTACIÓN
<i>- Devolución del principal del préstamo</i>	
	= TOTAL FLUJOS DE EFECTIVO

4.8. Resultados obtenidos en cada escenario

Resultados obtenidos en el Escenario A

Teniendo en cuenta las condiciones inicialmente establecidas en el RD 661/2007, los ingresos obtenidos para las instalaciones recogidas en los Casos 1 (2 ejes) y 2 (fija) durante la vida útil de las mismas, se muestran en la Fig. 3.

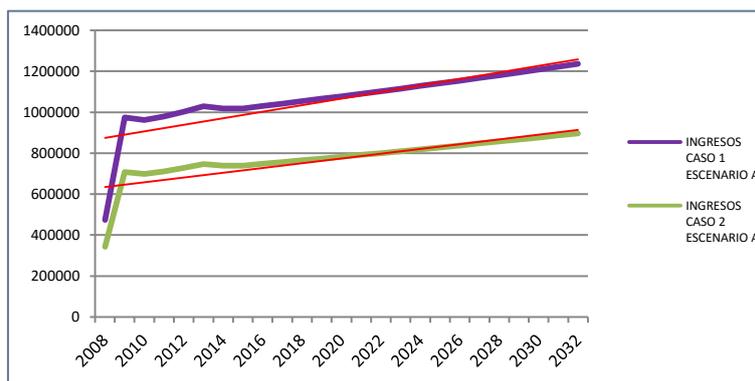


Fig. 3. Ingresos de explotación obtenidos por ambas tecnologías en el escenario A

La tendencia seguida por los ingresos de explotación para ambas tecnologías es creciente a lo largo de la vida útil de las instalaciones, con un crecimiento prácticamente constante en cada uno de los años (no hay que tener en cuenta el importante crecimiento observado en el periodo 2008-2009, debido a que las instalaciones analizadas en este estudio entran en funcionamiento el 1 de julio de 2008, y, por tanto, en ese año sólo se tiene en cuenta la producción habida entre los meses de julio y diciembre).

Los flujos de efectivo obtenidos por las instalaciones objeto de análisis son, en ambos casos, los que se muestran en la Fig. 4. Puede observarse que en el primer año, 2008, éstos son negativos, recuperándose rápidamente en el 2009, si bien los flujos de efectivo obtenidos por las instalaciones representadas en el caso 1 (dos ejes) resulta superior a los obtenidos por las representadas en el caso 2 (fija), lo cual resulta lógico, ya que en las primeras la producción generada de energía resulta superior y, en consecuencia, los ingresos generados también son superiores. Se observa también un crecimiento importante del 2027 al 2028 debido a que finaliza el periodo de financiación de la inversión y, con ello, la obligatoriedad de atender al servicio de la deuda.

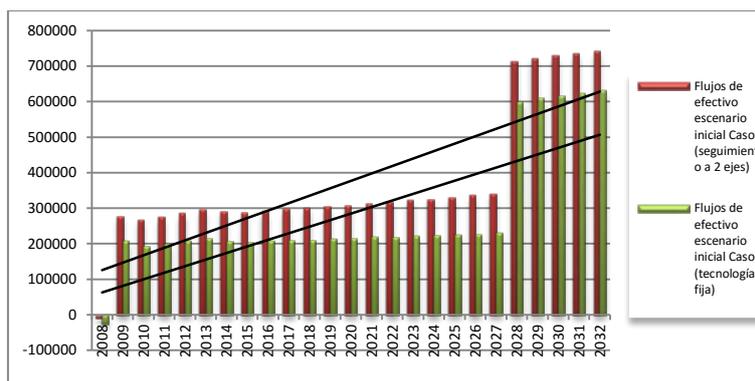


Fig. 4. Flujos de efectivo generados por ambas tecnologías en el escenario A

Los resultados obtenidos para los diferentes indicadores de rentabilidad, pueden consultarse en la Tabla 15. Para ambas tecnologías, estos resultados son claramente positivos, por lo que resulta interesante llevar a cabo la inversión. Además, se puede ver cómo el VAN obtenido para la instalación con tecnología con seguimiento a dos ejes es bastante superior a la que utiliza tecnología fija, debido, principalmente, a que la primera obtiene una mayor producción que la segunda, y, en consecuencia, obtiene unos mayores ingresos. De esta forma, los flujos de efectivo generados a lo largo de su vida útil son superiores a los de las instalaciones con tecnología fija, a pesar de que éstas tienen menores gastos de explotación y financieros, así como menores cantidades a devolver del principal del préstamo.

Tabla 15 Resultados de los indicadores de rentabilidad en el escenario A

INDICADOR	CASO 1 (2 ejes)	CASO 2 (Fija)
Valor Actual Neto (VAN)	1.806.666,41 €	1.274.525,31 €
Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)	17,31%	16,39%
Payback descontado	8 años y 7 meses	9 años y 4 meses
Índice de Rentabilidad (IR)	2,25	2,16

Resultados obtenidos en el escenario B.I

Para el escenario B.I se han tenido en cuenta, por un lado la limitación de horas de producción primadas y el peaje por transporte de la energía del RD-ley 14/2010 y, por otro, la actualización de las tarifas en función del IPC subyacente establecida por el RD-ley 2/2013.

Tabla 16. Ingresos de explotación para instalaciones con seguimiento a dos ejes en el Escenario B.I en el periodo 2011-2013

PERÍODOS DE EXPLOTACIÓN	2011	2012	2013
INGRESOS EXPLOTACIÓN			
Producción anual neta	2.058.312	2.051.133	2.043.979
Tasa deterioro anual	0,0035	0,0035	0,0035
Producción a tarifa	1.707.000	1.707.000	1.707.000
Tarifa regulada (a IPC subyacente desde 2013)	0,475463	0,4885386	0,4885386
Producción a Pool (resto)	351.312	344.133	336.979
Precio del Pool	0,050977	0,04723	0,04426
INGRESOS PRODUCCIÓN A TARIFA	811.615	833.935	833.935
INGRESOS PRODUCCIÓN A POOL	17.909	16.253	14.915
TOTAL INGRESOS EXPLOTACIÓN	829.524	850.189	848.850
% IS A POOL/IS TOTALES	2,16%	1,76%	1,76%

Tabla 17. Ingresos de explotación para tecnología fija en el Escenario B.I en el periodo 2011-2013

PERÍODOS DE EXPLOTACIÓN	2011	2012	2013
INGRESOS EXPLOTACIÓN			
Producción anual neta	1.494.255	1.489.044	1.483.850
Tasa deterioro anual	0,0035	0,0035	0,0035
Producción a tarifa	1.250.000	1.250.000	1.250.000
Tarifa regulada (a IPC subyacente desde 2013)	0,475463	0,4885386	0,4885386
Producción a Pool (resto)	244.255	239.044	233.850
Precio del Pool	0,050977	0,04723	0,04426
INGRESOS PRODUCCIÓN A TARIFA	594.329	610.673	610.673
INGRESOS PRODUCCIÓN A POOL	12.451	11.290	10.350
TOTAL INGRESOS EXPLOTACIÓN	606.780	621.963	621.023
% IS A POOL/IS TOTALES	2,05%	1,82%	1,67%

En términos de ingresos, se produce una reducción importante de los mismos, provocada por la limitación de las horas de producción primadas (ya que el establecimiento del peaje de 0,5 €/MWh afecta a los gastos de explotación) por el RD-ley 14/2010 en el periodo 2011-2013. A partir del 2013, debido a la actualización a la baja de las tarifas aprobada por el RD 2/2013, se produce también una reducción en los ingresos de explotación generados por estas instalaciones, tal y como muestran las dos tablas siguientes.

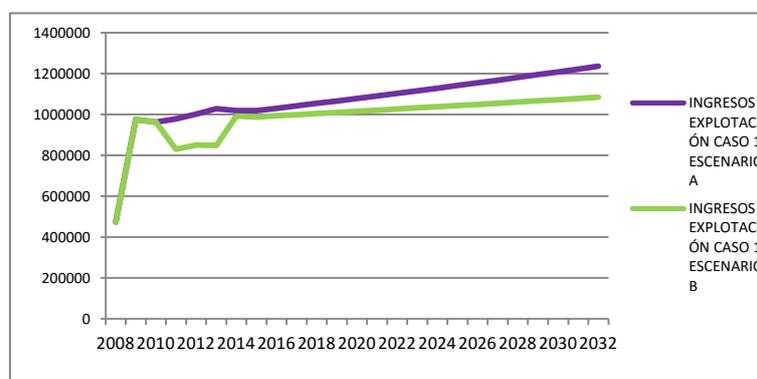
**Fig. 5. Comparación de los ingresos generados en los escenarios A y B.I para 2 ejes**



Fig. 6. Comparación de los ingresos generados en los escenarios A y B.I para la tecnología fija

Por otra parte, el RD-ley 14/2010 establece en su Disposición primera transitoria un peaje por la distribución y el transporte de la energía de 0,5 €/MWh. Este peaje afecta a los gastos de explotación de las instalaciones recogidas en ambos casos. Gráficamente puede verse cómo el peaje de 0,5 €/MWh no supone un efecto importante en los gastos de explotación de estas instalaciones (Fig. 7 y Fig. 8). Concretamente, el mayor incremento que experimentan los gastos de explotación como consecuencia del peaje es del 0,20% y del 0,26% para los casos 1 y 2, respectivamente.

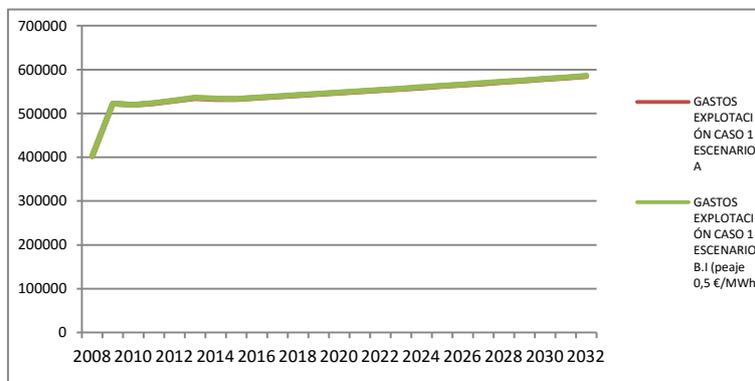


Fig. 7. Gastos de explotación obtenidos en los escenarios A y B.I para el caso 1

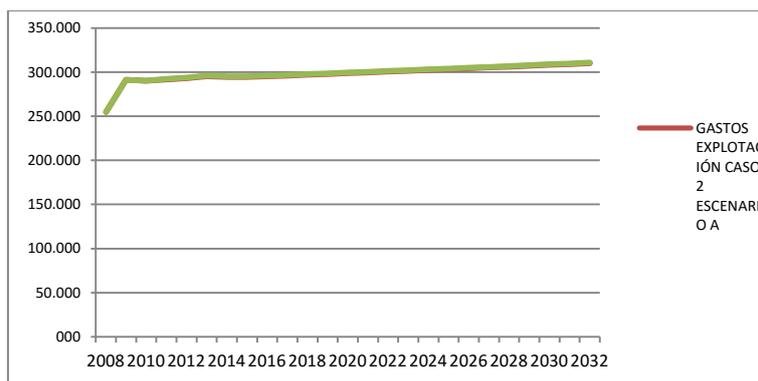


Fig. 8. Gastos de explotación obtenidos en los escenarios A y B.I para el caso 2

Finalmente, en cuanto al impacto de los tres recortes analizados en el escenario B.I sobre los flujos de efectivo, los resultados mostrados en las siguientes figuras reflejan la importante reducción de los flujos de efectivo para el periodo 2011-2013 (influencia del RD-ley 14/2010) y también a partir de entonces (actualización de tarifas a IPC subyacente, RD-ley 2/2013).

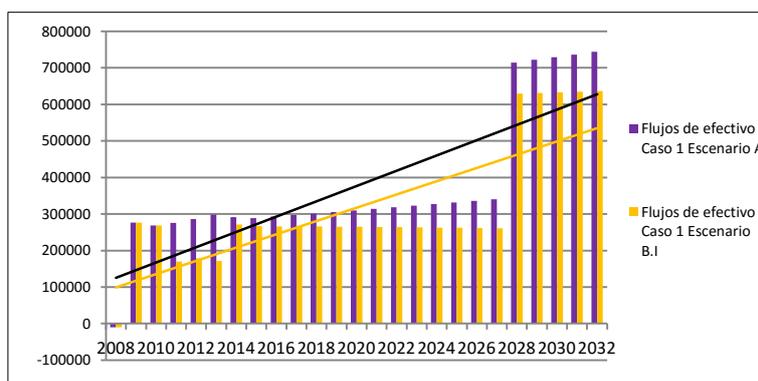


Fig. 9. Comparación flujos de efectivo tecnología 2 ejes (escenarios A y B.I)

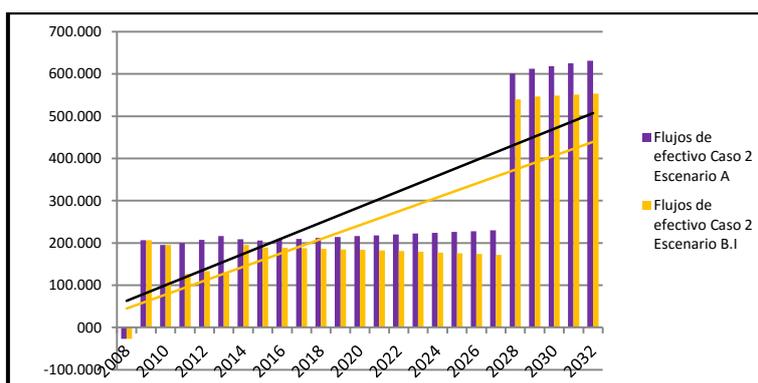


Fig. 10. Comparación flujos de efectivo tecnología fija (escenarios A y B.I)

En cuanto a los indicadores de la rentabilidad, en la Tabla 18 muestran los resultados obtenidos para ambas tecnologías y una comparación entre los escenarios A y B.I. Así, para la tecnología móvil (Caso 1), las tasas de variación muestran que el VAN de estas instalaciones experimentan una disminución del

29,35%, la TIR se reduce en un 14,15%, el plazo de recuperación descontado por su parte se incrementa en 2 años y 2 meses y, por último, el IR cae un 16%. Para la tecnología fija (Caso 2), el VAN se reduce un 29,67%, la TIR lo hace en un 13,79%, el payback descontado se incrementa en 2 años y 4 meses, mientras que el IR se reduce en un 16,20%.

Tabla 18. Resultados obtenidos por los indicadores de rentabilidad en el escenario B.I y comparación con el escenario A

INDICADOR	CASO 1 ESCENARIO A	CASO 1 ESCENARIO B.I	VARIACIÓN (%)
Valor Actual Neto (VAN)	1.806.666,41 €	1.276.485,18 €	-29,35%
Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)	17,31%	14,86%	-14,15%
Payback descontado	8 años y 7 meses	10 años y 9 meses	+2 años y 2 meses
Índice de Rentabilidad (IR)	2,25	1,89	-16,00%
INDICADOR	CASO 2 ESCENARIO A	CASO 2 ESCENARIO B.I	VARIACIÓN (%)
Valor Actual Neto (VAN)	1.274.525,31 €	896.369,92 €	-29,67%
Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)	16,39%	14,13%	-13,79%
Payback descontado	9 años y 4 meses	11 años y 8 meses	+2 años y 4 meses
Índice de Rentabilidad (IR)	2,16	1,81	-16,20%

Resultados obtenidos en el escenario B.II

Tras las restricciones introducidas mediante la aprobación del RD-ley 14/2010 y del RD-ley 2/2013, que suponen una reducción importante en los ingresos de explotación y, en consecuencia en los flujos de efectivo generados para ambas tecnologías, la situación de estas instalaciones se agrava por medio del establecimiento de un impuesto del 7% a la producción obtenida, que entra en vigor a partir del 1 de enero de 2013. En este escenario, se analizan los resultados de estas inversiones por tipo de tecnología instalada considerando los recortes retroactivos analizados en el escenario anterior y añadiendo el efecto del impuesto a la producción.

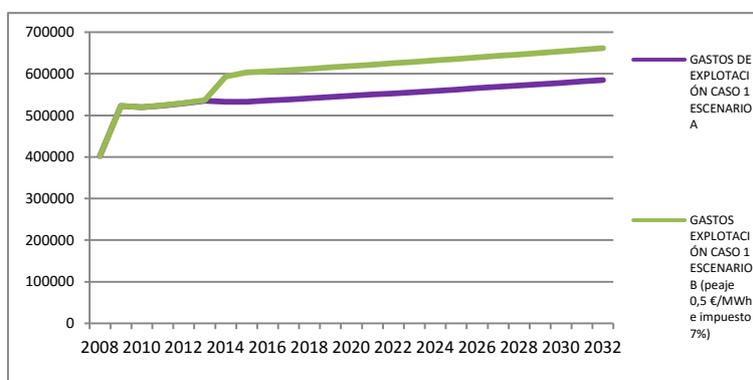


Fig. 11. Evolución de los gastos de explotación para el caso 1 en los escenarios A y B.II

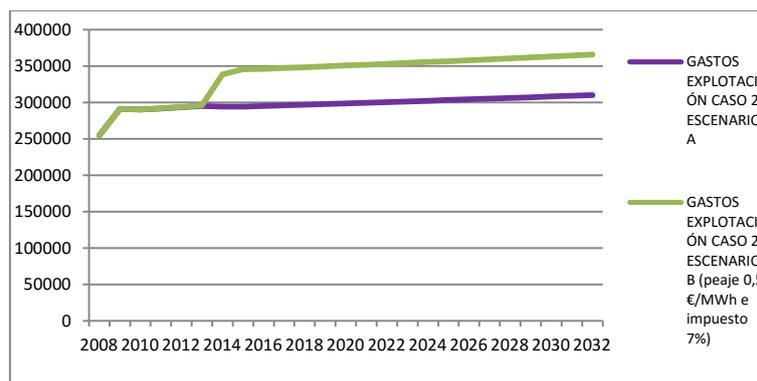


Fig. 12. Evolución de los gastos de explotación para el caso 2 en los escenarios A y B.II

Este impuesto tiene una repercusión importante en el total de gastos de explotación de estas instalaciones¹, como reflejan las dos figuras que se muestran a continuación, para las tecnologías de seguimiento a 2 ejes y fija, respectivamente. Como se puede apreciar, el establecimiento del impuesto del 7% a la producción neta generada por estas instalaciones supone un incremento significativo en los gastos de explotación, llegando a ser de hasta un 13,23% para las instalaciones con tecnología de seguimiento a dos ejes, y de un 17,88% para las que utilizan tecnología fija.

En consecuencia, los flujos de efectivo también se ven afectados por la introducción del impuesto del 7%, ya que se reducen hasta un 38,51% y 41,43% para los casos 1 y 2, respectivamente.

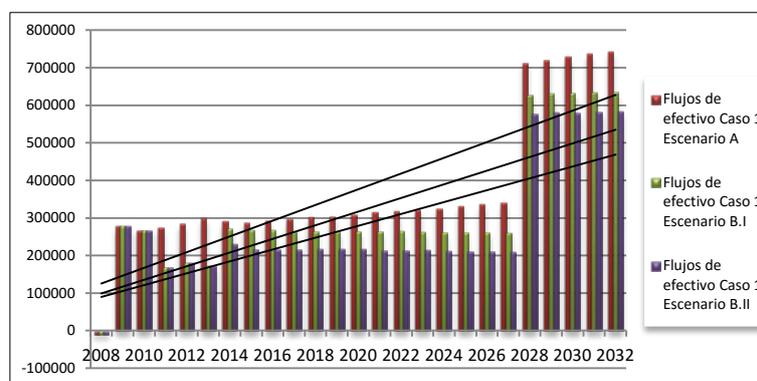


Fig. 13. Comparación flujos de efectivo tecnología 2 ejes (escenarios A, B.I y B.II)

¹ En este caso, no se realiza una comparación con los gastos de explotación obtenidos en el escenario B.I puesto que, tal y como se confirmó anteriormente, el peaje de 0,5 €/MWh establecido por el Real Decreto 14/2010 no supone una variación importante (prácticamente inexistente) en los mismos.

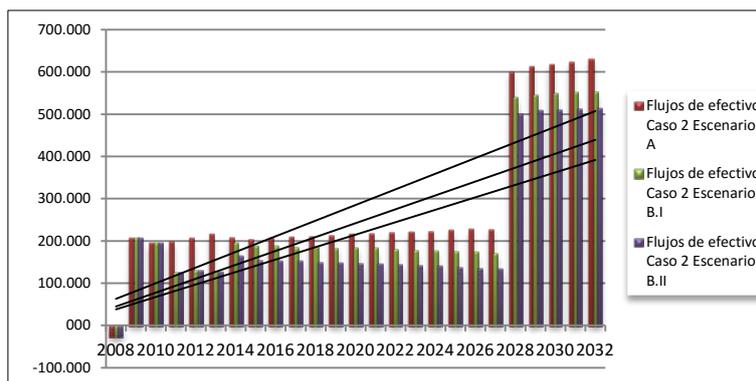


Fig. 14. Comparación flujos de efectivo tecnología fija (escenarios A, B.I y B.II)

Los resultados obtenidos para los diferentes indicadores de rentabilidad bajo este nuevo escenario B.II, así como la variación total producida respecto al escenario inicial, A, se muestran en la Tabla 19. Cada uno de los indicadores de rentabilidad muestra una significativa reducción.

Tabla 19. Resultados obtenidos para los indicadores de rentabilidad en el escenario B.II y variación total respecto al escenario A

INDICADOR	CASO 1 ESCENARIO A	CASO 1 ESCENARI O B.I	CASO 1 ESCENARIO B.II	VARIACIÓN TOTAL (%)
Valor Actual Neto (VAN)	1.806.666,41 €	1.276.485, 18 €	979.148,93 €	-45,80%
Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)	17,31%	14,86%	13,61%	-21,37%
Payback descontado	8 años y 7 meses	10 años y 9 meses	12 años	3 años y 5 meses
Índice de Rentabilidad (IR)	2,25	1,89	1,68	-25,33%
INDICADOR	CASO 2 ESCENARIO A	CASO 2 ESCENARI O B.I	CASO 2 ESCENARIO B.II	VARIACIÓN (%)
Valor Actual Neto (VAN)	1.274.525,31 €	896.369,92 €	680.378,26 €	-46,62%
Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)	16,39%	14,13%	12,93%	-21,11%
Payback descontado	9 años y 4 meses	11 años y 8 meses	13 años y 6 meses	4 años y 2 meses
Índice de Rentabilidad (IR)	2,16	1,81	1,62	-25,00%

4.9. Conclusiones del estudio empírico y recomendaciones

En conclusión, en este estudio se demuestra empíricamente que los cambios introducidos en el marco regulatorio español producen un impacto claramente negativo sobre la rentabilidad obtenida por las plantas acogidas al Real Decreto 661/2007, afectando claramente a su viabilidad económica. Estos cambios, unidos a las nuevas condiciones del RD-ley 9/2013, con un efecto negativo añadido para estas instalaciones, colocan al sector fotovoltaico español en una situación de incertidumbre, lo que hace necesaria la búsqueda de posibles alternativas en aras de mantener los niveles de rentabilidad deseados.

Las principales recomendaciones que se proponen en este trabajo son las siguientes:

1. Un correcto diseño de estas políticas en el que se tengan en cuenta las características socio-económicas del país, la participación del resto de fuentes renovables, o la curva de aprendizaje de la tecnología, entre otros factores. Esto permitirá la creación de una FIT más estable y sostenible en el medio y largo plazo, con bajos costes para todos los participantes en el proceso, y que se restaure la confianza de aquéllos que se han visto perjudicados por las consecutivas normas retroactivas y se reactive la participación de nuevos inversores.
2. La búsqueda de nuevas fórmulas de refinanciación de la deuda que permitan hacer frente a sus costes financieros.
3. El fomento de la innovación tecnológica para que sea posible una reducción de los costes a lo largo de toda la cadena de valor, la consecuente mejora de la eficiencia de estas instalaciones y la consecución de un sector fotovoltaico un sector mucho más competitivo que el de las energías convencionales.

Con el propósito de profundizar en el análisis de los factores que deberían ser tenidos en cuenta en el diseño de una FIT óptima, en el siguiente estudio se analiza la influencia de las políticas de ayuda al sector en la rentabilidad de las plantas pertenecientes a los cuatro países europeos con mayor potencia fotovoltaica instalada.

5 INFLUENCIA DE LAS FEED-IN TARIFFS EN LA RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR FOTOVOLTAICO EUROPEO

5.1. Introducción

En los últimos años se han aprobado numerosas políticas a nivel mundial con el objetivo de fomentar el uso de energías procedentes de fuentes renovables (ER). De un lado, este hecho queda justificado por la necesidad de reducir la emisión de gases contaminantes (Canton y Johannesson, 2010), objetivo perseguido inicialmente con la aprobación del Protocolo de Kioto en el año 1998, que comprometía a los principales países industrializados a la reducción de los llamados gases de efecto invernadero. Más concretamente, en el marco europeo este hecho queda reforzado con la aprobación de la Directiva 2001/77/EC en el año 2001, actualizada más recientemente por la Directiva 2009/28/EC, que crea un marco común en la promoción de las renovables para los países pertenecientes a la Unión Europea.

Por otro lado, una promoción de las ER permitiría reducir la dependencia del exterior de los combustibles fósiles (Canton y Johannesson, 2010). En este sentido, Lesser y Su (2008) van más allá, afirmando que las políticas destinadas

a este fin no sólo permitirían la reducción de la dependencia energética sino que también contribuirían a crear un mix energético mucho más diversificado y reducirían la exposición a las fluctuaciones en los precios de los combustibles. Además, las ER permiten a su vez el incremento de la innovación y el desarrollo de las capacidades industriales, reportan beneficios a la economía regional y nacional (Lipp, 2007), contribuyendo de esta forma al aumento de la competitividad y al crecimiento económico (Canton y Johannesson, 2010).

Existe una gran diversidad en cuanto a la tipología de políticas destinadas a la promoción de las ER, si bien los sistemas feed-in tariffs (FIT) constituyen la herramienta más común en la promoción de las ER en Europa (Del Río y Mir-Artigues, 2012; Jenner et al., 2013; Lesser y Su, 2008; Lipp, 2007; Ragwitz et al., 2012), resultando un mecanismo eficaz para su desarrollo (Avril et al., 2012; Ciarreta et al., 2014; Couture and Cagnon, 2012; Haas et al., 2011; Menanteau et al., 2003; Wiginton et al., 2010), permitiendo además que las tecnologías con altos costes puedan desarrollarse. Concretamente, para el periodo que va del año 2000 al 2012 se ha producido un incremento en el número de países europeos que aplican las FIT, pasando de 9 a 24.

Los sistemas FIT puede clasificarse, generalmente, en fixed-FIT y premium-FIT, según sean independientes o no de los precios del mercado eléctrico, respectivamente. Las primeras, garantizan el pago de una determinada tarifa cuyo valor es independiente del precio del mercado eléctrico, generalmente por encima del mismo, para un periodo de tiempo determinado (alrededor de 20 años). Por su parte, las premium-FIT son aquéllas que dependen de los precios del mercado eléctrico, garantizando un premio o sobreprecio (fijo o variable) por encima de los mismos para los productores de energías renovables. Según Couture et al. (2010), el valor de la prima para esta FIT se establece teniendo en cuenta (i) los costes ambientales y/o sociales en la producción de energía renovable, o (ii) los costes asociados a la generación de energía por medios renovables.

Cada tipo de FIT cuenta con diferentes ventajas e inconvenientes. No obstante, las fixed-FIT han resultado ser las políticas preferidas por los países europeos para el apoyo a las renovables (Couture et al., 2010), si bien el uso de las Premium FIT se ha incrementado de forma notable en los últimos años, ya sea como principal soporte o combinándolo con otras políticas (Ragwitz et al., 2012).

Sin embargo, a pesar de la eficacia demostrada por las FIT a la hora de estimular la producción de energía por medios renovables, estas medidas de apoyo requieren de una continua supervisión por parte de los gobiernos de forma que se asegure su correcto funcionamiento. Haas et al. (2011) afirman que en comparación con aquellas regiones que emplean certificados verdes negociables u otros incentivos, los países que utilizan las FIT como medida para el desarrollo de las RE obtienen mejores resultados. Por su parte, Lesser y Su (2008) sostienen que unas FIT económicamente eficientes permitirían maximizar a los productores de renovables su rentabilidad sin una repercusión en los precios del

mercado eléctrico. En esta misma línea, Ragwitz et al. (2012) señalan que los sistemas FIT resultan eficaces, así como eficientes en términos de costes, siempre que estén bien diseñados, indicando entre los mejores elementos puestos en práctica para controlar este aspecto medidas como una reducción gradual de las tarifas, el establecimiento de cupos, el uso de una tarifa escalonada, net-metering², etc.

Centrándonos en la energía solar fotovoltaica, las FIT han resultado ser la política más empleada en Europa (ver figuras siguientes), siendo además la primera política empleada para el desarrollo de este tipo de energía (Campoccia et al., 2009, 2014; Di Dio et al., 2015). Además, algunos autores sostienen que las FIT resultan las más efectivas para la producción de este tipo de energía, permitiendo de esta forma que la tecnología fotovoltaica haya alcanzado una tasa constante de aprendizaje (Breyer et al., 2010). Además, Campoccia et al. (2014) sostienen que actualmente el mercado fotovoltaico posee un gran potencial en la contribución de las ER a la producción de energía. Así, los datos aportados por el informe de EPIA (2014) muestran cómo a finales de 2013 la fotovoltaica tenía conectado a la red más de 10 GW, contribuyendo aproximadamente a un 3% de la demanda energética europea.

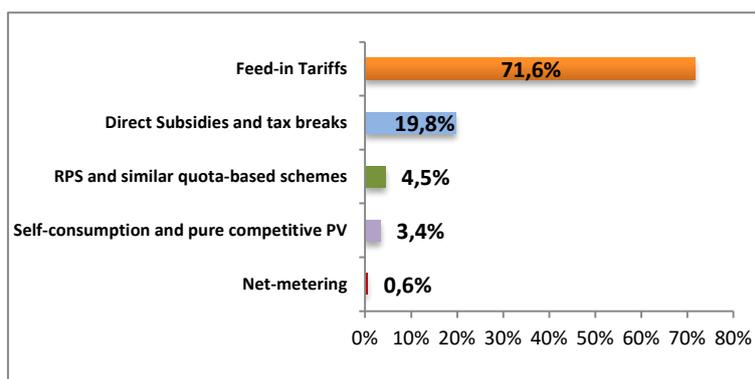


Fig. 15. Histórico de políticas de incentivos a la fotovoltaica, elaborado a partir de IEA (2013)

Son muchos los autores que han analizado la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas en diferentes escenarios de políticas y bajo distintas condiciones económicas y de financiación, por medio de métodos ampliamente conocidos tales como el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de rentabilidad (TIR). Sin embargo, tan sólo el estudio llevado a cabo por Jaraité y Kazukauskas (2013) analiza más concretamente la rentabilidad de las empresas del sector eléctrico, y lo hace con independencia de la tecnología empleada y en los mercados que aplican certificados verdes negociables frente a los que aplican FIT para el periodo 2002-2010.

² Por medio de este sistema, los productores de energía renovable para el autoconsumo pueden verter a la red eléctrica el exceso de energía que no necesiten, pudiendo en un momento posterior compensar en su factura una demanda de energía superior a la generada por el sistema en cuestión.

Tabla 20. Potencia fotovoltaica instalada y acumulada en las regiones europeas en 2012. Elaborado a partir de EPIA (2014)

COUNTRY	INSTALLED CAPACITY 2012 (MW)	CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY 2012 (MW)	COUNTRY	INSTALLED CAPACITY 2012 (MW)	CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY 2012 (MW)
Austria	175	363	Lithuania	6	6
Belgium	683	2.768	Luxembourg	0	30
Bulgaria	843	1.010	Malta	4	16
Croatia	0	0	Netherlands	195	360
Cyprus	7	17	Norway	0	0
Czech Republic	116	2.087	Poland	4	7
Denmark	316	332	Portugal	70	242
Estonia	0	0	Romania	46	51
Finland	0	11	Slovakia	15	523
France	1.115	4.060	Slovenia	122	201
Germany	7.604	32.411	Spain	332	5.221
Greece	912	1.536	Sweeden	8	22
Hungary	8	12	Switzerland	226	437
Ireland	0	3	Turkey	5	12
Italy	3.759	16.479	Ukraine	130	326
Latvia	0	1	United Kingdom	925	1.829

El presente trabajo se centra exclusivamente en las empresas fotovoltaicas, para analizar con mayor detalle la influencia de las FIT en su rentabilidad económica (ROI), influencia que se espera sea positiva a la luz de la literatura citada anteriormente, teniendo en cuenta además las características de cada una de las empresas que componen la muestra. Por otro lado, los países analizados en este trabajo son los más representativos en el mercado fotovoltaico europeo: Alemania, Italia, España y Francia. Además, se ha llevado a cabo este análisis para el periodo 2008-2012. La selección de estas cuatro regiones y del periodo objeto de estudio se ha realizado por los motivos que se exponen a continuación:

- Estos cuatro países experimentaron tasas de crecimiento importantes en dicho periodo en cuanto a potencia fotovoltaica instalada se refiere (Tabla 20), con unas potencias acumuladas a finales del 2012 de 35.7, 17.9, 5.3 y 4.7 GW, respectivamente, lo que suponen unas participaciones de cada uno de los mercados en el total de la potencia fotovoltaica acumulada en Europa del 46.06, 23.42, 7.42 y 5.77% para ese mismo año. Además, posteriormente se produjeron reducciones del mercado fotovoltaica debido a los importantes recortes introducidos en las FIT.
- Los sistemas FIT han constituido la política común en cada uno de estos países para la promoción de la energía solar fotovoltaica, contribuyendo a un importante desarrollo de este tipo de energía renovable, tal y como se ha justificado anteriormente.

5.2. Metodología empleada

5.2.1. Modelo

En esta parte del trabajo, se presenta el modelo econométrico desarrollado. La rentabilidad económica de las empresas fotovoltaicas se verá afectada por las políticas FIT, siendo esta influencia diferente en función de las características de aquéllas.

En primer lugar, se parte de un modelo de efectos fijos, en el que las variables explicativas están correlacionadas con los efectos individuales. En segundo lugar, se construye un modelo de efectos aleatorios, para el que no existe tal correlación entre las variables explicativas del modelo y los efectos individuales, los cuales se componen de una parte fija y una aleatoria.

Por otro lado, ambos modelos se enfrentan al test de Hausman para la elección de uno de ellos. A la vista de los resultados obtenidos con este test se opta por el modelo de efectos aleatorios. Además, una vez seleccionado este modelo, se realiza el test Breusch-Pagan, el cual confirma que es mejor usar el modelo de efectos aleatorios que el modelo pooled.

De esta forma, el modelo de efectos aleatorios definitivo es el que se muestra en la siguiente ecuación:

$$ROI_{it} = \alpha + \beta_1 FIT_{it} + X_{it}\gamma + u_i + \varepsilon_{it}$$

donde ROI_{it} es la rentabilidad económica de la empresa i en el momento t (variable dependiente del modelo); FIT_{it} es la variable explicativa o independiente; X_{it} representa las características de las empresas fotovoltaicas; ε_{it} es el término error o perturbación aleatoria; y, por último, en el modelo de efectos aleatorios los efectos individuales se dividen en una parte fija y en otra con un comportamiento aleatorio, $\alpha_i = \alpha + \mu_i$.

5.2.2. Población y muestra

La identificación de la población se llevó a cabo mediante la búsqueda, en la base de datos Amadeus, de las empresas dedicadas a la producción de energía solar fotovoltaica. En primer lugar, se seleccionaron aquellas que tenían asignado el código NACE Rev. 2 3511, "producción de energía eléctrica". Esta clase comprende la explotación de instalaciones de generación de energía eléctrica, incluidas la térmica, nuclear, hidroeléctrica, turbina de gas, diesel y fuentes renovables. No obstante, para nuestro estudio tan sólo nos interesaban las empresas fotovoltaicas, de forma que se seleccionaron exclusivamente aquellas que incluían en el nombre de la empresa o en la descripción textual términos relacionados con la actividad fotovoltaica. Posteriormente, se escogieron aquellas creadas hasta el año 2008 inclusive y pertenecientes a las regiones objeto de

análisis: Alemania, Italia, Francia y España. De este modo, la población final, distribuida en función del tamaño (muy grandes, grandes, medianas y pequeñas) ascendió a un total de 1.069 empresas.

La muestra final, seleccionada a partir de la población por medio de un muestreo estratificado de afijación proporcional, ascendía a 283 empresas dedicadas a la producción de energía solar fotovoltaica, seleccionada aleatoriamente en función de las variables país de pertenencia y tamaño empresarial. De este modo, se mantuvo la distribución de la población identificada inicialmente. No obstante, debido a la posibilidad de aumentar el tamaño de la muestra, finalmente se seleccionaron 500 empresas representativas de la población inicial cuya distribución por país y tamaño se muestra en la Tabla 21.

Tabla 21. Muestra final y distribución de empresas fotovoltaicas

		COUNTRY				TOTAL
		Germany	Italy	Spain	France	
SIZE	Very large	2	2	3	1	8
	Large	9	7	19	1	36
	Medium	11	1	39	6	57
	Small	14	4	352	29	399
	TOTAL	36	14	413	37	500

5.2.3. Variables utilizadas

La Tabla 22 recoge las variables utilizadas en el estudio, así como la medida y la fuente empleada para obtener los datos. Como hemos señalado anteriormente, el objetivo de nuestro trabajo es analizar la influencia que han tenido las FIT en la rentabilidad económica de las empresas dedicadas a la producción de energía solar fotovoltaica en los cuatro países europeos con mayor desarrollo de este sector. Además, se incluyen variables que caracterizan a las empresas y que también contribuyen a explicar dicha rentabilidad.

La variable dependiente del modelo es la rentabilidad económica, ROI_{it} , definida como el cociente entre el beneficio antes de intereses e impuestos y los activos totales de la empresa. Hemos eliminado de la base de datos valores anómalos de esta variable, tales como las rentabilidades negativas que carecen de significado desde un punto de vista económico.

La variable independiente o explicativa del modelo es la feed-in tariff, FIT, incentivo medio percibido por la producción fotovoltaica en cada país (€/MWh), que refleja el esfuerzo de los gobiernos respectivos a la hora de incentivar este tipo de energía. Se espera que esta política tenga una influencia positiva y significativa en el ROI de las empresas fotovoltaicas. No obstante, cabe mencionar que la FIT es la misma para las empresas de una misma región, debido a la dificultad de conocer de antemano el tipo de tecnología de las instalaciones, la producción y el Real Decreto de acogida de las mismas y, en consecuencia, el incentivo específico percibido por cada proyecto fotovoltaico.

En cuanto a las variables que caracterizan a las empresas incluidas en la muestra, en primer lugar se incluyen los activos totales, ASSETS. Jaraité y Kazukauskas (2013) sostienen que en los procesos de crecimiento de las empresas, éstas pueden obtener mayores beneficios si aprovechan las economías de escala generadas, por lo que la relación entre beneficio y tamaño sería positiva, siendo negativa en caso de obtener deseconomías de escala (Goddard et al., 2005).

En segundo lugar, la variable liquidez (efectivo entre pasivos corrientes), LIQ, indica la capacidad que una empresa tiene para hacer frente a sus obligaciones más inmediatas. Así, una empresa que posea una gran liquidez correrá menos riesgos de no poder hacer frente a dichas obligaciones, aunque también puede indicar un desaprovechamiento de oportunidades de inversión a largo plazo (Goddard et al., 2005).

También se incluye el ratio leverage (pasivos totales entre el patrimonio neto), LEV. Goddard et al. (2005) emplean una variación de este ratio (pasivos no corrientes más los préstamos, entre los fondos de los accionistas), afirmando que aquellas empresas que tienen un alto ratio leverage, lo cual indica que los recursos ajenos son muy superiores a los propios, tienden a ser menos líquidas, y, en consecuencia, podrían tener menos oportunidades de realizar importantes inversiones, repercutiendo esto negativamente sobre su rentabilidad.

Por otro lado, se incluye en el modelo la variable “actividad secundaria”, SECACT. El motivo de su inclusión se debe a que, a priori, la influencia en la rentabilidad económica de las empresas debería ser diferente en el caso de que la empresa dedique su actividad exclusivamente a la producción fotovoltaica y en el caso de que diversifique el negocio. Se trata de una variable dummy que toma el valor 1 si existe actividad secundaria y 0 en el caso contrario.

La edad de la empresa, AGE, se incluye también en el modelo, ya que esta variable permite controlar los años de experiencia que poseen las empresas en el mercado (Jaraité y Kazukauskas, 2013). En este sentido, aquellas empresas que cuentan con más años de experiencia podrían tener una mayor capacidad de endeudarse, aunque las más jóvenes podrían beneficiarse de tecnologías más modernas y, en consecuencia, ser más eficientes (Jaraité y Kazukauskas, 2013), siendo este último aspecto un factor muy importante para el sector fotovoltaico en concreto. No obstante, ninguna de las empresas de la población objeto de estudio puede beneficiarse de la curva de aprendizaje de la tecnología debido al momento en el que se instalaron los equipos.

Tabla 22. Variables empleadas, definición, unidad de medida y fuente

VARIABLE	DEFINITION/ESTIMATION	MEASUREMENT UNIT	SOURCE
ROI	Return on investment = Earnings before interests and taxes/Total assets	Ratio	Amadeus
	Feed-in tariff = Average feed-in tariff	€/MWh	CEER* (2011, 2013, 2015)
FIT			GSE** Del Rio y Mir-Artigues (2014)
ASSETS	Total assets (natural logarithm)	Thousands Euro	Amadeus
LIQ	Liquidity ratio = cash/current liabilities	Ratio	Amadeus
LEV	Leverage ratio = (current liabilities+non current liabilities)/shareholder funds	Ratio	Amadeus
AGE	Age of company	Number of years	Amadeus
SECACT	Secondary activity	Dummy variable (constructed) = 1, if there is a secondary activity ; = 0, if there is not a secondary activity	Amadeus

* Council of European Energy Regulators.

** Gestore Servizi Energetici.

La Tabla 23 muestra los principales estadísticos descriptivos para cada una de las variables incluidas en el modelo.

Tabla 23. Estadísticos descriptivos para cada variable

Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
ROI	1.041	0,0825841	0,1412879	0,00	0,99
FIT	1.036	403,5311	20,84639	319,69	496,03
ASSETS	1.041	24.300.000	174.000.000	2.897,33	2.760.000.000
LIQ	1.000	2,936526	8,855594	0,00	92,23
LEV	1.040	-103,3302	3855,789	-124.211,6	2.510,571
AGE	1.041	2,284342	4,162543	0	41
SECACT	1.041	0,1508165	0,358042	0	1

La Tabla 24 muestra las rentabilidades promedio por cada país. Puede verse cómo las empresas fotovoltaicas ubicadas en Alemania han resultado ser más rentables que las del resto de países para el periodo 2008-2012.

Tabla 24. Distribución de la rentabilidad económica (ROI) por países

Variable: ROI	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
Germany	39	0,1923077	0,1842261	0,00	0,71
Italy	33	0,1166667	0,1664645	0,01	0,65
France	20	0,0685	0,0476031	0,00	0,16
Spain	949	0,0771865	0,1378014	0,00	0,99

Sin embargo, a pesar de que Alemania cuenta con un ROI promedio superior al del resto de países que componen la muestra, la tabla siguiente muestra cómo este país tiene una FIT en promedio inferior respecto al resto de países durante el periodo de estudio (Tabla 6). No obstante, a pesar de tener un incentivo menor, este país ha experimentado tasas de crecimiento extraordinarias en comparación con el resto. Concretamente, la potencia instalada fotovoltaica en Alemania pasa de 3.806 a 7.408 MW para el periodo 2009-2010, con una potencia acumulada a finales del 2012 de 35.7 GW, situándola como líder indiscutible a nivel europeo. Una explicación a este hecho podemos encontrarla en Dusonchet y Telaretti (2015, p. 990). Los autores sostienen que todo ello ha sido posible gracias a la confianza de los stakeholders, la estabilidad a largo plazo de los mecanismos de soporte, la simplificación de los procedimientos de autorización y permiso, y una floreciente industria nacional.

5.3. Resultados y discusión

A continuación, se exponen e interpretan los resultados obtenidos para el modelo de efectos aleatorios.

Tabla 25. Resultados del modelo de efectos aleatorios

ROI	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
FIT	0,0004353	0,0001835	2,37	0,018**	0,0000756	0,0007951
ASSETS	-0,0252761	0,0030982	-8,16	0,000***	-0,0313484	-0,0192037
LIQ	-0,0002634	0,000455	-0,58	0,563	-0,0011553	0,0006284
LEV	0,000000202	0,000000944	0,21	0,831	-0,00000165	0,00000205
AGE	0,0036093	0,0018398	1,96	0,050**	0,00000349	0,0072152
SEACT	0,0600943	0,0203159	2,96	0,003***	0,0202759	0,0999126
_cons	0,2399543	0,0884753	2,71	0,007***	0,0665458	0,4133628

*** y ** denotan significación al 1 y 5%, respectivamente.

La regresión muestra cómo la variable explicativa principal FIT resulta significativa y positiva. Este resultado confirma nuestra suposición, basada en la literatura previa, de que estos incentivos han influido de forma positiva en la rentabilidad de estas empresas fotovoltaicas.

Por otro lado, las variables de tipo empresarial que han resultado significativas son el tamaño (ASSETS), la edad (AGE) y la realización o no de una actividad secundaria además de la generación de energía solar fotovoltaica (SEACT). En primer lugar, la relación entre la rentabilidad económica y los activos totales es negativa, lo que supone que el incremento en el valor de los activos tiene implicaciones negativas en la rentabilidad de estas empresas. Es precisamente la excesiva expansión del sector lo que ha dado lugar a la disminución de las FIT ofertadas inicialmente, repercutiendo negativamente sobre su rentabilidad. Las empresas más afectadas por la reducción retroactiva de las ayudas al sector son las que presentan mayores niveles de activos, es decir, las que más han invertido en estas instalaciones y soportan mayores costes financieros como consecuencia de su endeudamiento.

De otro lado, la relación entre la edad de las empresas y la rentabilidad es significativa y positiva. Una explicación de este hecho, basada en la literatura previa, es que las empresas que cuentan con más años de experiencia tienen menos restricciones en cuanto a su capacidad de endeudamiento y, por tanto, se ven menos afectadas por los repentinos recortes de carácter retroactivo.

Además, la variable SECACT también resulta significativa y su relación con la rentabilidad es positiva. En este sentido, puede decirse que las empresas que diversifican su actividad tienen menor riesgo de verse afectadas por la saturación del mercado evitando el efecto negativo que provocan en la rentabilidad los recortes en las FITS. Se trata de empresas que invirtieron en el sector en un momento de bonanza con el objetivo de rentabilizar excedentes de tesorería

El resto de variables incluidas en el modelo (LIQ y LEV) no resultan significativas.

5.4. Principales conclusiones

El objetivo perseguido en esta parte del trabajo ha sido analizar cómo las políticas FIT, fundamentales para el desarrollo de las renovables en Europa y, concretamente, en el sector fotovoltaico, han tenido una influencia significativa y positiva en la rentabilidad económica, ROI, de las empresas fotovoltaicas que desarrollan su actividad en los cuatro mercados más representativos en Europa (Alemania, Italia, Francia y España), a lo largo del periodo 2008-2012.

Para alcanzar este objetivo, se ha aplicado un modelo de efectos aleatorios, ya que el test de Hausman confirma la idoneidad de este modelo, de forma que se tiene en cuenta la heterogeneidad no observable. Se considera como variable explicativa principal del ROI la FIT promedio. Además, se tienen en cuenta diferentes características empresariales: activos totales, ratio de liquidez, leverage, edad de la empresa y la existencia o no de actividad secundaria.

Los resultados de nuestro estudio confirman que las políticas FIT han tenido una influencia positiva en la rentabilidad de las empresas fotovoltaicas, suposición que se deduce de una revisión previa de la literatura existente. Por otro lado, los activos totales, la edad y la actividad secundaria resultan variables determinantes en la explicación del efecto de la evolución de las políticas FIT en la rentabilidad, mientras que la liquidez y el nivel de endeudamiento medido por el ratio leverage no consiguen explicar la rentabilidad.

El país en el que la evolución de la normativa ha afectado en menor medida a la rentabilidad de las empresas de forma negativa es Alemania, Por tanto, representa un ejemplo de buena planificación y correcto diseño de la FIT.

A la vista de los resultados de este estudio, en el apartado siguiente se exponen los factores que deberían ser analizados en profundidad en cada país para el diseño de una FIT óptima.

6 IDENTIFICACIÓN DE FACTORES DETERMINANTES EN EL DISEÑO DE UNA FEED-IN TARIFF ÓPTIMA

Tal y como se ha hecho referencia anteriormente, no cabe duda del importante papel que las políticas FIT han jugado en el desarrollo de la energía renovable en Europa y, en especial, en el sector fotovoltaico. No obstante, en determinados países, un incorrecto diseño de estos incentivos ha provocado la aprobación de sucesivas medidas perjudiciales, en determinados casos de un marcado carácter retroactivo, con consecuencias claramente nefastas para dichos mercados fotovoltaicos. Cada país posee sus propias características (sociales, económicas, tecnológicas, políticas, etc.) que hacen de él un caso particular (Avril et al., 2012), de forma que esos atributos deben ser tenidos en cuenta en un diseño eficiente de las FIT.

Identificar correctamente estos factores asegurará el mayor o menor éxito de la puesta en práctica de estas políticas. Un correcto diseño de estas políticas permitirá que se adapten de forma correcta a las necesidades del mercado renovable y se evite un crecimiento no controlado del mismo (Dusonchet y Telaretti, 2015), un incremento de los costes del sistema eléctrico, y la obtención de beneficios extraordinarios por parte de los inversores (IEA, 2014).

Así, Nicolli y Vona (2012) construyen indicadores agregados de los mismos por medio de un análisis de componentes principales, identificando los factores que influyen en su determinación, entre los que se encuentran características sociales, económicas y políticas (PIB per cápita, precios de la electricidad, dependencia energética, emisiones de CO₂, nivel de corrupción, etc.).

Por otro lado, resulta fundamental tener en cuenta la evolución del coste de la tecnología fotovoltaica (así como el coste del resto de tecnologías renovables), ajustándose en todo momento los incentivos al mismo, de forma que no se produzca una compensación que pudiera resultar excesiva. En este sentido, Canton y Johannesson (2010) sostienen que las diferencias que puedan existir entre las distintas políticas para el desarrollo de las renovables, además de la participación de cada tecnología mencionada anteriormente, se debe a la curva de aprendizaje adquirida por la fotovoltaica, siendo su desarrollo más rentable si se tuviera en cuenta más directamente el estado de dicha tecnología.

Una vez identificados estos determinantes, correspondería a los gobiernos proponer una FIT óptima estable en el largo plazo. Haas et al. (2011), los cuales analizan los diferentes tipos de políticas destinadas a la promoción de las RE en las regiones europeas, encuentran que un buen diseño de estas políticas permite que efectivamente se produzca un desarrollo real de las ER y con baja repercusión para la sociedad en términos de costes.

Finalmente, centrándonos nuevamente en las plantas generadoras de energía solar fotovoltaica objeto de estudio en este proyecto, cuya rentabilidad se ha visto significativamente afectada por la ausencia de planificación en el diseño de

la FIT por parte del gobierno, se ofrece, a continuación, un análisis detallado de su funcionamiento y se propone un sistema de gestión basado en las actividades que les permita mejorar su rentabilidad en las circunstancias actuales.

7 ANÁLISIS DE FUNCIONALIDAD Y SISTEMA DE CONTROL DE GESTIÓN BASADO EN LAS ACTIVIDADES

7.1 Introducción

Esta parte del estudio tiene como objetivo principal maximizar la rentabilidad obtenida por la generación y venta de energía fotovoltaica. Para ello debemos diseñar un modelo de control de gestión que proporcione la información necesaria para mejorar la toma de decisiones.

La metodología empleada es el estudio de casos y el modelo de cálculo de coste/gestión basado en el análisis de las actividades (ABC/M). Este modelo nos permitirá analizar analíticamente el funcionamiento y la gestión llevada a cabo en las plantas fotovoltaicas (PFV). Para el estudio de casos se contará con la experiencia de producción del último año 2014 de tres plantas generadoras de energía pertenecientes a las empresas socias que han participado en el proyecto.

El resultado será proporcionar una propuesta de herramienta de trabajo para los distintos responsables del funcionamiento de las PFV que les apoye en el momento de recopilar, organizar y sintetizar información en forma de indicadores que les guíe hacia la mejora continua del funcionamiento y producción de dichas plantas y, por tanto, en la optimización en el empleo de recursos y/o costes soportados, mejorando así la rentabilidad de las instalaciones.

Finalizaremos realizando algunas recomendaciones que pueden servir de referencia para la optimización del empleo y uso de recursos que lleve a una reducción de los costes y, por tanto, mejora de la rentabilidad.

7.2 Situación de partida para definir un modelo de gestión para plantas fotovoltaicas. Implicaciones de la normativa

El principal objetivo de la gestión de un proceso productivo es la maximización del beneficio obtenido, una vez queden descontados de los ingresos todos los costes generados por la obtención de la producción vendida.

El beneficio, en sus diferentes estratos o niveles, es la variable que se emplea para el cálculo de varios tipos de rentabilidad: neta, descontando la carga impositiva (beneficio antes de impuestos), descontando la gestión financiera (beneficios antes de intereses), sólo teniendo en cuenta los ingresos y costes asociados al proceso de producción (de explotación), respecto a la inversión (sobre inversión) o respecto a la financiación empleada (sobre financiación).

Partiendo de la ecuación base para el cálculo del beneficio³:

$$\text{Beneficio } (B) = \text{Ingresos } (I) - \text{Costes } (C) \quad (1)$$

En este trabajo, nos estamos refiriendo al primer nivel de beneficios, el obtenido o previsto por la generación y venta de energía obtenida por el funcionamiento de la planta fotovoltaica, beneficio de explotación.

Si detallamos las variables que afectan a cada uno de los dos factores anteriores nos quedaría la siguiente ecuación:

$$B = \text{Producción } (X) \times p - X \times \text{Coste Producción Unitario } (a) \quad (2)$$

El primer factor, el referido a los ingresos, lo forma dos variables que serían la producción obtenida (X) valorada a precio de mercado (p). En nuestro caso, tanto la producción generada como el precio de venta están bajo intervención normativa puesto que el mercado de la energía renovable está regulado por ley.

Como ya se ha analizado con mayor profundidad con anterioridad, en el capítulo referido a la normativa reguladora del sector, en el marco normativo inicial (Real Decreto 661/2007) el precio de venta de la energía generada por este tipo de plantas quedaba fijado por una tarifa regulada y publicada en el Boletín Oficial del Estado, asegurándose su actualización según la inflación. El objetivo inicial era incentivar la inversión en estas fuentes renovables de energía con un impacto muy reducido sobre el medio ambiente pero cuya producción es bastante más costosa económicamente hablando si las comparamos con otras tecnologías que suponen un impacto medioambiental mayor en cuanto a emisiones a la atmósfera o serias amenazas al entorno (energía nuclear, combustibles...).

Desde aquel primer marco regulatorio, el poder regulador ha ido eliminando derechos o privilegios a estas fuentes de energía fotovoltaica así como estableciendo limitaciones a la explotación fijando techos de producción por zonas geográficas o alterando radicalmente los ingresos que pueden obtenerse. Así, el Real Decreto Ley 9/2013 anula el mecanismo de retribución según una tarifa primada y regulada por otro cuya finalidad es asegurar la rentabilidad razonable de una instalación tipo (IT)⁴, en el que se retribuye según una estimación que se ajusta en mayor o menor medida a la inversión y y funcionalidad productiva de las plantas.

En el marco normativo actual la intervención de los precios es absoluta. Así queda recogido en el Real Decreto 413/2014 y detallado en la Orden Ministerial

³ Ya sea un beneficio fijado como objetivo (estimado/previsto) o un beneficio ya obtenido en un ejercicio cerrado (ejecutado/histórico).

⁴ Instalación Tipo resultado de una estimación de inversión y explotación de la misma en la que se presuponen los gastos iniciales vinculados a toda la vida útil de la planta así como el beneficio que se obtendría con una gestión eficiente de la misma.

IET/1045/2014. El precio de venta estimado queda referenciado a un intervalo de precios al que serán remunerados los kWh evacuados a la red, penalizándose en los casos en los que se sobrepase el límite superior o compensándose si sucediese eso mismo con el límite inferior. Más concretamente, este real decreto define la obtención de ingresos como la retribución necesaria para alcanzar la rentabilidad razonable (RRR)⁵ que se calcula del siguiente modo:

$$RRR = Rm + Re + IIINP \pm VAdM \quad (3)$$

Donde:

- Rm , ingreso obtenido por la producción evacuada a la red valorada a precio de mercado (pool).
- Re , ingreso asociado a la retribución específica cuya finalidad es compensar la desventaja del sobre coste de inversión inicial y de explotación respecto a otras tecnologías de generación de energía. Sería el elemento retributivo asociado a la inversión inicial realizada, por potencia instalada, y a los costes asociados a la generación. Se tendría, por tanto:

$$Re = Rinv + Ro \quad (4)$$

Éste ingreso específico será percibido siempre que la planta alcance un Umbral de Funcionamiento (UF). Sobrepasado el UF si no se sitúa en el intervalo prefijado como funcionamiento normal o esperado, entre un mínimo y un máximo, la Re no se percibe en su totalidad sino que será ajustada proporcionalmente a las horas de funcionamiento de diferencia desde el UF hasta el Número de Horas Equivalentes de Funcionamiento Mínimo ($NHEFMin$)⁶. El factor de ajuste, d , se calcularía del siguiente modo:

$$d = \frac{NHEF^7 - UF}{NHFEMin - UF} \quad (5)$$

$$Rinv = PDIT^8 \times Potencia Nominal (PN) \quad (6)$$

$$Ro = PDIT \times NHEF \quad (7)$$

En ambos casos, la OM IET/1045/2014 cuantifica el valor de los parámetros retributivos para cada IT, por tipo de tecnología de generación y momento de realizarse la inversión.

⁵ Queda estimada para el primer periodo regulatorio en un 7,398%. Una vez alcanzada la RRR se dejaría de percibir el incentivo específico.

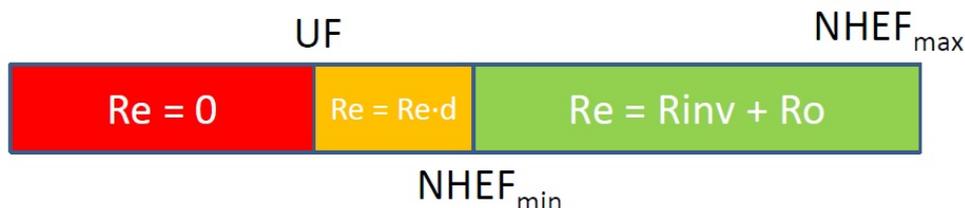
⁶ Estos límites son anuales y para el final de cada trimestre.

⁷ NHEF. Número de Horas Equivalentes de Funcionamiento de la Planta.

⁸ PDIT. Parámetro definido para Instalación tipo en la OM IET/1045/2014.

Gráficamente, la retribución específica según los distintos niveles de Número de Horas Equivalentes de Funcionamiento (NHEF)⁹ queda del siguiente modo (Figura 1):

Figura 1: Niveles del Número de Horas Equivalente de Funcionamiento



- IINP, incentivo para instalaciones no peninsulares por el ahorro de costes al sistema.
- VAdM, valor de ajuste para cada semiperiodo regulatorio¹⁰ por las posibles desviaciones producidas respecto a las estimaciones de precios prefijados de venta al pool.

Según lo anterior, los ingresos son una estimación para una IT, según la rentabilidad razonable prefijada por el regulador. Es decir, que los inversores, propietarios y máximos responsables de las PFV no cuentan con poder de control suficiente como para modificar la rentabilidad de sus instalaciones y en el mejor de los casos será la estimada como razonable por ley. Lo anterior queda justificado por lo siguiente:

- Por el momento en que se realizaban las inversiones, el valor de los activos era muy superior al que tienen en la actualidad;
- El plan de viabilidad incluye no sólo la rentabilidad de explotación e inversión, que son las variables empleadas para el cálculo de la rentabilidad razonable, sino también los costes de financiación según diversas alternativas posibles.
- Los planteamientos que inicialmente apostaban por la productividad de la explotación y que suponían una inversión más elevada son los más perjudicados ya que el coste de generación unitario se encuentra por encima del estimado para la IT por muy bien que se gestione el proceso de generación (no se podrá ser lo suficientemente eficiente ya que el nivel de inversión no puede compensarse con un mayor volumen de generación por la limitación fijada de los techos de producción).

Por tanto, una primera clave en la gestión de las PFV será el volumen de producción puesto que, según qué cotas de generación se alcancen, nos está condicionando la obtención del incentivo a la inversión y a la generación de

⁹ En el RD 661/2007 se define el número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción de energía eléctrica en un periodo determinado como el cociente entre la energía vendida en el mercado en cualquiera de sus formas de contratación en el mismo periodo, expresada en kWh, y la potencia instalada, expresada en kW.

¹⁰ Periodo regulatorio, seis años; Semiperiodo regulatorio: tres años.

energía. Las PFV deberán ser controladas para salvar el *UF* y el Número de Horas Equivalentes de Funcionamiento Mínimo (*NHEFMin*). A partir de ese punto de producción, los responsables de las PFV deben contar con la estimación económica de lo que supondría la ejecución de actividades cuya finalidad sería incrementar el volumen de producción. Así, podría prefijarse hasta qué punto interesa acercarse o incluso sobrepasar el Número de Horas Equivalentes de Funcionamiento Máximo (*NHFEMax*), valorando la producción obtenida teniendo en cuenta la estimación del precio al pool y el incentivo por producción obtenido, según se obtenga beneficio o no.

Un segundo bloque de actuación sería sobre la explotación real de las PFV. Partiendo de la inversión inicial llevada a cabo y de las actividades necesarias para el funcionamiento mínimo estimado se precisaría contar con información que optimice las rutinas de trabajo y consumos de recursos empleados. Con ello se conseguirá una reducción de costes y, por tanto, una mejora en la rentabilidad de la planta. Para conseguir dicha información y también para llevar a cabo la gestión de la producción aludida anteriormente lo recomendable sería la aplicación de un modelo de gestión y cálculo de costes. Por el tipo de análisis que necesitamos, el modelo de gestión que mejor se ajusta a nuestro estudio sería el que se basa en el análisis de las actividades, modelo ABC/M¹¹. En el siguiente apartado se sintetiza todo el proceso seguido en el diseño y aplicación de esta metodología en nuestro trabajo.

7.3 Modelo de de gestión ABM para plantas de generación de energía fotovoltaica

El modelo de costes basado en las actividades (ABC) nace en la década de los ochenta, segunda mitad, fruto de la evolución experimentada en los procesos productivos de las empresas, a la distinta estructura y composición de los costes. Los pioneros en defender estos modelos (Miller y Vollmann, 1985; Cooper y Kaplan, 1991) denuncian las grandes inexactitudes en los cálculos y, por tanto, la falta de calidad de los resultados y en los análisis realizados aplicando los modelos tradicionales.

En la década siguiente a su nacimiento, los objetivos de los sistemas ABC se ampliaron desde la disciplina de la contabilidad de costes hacia la disciplina de la contabilidad de gestión. Así, el profesor Kaplan (1993) reconoce que en un primer momento la principal preocupación del modelo ABC era el cálculo exacto del coste de producción, y aunque el proceso de asignación era más exacto que el seguido por los modelos tradicionales, aún había casos en los que el coste de realizar una determinada actividad era una estimación. Este mismo autor sigue reconociendo que después de haber trabajado con el modelo inicial de cálculo observa cómo el modelo proporcionaba un mapa económico detallado muy valioso para la gestión.

¹¹ Modelo ABC/M. Estas abreviaturas se corresponden con la terminología anglosajona de Activity Based Cost/Management, modelo de costes/gestión basado en las actividades.

A partir de este momento la actividad no sólo es reconocida como principal apoyo a la valoración sino también como principal referencia a la hora de gestionar la eficacia del proceso productivo y eficiencia en la asignación de recursos, por ser considerada como la verdadera causa del consumo de recursos productivos e inductora de costes, convirtiéndose en una herramienta de gestión inestimable y dándose lugar a los Sistemas de Gestión Basados en las Actividades (ABM) que centran su atención en la gestión de las actividades (Brimson, 1995).

Mediante el modelo ABC/M puede valorarse el coste de producción pero, sobre todo, su interés se centrará en cuantificar la aportación de valor de las distintas actividades productivas a través de su seguimiento (aplicando las pautas de actuación indicadas desde el modelo ABM). Su metodología se centra en el análisis de la relación que se establece entre actividades y costes.

Con la aplicación de esta metodología en nuestro estudio, nos fijamos un doble objetivo:

- Definir la estructura de costes de las PFV, en diferentes estratos según los tipos de costes a gestionar.
- Generar un mapa de actividades. Esta sería la clave de cara a la gestión de la ejecución de las actividades necesarias para el funcionamiento de las PFV y, por tanto, la gestión del coste que están generando.

En cuanto a la estructura de costes¹² vamos a distinguir las siguientes agrupaciones:

- Costes estructurales, los asociados a la inversión inicial. Gastos que inicialmente se acometían para dotación de la infraestructura necesaria y para la adquisición de recursos productivos que permitirán el funcionamiento de la planta fotovoltaica. Su aplicación a cada ejercicio se deberá calcular en función de su utilización y contribución en cada anualidad de su vida útil, además de la pérdida de valor por la obsolescencia que les pueda afectar. Estamos refiriéndonos, en un momento inicial, al valor del proyecto llave en mano antes de su puesta en funcionamiento.
- Costes Operativos, serían los ocasionados por el funcionamiento normal de la planta fotovoltaica. Serían todos aquellos gastos o aplicación de recursos afectados en su totalidad a un ejercicio económico. Son necesarios para el correcto funcionamiento o evitan averías en las instalaciones o equipos.
- Coste financiero, totalizaría el coste soportado por financiar la inversión inicial llevada a cabo en la planta así como su explotación.

¹² Referidos al último ejercicio cerrado, año 2014.

- Coste impositivo, cualquier impuesto que grave la explotación de la planta. Referido a su mera actividad o funcionamiento así como los derivados por imposiciones del regulador.
- Coste fiscal, recogería el que afecta a los beneficios u otras partidas, es el derivado de una obligación con la Hacienda Pública.

La metodología de recogida de los datos referidos a los costes y detalle de las inversiones, así como a la ejecución de las actividades, se basó en la elaboración de una serie de tablas que fueron enviadas por e-mail a los máximos responsables de la gestión de las PFV. También se realizaron llamadas telefónicas y entrevistas personales.

Del seguimiento sobre la ejecución de estas actividades podrán rediseñarse ciclos de trabajo, eliminar tiempos de espera, rediseñarse rutinas de trabajo que minimicen los tiempos de ejecución o de paradas técnicas, identificar despilfarros que llevará a la optimización del funcionamiento de la planta.

En las siguientes tablas se recogen las agrupaciones de costes y detalle de las actividades, el mapa de actividades (ver tablas 26-29):

Tabla 26. Coste Estructural

INVERSIÓN INICIAL (EUROS)	
<i>(I.1 Terrenos y Construcciones)</i>	
Terrenos	
Construcciones	
Cerramientos	
TOTAL	
<i>(II.2 Instalaciones Técnicas y otro Inmovilizado Material)</i>	
Módulos	
Baterías	
Inversores	
Cableado	
Contadores, ventilación, otro equipo aux.	
Mobiliario	
Sist. Seguridad	
Equipos advo.	
Aparatos/Equipos Operacional	
Stock	
Utensilios	
Vehículos	
Seguros sobre inversión	
TOTAL	

Tabla 27. Costes Operativos y de Generación

	COSTE ANUAL (Euros)	OBSERVACIONES
Personal		
Alquileres		
Reparación		
Limpieza		
Combustible		
Asociaciones		
Mantenimiento		
Servicios Exteriores		
Sistema de Comunicación		
Impuestos por producción		
Seguros de funcionamiento		
Pérdidas (Transporte y Evacuación)		
Autoconsumos		

Tabla 28. Resto de Costes

	COSTE ANUAL (Euros)	OBSERVACIONES
Coste Financiero		
Coste Fiscal		
Coste Impositivo		

Tabla 29. Costes Operativos y de Generación. Afectación por actividades.

Mapa de Actividades	Amort. Instalaciones	Amort. Equipos, Aparatos..	Amort. Vehículos	Personal	Combustible	Alquileres	Reparación*	Mantenimiento*	Limpieza*	Sistemas de Comunicación	Servicios Exteriores	Otros Costes
Actuación correctiva (AC) generación												
Monitorización preventiva (MP) generación												
AC cableado/conexiones												
MP cableado/conexiones												
AC baterías												
MP baterías												
AC transformación												
MP transformación												
AC Evacuación												
MP Evacuación												
AC Armarios Medida												
MP Armarios Medida												
Supervisión/Control												
Termografías												
Mantenimiento (cámaras, estación meteorológica, casetas, caminos...)												
Vigilancia												
Limpieza												
Averías/Reparaciones												
Consumo de Materiales												
Consumo de Productos												
Gestión del Parque												
Organiz. del personal												
Gestión de Stocks												
Gestión de Compras												
Administración												
Gestión Financiera												

*Costes por actividades facturadas a la planta fotovoltaica

7.4 Recomendaciones para la gestión de las plantas fotovoltaicas

Del análisis de las actividades y de los costes soportados por las PFV podemos realizar una serie de recomendaciones con el propósito de que sirvan de referencia a los gestores o propietarios de estas empresas para racionalizar su toma de decisiones.

Comenzando en primer lugar por el bloque de costes estructurales, asociados a la inversión llevada a cabo:

- Como ya se argumentaba en el análisis de los ingresos, será imprescindible contar una gestión base de la generación de energía de la planta ya que condiciona en primera instancia la obtención de la retribución asociada a la inversión (ingreso fijo).
- Vigilancia de la estructura de la planta para evitar un funcionamiento defectuoso o costes en un futuro por causas derivadas de un mal diseño o ejecución inicial. Nos referimos al proyecto llave en mano, la obra civil y resto de instalaciones, esto es: casetas, drenajes, acondicionamiento, funcionalidad, etc.
- Estudio de las fichas técnicas de los distintos elementos de la instalación para la elaboración de un inventario con la descripción del equipo o aparato, proveedor, fecha de adquisición, fecha de control, rendimiento previsto, rendimiento real, reparaciones, averías y vida útil estimada. Este inventario deberá mantenerse actualizado aprovechando los testeos y las revisiones periódicas preventivas en las instalaciones. El objetivo sería exigir la reposición o reparación gratuita de estos elementos si no se ajustan a lo que en principio cabría esperar. Nos referimos a módulos, inversores, ventiladores, contadores, baterías, etc.

En cuanto a la gestión de los Costes Operativos, de cara a su optimización, los máximos responsables deberán replantear los partes de trabajo en función de la conveniencia de ejecutar o no ciertas actividades, o bien, la temporalidad con la que llevar a cabo dicha ejecución.

Siguiendo con propuestas para la gestión de estos costes operativos, si no se ha hecho ya, se debe llevar a cabo una revisión detallada de todos los contratos por servicios o suministros. Nos referimos por ejemplo a alquileres, mantenimiento, vigilancia, seguridad, limpieza... Estos contratos deberán someterse a renegociación amparados en que las circunstancias actuales y previsiones futuras han variado radicalmente respecto al escenario inicial en el que surgió el compromiso y obligación hacia el proveedor de servicios¹³.

¹³ Refiriéndonos a aquellas instalaciones acogidas a los RD 661/2007 y RD 1578/2008. Para estos casos, grandes consultoras y despachos de abogados especializados están consiguiendo que estas renegociaciones se estén llevando a cabo y así se mejoren las condiciones inicialmente previstas en los contratos.

Partiendo del mapa de actividades deberá valorarse lo que podemos definir como Riesgo de Oportunidad en la Ejecución de Actividades (ROEA). El concepto del ROEA consiste en la valoración económica de la sustitución de materiales, la ejecución o no y de la temporalidad para todas las actividades. Valoración económica de los recursos que se vean implicados en la ejecución de dicha actividad (materiales, tiempo de personal, combustible, etc...) frente a la reducción de la producción de energía. La decisión ejecutar o no la actividad o de retrasar la ejecución de la misma también quedará condicionada por las probabilidades de que se produzcan reparaciones o averías graves en los equipos y consiguientes paradas técnicas.

En primera instancia, siempre que el *UF* y el *NHEFMin* queden asegurados, en la toma de decisiones sobre la ejecución de actividades se valorará el ROEA, no en otro caso en el que se ejecutará la actividad y de manera oportuna respecto a la necesidad de generación. Por ejemplo, el primer nivel de retribución para una planta catalogada como IT-00083, para el año 2015, el ingreso asociado a la retribución por inversión es de 729.536€/MWh; contándose con un *UF* de 743 Horas Equivalentes de Funcionamiento (*HEF*) y con 1.274 como *NHEFMin*. Esto es, la penalización hasta alcanzar el *NHEFMin* ascendería a 1.373,89€ por *HEF* perdida, además de los 50,55€/MWh del ingreso estimado que nos reportaría el mercado.

En segunda instancia, hay que tener muy presente que los ingresos por MWh quedan prefijados y una vez salvado el *NHEFMin* el coste provocado con el objetivo de aumentar la producción debe permanecer por debajo de la Retribución Operativa (*Ro*) más la Retribución del Mercado (*Rm*), si nos situamos por debajo del *NHEFMax*, y sólo la *Rm* si lo hacemos por encima de ese nivel de producción. Por ejemplo, el segundo nivel de ingresos para una planta catalogada como IT-00083, para el año 2015, sería el procedente de la retribución por operaciones que se ha estimado en 26,473€/MWh y que sumado al precio estimado para pool 50,55€/MWh totalizaría 77,023€/MWh que deberá ser mayor que la valoración realizada para la ejecución de la actividad expresada en €/MWh.

Uno de los costes operativos claves en la estructura de costes de las PFV es el del personal. Al ser uno de los costes con mayor peso en la explotación de la planta habría que extremar su control sobre el mismo, en concreto:

- Invertir en equipos o automatismos que disminuyan los tiempos de ejecución de actividades o reduzcan la participación del personal (valorando previamente si ello supone un beneficio por el menor número de horas de trabajo o reducción de plantilla en la planta, teniendo en cuenta posibles indemnizaciones por despido o el mantenimiento/remplazo de dichos equipos).
- Reducir los tiempos y tareas realizadas en actividades preventivas. Reducir revisiones a simples testeos, siempre que sea posible y el ROEA sea asumible.

- Aumentar la formación del personal con el objetivo de contar con operarios multifunción que suponga un ahorro mayor en costes de servicios especializados que se evitarían al ser nuestro propio personal el que se responsabilizaría de dichos servicios.
- Disminuir los costes por subactividad:
 - o ajustando al máximo la carga de trabajo. En la planta deberá contarse con partes de trabajo con tiempos de ejecución de tareas prefijados que permitan planificar y optimizar al máximo la dedicación a las distintas actividades que se ejecutan en las PFV.
 - o Compartiendo el personal entre varias plantas, cuando sea posible.
 - o Aumento de la flexibilidad y disponibilidad del personal en cuanto a la ejecución de las actividades en momentos de picos de trabajo.

Otra mejora en el uso de los recursos de producción sería la posibilidad de compartir herramientas, aparatos y utensilios con otras plantas o productores. Esto sería especialmente interesante para el caso de las huertas solares en las que hay múltiples propietarios.

En referencia a los costes financieros, es el verdadero problema de la mayoría de las plantas puesto que al tratarse de una inversión inicial muy elevada se requería acudir a financiación ajena a largo plazo. La desviación se produce en el momento en que varían los cálculos del plan de viabilidad y los beneficios de explotación se reducen drásticamente, al alterar los precios de venta de la energía generada, lo que hace disminuir el beneficio de explotación previsto para atender a estos costes financieros. Se necesitaría renegociar las carteras de deudas con el objetivo de conseguir mejores condiciones. En particular, para aquellos contratos que se firmaban al inicio de la actividad, en línea con lo argumentado para los costes estructurales.

Relacionado también con la gestión financiera, se debe realizar un control de los costes financieros referidos a la explotación de las PFV. Tendrá que negociarse con la entidad financiera la póliza de crédito más adecuada según la previsión del flujo de cash. Hay que tener en cuenta que el mecanismo de liquidación de la energía generada se ha modificado sustancialmente provocando retrasos en los cobros que pueden suponer rupturas de saldo que hagan incrementar los costes financieros a final de año. Lo recomendable sería contar con asesores especializados que se podrán encontrar en las propias entidades financieras o en las plataformas/asociaciones de referencia para el sector.

Para finalizar, dada la situación actual de incertidumbre y desamparo que sufre el sector, sería muy conveniente establecer alianzas entre productores que faciliten el intercambio de buenas experiencias de gestión, compartir costes o conseguir mejoras en la contratación de servicios de manera conjunta ante proveedores y suministradores. En línea con lo anterior, creemos que las asociaciones o

plataformas de representación y defensa pueden ser claves para la información y asesoramiento.

8 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Avril, S., Mansilla, C., Busson, M. y Lemaire, T. (2012). Photovoltaic energy policy: Financial estimation and performance comparison of the public support in five representative countries. *Energy Policy*, 51, pp. 244-258.
- [2] Breyer, Ch., Birkner, Ch., Kersten, F., Gerlach, A., Goldschmidt, Ch., Stryi-Hipp, G., Montoro, D.F. y Riede, M. (2010). Research and development investments in PV – A limiting factor for a fast PV diffusion? 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition/5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 6-10 September 2010, Valencia, Spain.
- [3] Brimson, J.A [1995]: "Contabilidad por actividades". Barcelona, ed. Marcombo.
- [4] Campoccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E., y Zizzo, G. (2009). Comparative analysis of different supporting measures for the production of electrical energy by solar PV and Wind systems: Four representative European cases. *Solar Energy*, 83 (3), pp. 287-297.
- [5] Campoccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E. y Zizzo, G. (2014). An analysis of feed'in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union. *Solar Energy*, 107, pp. 530-542.
- [6] Canton, J. y Johannesson Lindén, A. (2010). Support schemes for renewable electricity in the EU. *Economic Papers*, 408, April 2010. <http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/economic_paper/2010/pdf/ecp408_en.pdf>.
- [7] Ciarreta, A., Espinosa, M.P. y Pizarro-Irizar, C. (2014). Is green energy expensive? Empirical evidence from the Spanish electricity market. *Energy Policy*, 69, pp. 205-215.
- [8] Comisión Nacional de Energía, CNE (2013). Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial. Available from <http://www.cne.es/cne/Publicaciones?id_nodo=143&accion=1&soloUltimo=si&slCat=10&>.
- [9] Cooper, R. y Kaplan, R.S [1991]: "Profit priorities from Activity-Based-Costing". *Harvard Business Review*, mayo-junio, pág.130-135
- [10] Couture, T., Cory, K. y Williams, E. (2010). A policymaker's guide to feed-in tariff policy design. Technical Report NREL/TP-6A2-44849, July 2010. National Renewable Energy Laboratory.
- [11] De la Hoz, J., Martín, H., Ballart, J., Córcoles, F. y Graells, M. (2013). Evaluating the new control structure for the promotion of grid connected photovoltaic systems in Spain: Performance analysis of the

- period 2008-2010. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, pp. 541-554.
- [12] Del Río, P. y Gual, M.A. (2007). An integrated assessment of the feed-in tariff system in Spain. *Energy Policy*, 35, pp. 994-1012.
- [13] Del Río, P. y Mir-Artigues, P. (2012). Support of solar PV deployment in Spain: Some policy lessons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, pp. 5557-5566.
- [14] Del Río, P. y Mir-Artigues, P. (2014). A cautionary tale: Spain's solar PV investment bubble. International Institute for Sustainable Development-GSI, Winnipeg, Canada (2014). Available from <https://www.iisd.org/publications/cautionary-tale-spains-solar-pv-investment-bubble>.
- [15] Di Dio, V., Favuzza, S., La Cascia, D., Massaro, F. y Zizzo, G. (2015). Critical assessment of support for the evolution of photovoltaics and feed-in tariff(s) in Italy. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 9, pp. 95-104.
- [16] Dusonchet, L. y Telaretti, E. (2015). Comparative economic analysis of support policies for solar PV in the most representative EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, pp. 986-998.
- [17] European Photovoltaic Industry Association (EPIA, 2013). Retrospective measures at national level and their impact on the photovoltaic sector. Available from http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Press_Releases/Restrospective_Measures_at_national_level.pdf.
- [18] European Photovoltaic Industry Association (EPIA, 2014). Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018. <http://www.epia.org/news/publications/>.
- [19] Fernández Salgado, J.M. (2008). Guía completa de la energía solar fotovoltaica y termoeléctrica (Adaptada al Código Técnico de la Edificación y al nuevo RITE). AMV Ediciones. Madrid, 2008.
- [20] Fernández Salgado, J.M. (2010). Compendio de energía solar: Fotovoltaica, Térmica y Termoeléctrica (Adaptado al Código Técnico de la Edificación y al nuevo RITE). Edición 2010. AMV Ediciones y Ediciones Mundi-Prensa. Madrid.
- [21] Goddard, J., Tavaloki, M. y Wilson, O.S. (2005). Determinants of profitability in European manufacturing and services: evidence from a dynamic panel model. *Applied Financial Economics*, 15, pp. 1269-1282.
- [22] Gómez-Gil, F.J., Wang, X. y Barnett, A. (2012). Energy production of photovoltaic systems: Fixed, tracking and concentrating. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, pp. 306-313.
- [23] Haas, R., Panzer, C., Resch, G., Ragwitz, M., Reece, G. y Held, A. (2011). A historical review of promotion strategies for electricity from

- renewable energy sources in EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 (2), pp. 1003-1034.
- [24] International Energy Agency, IEA (2010). Technology Roadmap. Solar photovoltaic energy. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap.pdf.
- [25] International Energy Agency, IEA (2013). Trends in Photovoltaic Applications 2013. http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/FINAL_TRENDS_v1.02.pdf.
- [26] Jaraité, J. y Kazukauskas, A. (2013). The profitability of electricity generating firms and policies promoting renewable energy. *Energy Economics*, 40, pp. 858-865.
- [27] Jenner, S., Groba, F. y Indvik, J. (2013). Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries. *Energy Policy*, 52, pp. 385-401.
- [28] Kaplan, R.S. y Norton, D.P. [1993]: "Evaluación de los resultados: algo más que números". *Harvard Deusto Business Review*, núm.93: 18-26.
- [29] Lesser, J.A. y Su, X. (2008). Design of an economically efficient feed-in tariff structure for renewable energy development. *Energy Policy*, 36, pp. 981-990.
- [30] Lipp, J. (2007). Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom. *Energy Policy*, 35, pp. 5481-5495.
- [31] Menanteau, P., Finon, D. and Lamy, M-L. (2003). Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy*, 31 (8), pp. 799-812.
- [32] Menanteau, P., Finon, D. y Lamy, M-L. (2003). Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy*, 31 (8), pp. 799-812.
- [33] Miller, J.G y Wollmann, T.E [1986]: 'La fábrica invisible', *Harvard Deusto Business Review*, N°26 :11-22, 2º T.
- [34] Nicolli, F. y Vona, F. (2012). The evolution of renewable energy policy in OECD countries: Aggregate indicators and determinants. FEEM Working Paper No. 51.2012.
- [35] Ragwitz, M., Winkler, J., Klessman, C., Gephart, M. y Resch, G. (2012). Recent developments of feed-in systems in the EU – A research paper for the International Feed-in Cooperation.
- [36] Sarasa-Maestro, C.J., Dufo-López, R. y Bernal-Agustín, J.L. (2013). Photovoltaic remuneration policies in the European Union. *Energy Policy*, 55, pp. 317-328.
- [37] Union Española Fotovoltaica, UNEF (2013). Hacia nuevos modelos de desarrollo para la energía solar fotovoltaica. Informe Anual 2013.

- <http://unef.es/2013/11/informe-anual-2013-hacia-nuevos-modelos-de-desarrollo-para-la-energia-solar-fotovoltaica/>.
- [38] Wiginton, L.K., Nguyen, H.T. y Pearce, J.M. (2010). Quantifying rooftop solar photovoltaic potential for regional renewable energy policy. *Computers, Environment and Urban System*, 34 (4), pp. 345-357.