

05-020

POSSIBLE SCENARIOS AND STRATEGIES FOR 100 KWP SOLAR INSTALLATIONS

López González, Luis María; López Ochoa, Luis María; Las Heras Casas, Jesús;
García Lozano, César
Universidad de La Rioja

To calculate the energy theoretically produced by the proposed installation, this study utilises the PVGIS, which creates a compilation base map of the solar energy resources and an estimation of the electrical energy to be generated by the photovoltaic systems. The locations studied were: Alfaro (La Rioja), Sariñena (Aragón), Seville (Andalucía), and Tenerife (Canary Islands). Four different types of solar trackers were analysed at each location: Fixed mount, vertical axis, tilted axis, and dual axis. Initially, average statistical, annual, and cumulative productions were evaluated according to location and type of tracker, considering various economic and legal strategies with ample operating working capital. Afterwards, the cumulative production of all the locations and the four types of trackers was assessed, considering various alternatives for the annual degradation of photovoltaic modules and the average annual performance of the rest of the components and installations. And finally, an economic viability study was conducted of the base scenario for the different locations and types of trackers, evaluating amortisation periods according to selling prices, net present value (NPV), and profits over a 20 year time span.

Keywords: *Photovoltaic solar energy; installation performance; photovoltaic module degradation; economic viability; sustainability; strategic scenarios*

ESCENARIOS Y ESTRATEGIAS POSIBLES PARA UNA INSTALACIÓN SOLAR COMPUESTA POR MÓDULOS DE 100 KWP

El cálculo de la energía teórica producida por la instalación propuesta se ha realizado a través de la herramienta informática PVGIS, con el que se obtiene un mapa base recopilatorio de los recursos de energía solar y una estimación de la generación eléctrica. Las localizaciones objeto de estudio han sido: Alfaro (La Rioja), Sariñena (Aragón), Sevilla (Andalucía) y Tenerife (Islas Canarias). Para cada localización se han analizado cuatro tipos de seguidores solares: Fijo, de eje vertical, de eje inclinado y de dos ejes. Se han evaluado las producciones medias estadísticas, las producciones anuales y acumuladas en función de las localizaciones y tipos de seguidores, considerando diversas estrategias económicas y legales, con un amplio margen de maniobra operativa. Posteriormente, se ha evaluado la producción acumulada para las diversas localizaciones y los cuatro tipos de seguidores, considerando diversas alternativas de degradación anual de los módulos fotovoltaicos y del rendimiento medio anual del resto de los componentes e instalaciones. Finalmente, se realiza un estudio de viabilidad económica partiendo de un escenario base para las diferentes localizaciones y tipos de seguidores, evaluando, en función del precio de venta, los periodos de amortización, el VAN y el beneficio, en un horizonte de veinte años.

Palabras clave: *Energía solar fotovoltaica; rendimiento de instalaciones; degradación de módulos fotovoltaicos; viabilidad económica; sostenibilidad; escenarios estratégicos*

Correspondencia: Luis María López González luis-maria.lopez@unirioja.es

1. Introducción

El sistema PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) (Figura 1) proporciona un mapa base recopilatorio de los recursos de energía solar y estimación de la generación eléctrica procedente de sistemas fotovoltaicos en Europa, África y Sudeste Asiático. Este sistema contribuye a la implementación de la energía renovable en la Unión Europea como suministro de una energía sostenible a largo plazo.

El PVGIS es una herramienta concebida para evaluar diferentes alternativas dentro de su campo de influencia, disponiendo de una base de datos de radiación solar que se actualiza permanentemente. De esta forma es posible tener un algoritmo para toda Europa con una información comparativa muy coherente y con un planteamiento estadístico homogéneo y comparable entre diversas alternativas.

Esto significa que a nivel de estudios previos ante posibles instalaciones puedan determinarse los resultados medios esperables, que una vez sean depurados y comprobados permitirán acometer una serie de actuaciones para definir las instalaciones exactas a realizar. Y lo que es más importante, se pueden evaluar con gran precisión la diferencia entre las mismas, bien dentro de una zona concreta o de diversos emplazamientos, así como las diferencias entre los diversos tipos de seguidores.

Figura 1. Sistema PVGIS.

The screenshot displays the PVGIS web interface. At the top, there are logos for JRC and CM SAF, and the title 'Sistema de Información geográfica fotovoltaica - mapa interactivo'. Below this, there are navigation links and a search bar. The main area is a map of Europe with a cursor positioned over the United Kingdom. To the right of the map is a configuration panel with several sections: 'Estimación FV' (with sub-tabs for monthly, daily, and autonomous radiation), 'Rendimiento del sistema FV conectado a red' (with a dropdown for radiation database and a technology selector set to 'Silicio cristalino'), 'Potencia FV pico instalada' (set to 1 kWp), 'Pérdidas estimadas del sistema' (set to 14%), 'Opciones de montaje fijo' (with 'Posición libre' selected), 'Inclin.' (set to 35 degrees), 'Acimut' (set to 0 degrees), 'Opciones del sistema de seguimiento' (with 'Eje vertical' selected), 'Formatos de salida' (with 'Página web' selected), and a 'Calcular' button.

2. Objetivos

En esta ponencia se realiza un estudio sobre diversas estrategias para la instalación de una planta solar fotovoltaica de 100 kWp, en varias localidades: Alfaro (La Rioja), Sariñena (Huesca, Aragón), Sevilla (Andalucía) y Tenerife (Islas Canarias). Para cada localización se han analizado cuatro tipos de seguidores solares: Fijo, de eje vertical, de eje inclinado y de dos ejes.

Esto permitirá en el futuro la toma de decisiones sobre posibles inversiones y estrategias a seguir, si bien es necesario que el panorama legal español en lo que se refiere a las renovables se establezca y se defina con claridad.

3. Metodología

El cálculo de la energía teórica producida por la instalación propuesta se ha realizado a través de la herramienta informática PVGIS del JOINT RESEARCH CENTRE perteneciente a la Unidad de Energías Renovables del Instituto para la Energía y el Transporte de la Comisión Europea.

Los datos empleados para el estudio se han extraído de la base de datos de radiación solar proporcionados por el Sistema de Monitorización de Clima por Satélite (*Climate Monitoring Satellite Application Facilitie* – CM-SAF) a la que PVGIS tiene acceso. Los valores de radiación solar se han extraído a partir de las imágenes captadas por el satélite en un amplio periodo, relativamente reciente, entre 1998 y 2010.

Los datos entregados por este sistema se han validado previamente contrastándolos con la información aportada por 18 estaciones instaladas en Europa, mostrando que la desviación estándar del error máximo local en la irradiación solar anual es en torno al 5 %.

Por otro lado, el software online empleado tiene en cuenta las siguientes consideraciones: Potencia nominal de la instalación fotovoltaica analizada, ubicación objeto de estudio (longitud, latitud y altura), pérdidas debidas a la temperatura y baja irradiación (empleando los datos de temperaturas medias de las ubicaciones seleccionadas), pérdidas producidas por efectos de reflectancia angular y otras pérdidas debidas a la instalación eléctrica del sistema (cables, inversor...). Además, se ha evaluado el performance ratio de la instalación fotovoltaica. El performance ratio es el conjunto de pérdidas que sufre la energía desde los módulos fotovoltaicos hasta el punto de conexión a red.

A los efectos de estudio previo para la determinación de posibles inversiones y estrategias esta herramienta está avalada por la práctica, independientemente de su posterior afino, en función de las inversiones a realizar y su importancia.

A efectos prácticos, tiene más riesgos e incertidumbres proyectar este tipo de instalaciones con un horizonte de 20 años que las posibles deficiencias de un programa común de este tipo. La práctica nos enseña que en lo referente a la naturaleza nada es seguro.

4. Cálculo del *Performance Ratio*

De acuerdo al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (2011) del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), para realizar el cálculo del *Performance Ratio* (PR), desglosamos cada una de las pérdidas (Tabla 1 y Tabla 2), a partir de los valores recomendados por ASIF/UNEF (Asociación de la Industria Fotovoltaica/Unión Española Fotovoltaica).

Tabla 1. Pérdidas generador fotovoltaico

Pérdidas generador fotovoltaico	Símbolo	%
Dispersión de parámetros	L _{dis}	4
Temperatura de célula	L _{temp}	5
Pérdida de transparencia (polvo, suciedad)	L _{pol}	5
Ratio de disponibilidad	RD	98
Eficiencia del inversor (seguimiento MPPT, umbral de arranque, conversión a diferentes niveles de potencia de entrada)	EI	94,8
Sección corriente continua	L _{cc}	1,5

Tabla 2. Pérdidas captación solar

Pérdidas captación solar	Símbolo	%
Pérdidas por desorientación e incidencia no perpendicular	L_{ref}	0
Pérdidas por sombras	L_{som}	4

El cálculo del *Performance Ratio* se realiza mediante la expresión siguiente:

$$PR = PRG \cdot PRC \quad (1)$$

Donde el Performance Ratio del Generador (PRG) se calcula con la ecuación 2 y el índice de pérdidas de captación (PRC) mediante la ecuación 3.

$$PRG = (1 - L_{dis}) \cdot (1 - L_{temp}) \cdot (1 - L_{pol}) \cdot RD \cdot EI \cdot (1 - L_{cc}) \quad (2)$$

$$PRC = (1 - L_{ref}) \cdot (1 - L_{som}) \quad (3)$$

Aplicando los valores mostrados en la Tabla 1 y Tabla 2 se obtienen los siguientes resultados.

- El *Performance Ratio del Generador* (PRG) para esta instalación es del 82,79%.
- El índice de pérdidas de captación (PRC) para este tipo de instalaciones es del 96%.
- El *Performance Ratio* (PR) para este tipo de instalaciones es del 79,48%.

Finalmente, se consideran unas pérdidas de transporte en la parte de alterna del 1,5% y unas pérdidas de interconexión a red del 2,5%.

En conjunto, el rendimiento global de los generadores fotovoltaicos será del 76,33 %, con el criterio conservador del IDAE, que deja un amplio margen para las mejoras, muchas de las cuales serán consecuencia de la buena gestión de las instalaciones y del propio desarrollo de la técnica, además de la calidad de los elementos seleccionados en su momento, entre otros.

Para evaluar la producción de energía eléctrica utilizando el programa anteriormente descrito para una instalación solar fotovoltaica de 100 kWp de potencia nominal para cada una de las cuatro localizaciones y analizando en cada localización los cuatro tipos de instalación previstos se calculan previamente los rendimientos globales para cada una de las localizaciones.

Las pérdidas combinadas generales son del 26,5% para Sevilla, 26,3% para Tenerife, 24,5% para Sariñena y 24,2% para Alfaro, obteniéndose los rendimientos globales para cada localización mostrados en la Tabla 3.

Tabla 3. Rendimiento global de los generadores fotovoltaicos para cada localización

	Alfaro	Sariñena	Sevilla	Tenerife
Rendimiento global [%]	75,8	75,5	73,5	73,7

Estos rendimientos son menores que los marcados por el IDAE (76,33 %), de referencia, por lo que serán los que empleemos al estar del lado de la seguridad.

5. Cálculo de la energía anual producida

El programa PVGIS, para cada localización y los cuatro tipos de seguidores, nos proporciona la media de la producción de energía diaria (kWh), la media de la producción mensual de energía (kWh), la media diaria de la radiación global recibida por metro cuadrado (kWh/m²), la media mensual de la radiación global recibida por metro cuadrado (kWh/m²) y la temperatura media (°C). Así, podemos obtener la energía anual producida que se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4. Energía anual producida, en kWh

Sistema	Alfaro	Sariñena	Sevilla	Tenerife
Fijo	132.760	153.740	158.820	162.400
Eje inclinado	172.820	205.970	219.400	214.900
Eje vertical	173.110	205.880	217.900	213.100
Dos ejes	177.360	211.510	225.600	220.900
Variación Dos ejes/Fijo [%]	33,6	37,6	42,0	36,0

Se observa claramente que la energía producida, empleando un seguidor de dos ejes en vez de un seguidor fijo, presenta una mejora entre el 33,6% en Alfaro y el 42,0% en Sevilla.

En el caso de una instalación fija el emplazamiento óptimo es Tenerife, mientras que en el caso de un seguidor de dos ejes es Sevilla.

El único caso en que es mejor emplear ejes verticales en vez de ejes inclinados es Alfaro.

6. Producciones acumuladas en función del rendimiento y la degradación

En este apartado, Inicialmente, se presenta la producción acumulada en veinte años con degradación del 1,25 % y rendimiento general del 92 %, para los cuatro tipos de seguidor en cada localización (Tabla 5).

Tabla 5. Producción acumulada para cada localización y tipo de seguidor en 20 años, en MWh

Tipo de Seguidor	Alfaro	Sariñena	Sevilla	Tenerife
Fijo	2.173	2.517	2.600	2.659
Eje inclinado	2.829	3.372	3.592	3.518
Eje vertical	2.834	3.370	3.567	3.489
Dos ejes	2.903	3.463	3.693	3.616

En la Tabla 6 y Figura 2 se presenta la producción acumulada con rendimiento del 92 % y variaciones en la degradación, y, en la Tabla 7 y Figura 3, se muestra la producción acumulada con degradación del 1,25 % y variaciones de rendimiento, para las diferentes localizaciones y los cuatro tipos de seguidores.

Tabla 6. Producción acumulada en las diferentes localizaciones con rendimiento del 92% para diferentes degradaciones, en MWh.

Alfaro					Sariñena				
Degradación	Fijo	E.I.	E.V.	D.E.	Degradación	Fijo	E.I.	E.V.	D.E.
1,00%	2.224	2.895	2.900	2.971	1,00%	2.576	3.451	3.449	3.543
1,25%	2.173	2.829	2.834	2.903	1,25%	2.517	3.372	3.370	3.463
1,50%	2.124	2.765	2.770	2.838	1,50%	2.460	3.295	3.294	3.384
1,75%	2.076	2.703	2.707	2.774	1,75%	2.404	3.221	3.220	3.308
2,00%	2.030	2.642	2.647	2.712	2,00%	2.351	3.149	3.148	3.234

Sevilla					Tenerife				
Degradación	Fijo	E.I.	E.V.	D.E.	Degradación	Fijo	E.I.	E.V.	D.E.
1,00%	2.661	3.676	3.650	3.779	1,00%	2.721	3.600	3.570	3.701
1,25%	2.600	3.592	3.567	3.693	1,25%	2.659	3.518	3.489	3.616
1,50%	2.541	3.510	3.486	3.610	1,50%	2.598	3.438	3.410	3.534
1,75%	2.484	3.431	3.408	3.528	1,75%	2.540	3.361	3.333	3.455
2,00%	2.428	3.355	3.332	3.449	2,00%	2.483	3.286	3.258	3.378

Figura 2. Producción acumulada en las diferentes localizaciones con rendimiento del 92% para diferentes degradaciones, en MWh (Elaboración propia).

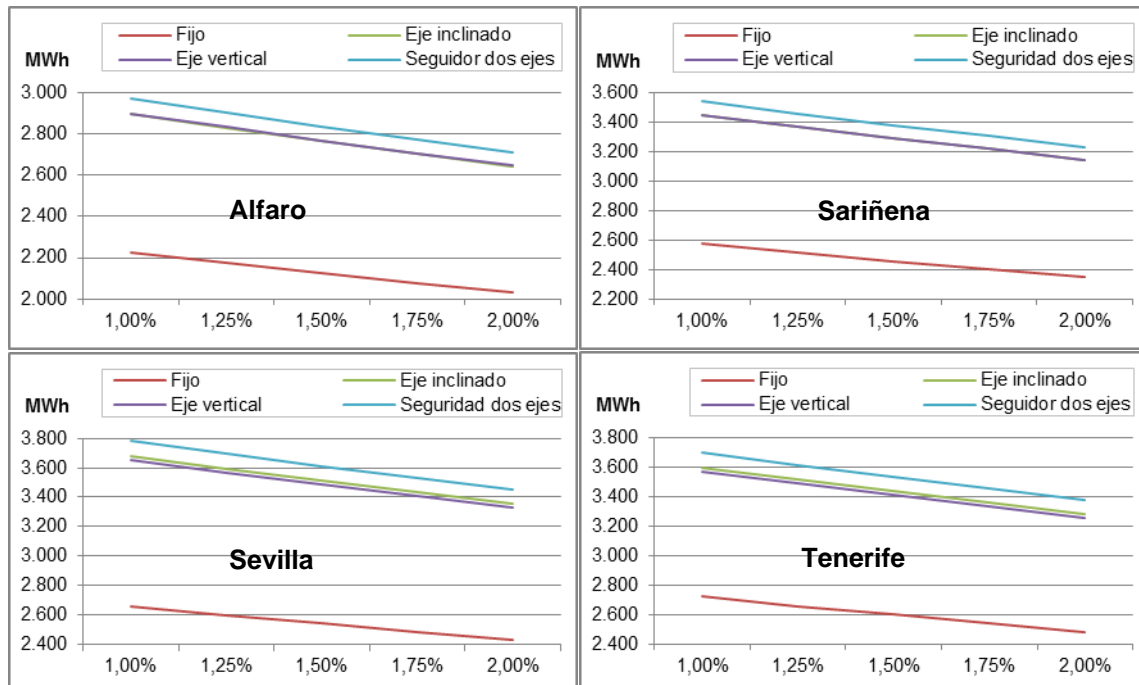
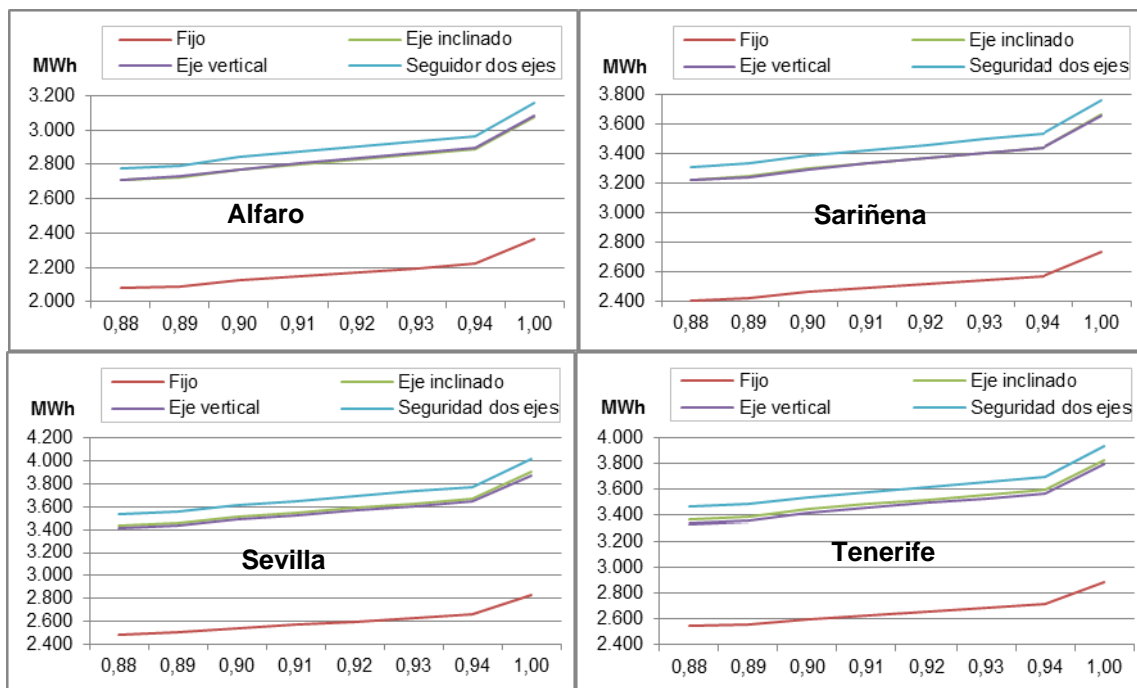


Tabla 7. Producción acumulada en las diferentes localizaciones con degradación del 1,25% para diferentes rendimientos, en MWh.

Alfaro					Sariñena				
Rendimiento	Fijo	E.I.	E.V.	D.E.	Rendimiento	Fijo	E.I.	E.V.	D.E.
88%	2.079	2.706	2.711	2.777	88%	2.407	3.225	3.224	3.312
90%	2.126	2.768	2.772	2.840	90%	2.462	3.299	3.297	3.387
92%	2.173	2.829	2.834	2.903	92%	2.517	3.372	3.370	3.463
94%	2.221	2.891	2.896	2.967	94%	2.572	3.445	3.444	3.538
100%	2.362	3.075	3.080	3.156	100%	2.736	3.665	3.663	3.764

Sevilla					Tenerife				
Rendimiento	Fijo	E.I.	E.V.	D.E.	Rendimiento	Fijo	E.I.	E.V.	D.E.
88%	2.487	3.436	3.412	3.533	88%	2.543	3.365	3.337	3.459
90%	2.543	3.514	3.490	3.613	90%	2.601	3.442	3.413	3.538
92%	2.600	3.592	3.567	3.693	92%	2.659	3.518	3.489	3.616
94%	2.656	3.670	3.645	3.773	94%	2.716	3.595	3.564	3.695
100%	2.826	3.904	3.877	4.014	100%	2.890	3.824	3.792	3.931

Figura 3. Producción acumulada en las diferentes localizaciones con degradación del 1,25% para diferentes rendimientos, en MWh (Elaboración propia).



7. Estudio de viabilidad

En la Tabla 8, Tabla 9, Tabla 10 y Tabla 11, así como en la Figura 4, Figura 5, Figura 6 y Figura 7 siguientes se presentan los resultados del estudio de viabilidad económica realizados para el caso base (degradación del 1,25 % y rendimiento general del 92 %) para las diferentes localizaciones y los cuatro tipos de seguidores, evaluando para cada caso, en función del precio de venta, los periodos de amortización, el VAN y el beneficio en un horizonte de veinte años, considerando un interés del 5%, un incremento de ingresos del 4% y de gastos del 2,5 %.

Tabla 8. Estudio de viabilidad económica para Alfaro, con el periodo de amortización, en años, el precio de venta, en €/kWh, el VAN, en €, y el beneficio en el horizonte, en €

	Sistema fijo	S. de eje inclinado	Sistema eje vertical	Sistema ejes dos ejes
Producción anual en el primer año [kWh]	122.139	158.994	159.261	163.171
Inversión [€]	175.000	185.000	190.000	210.000
Gastos en el primer año [€]	8.750	9.250	9.500	10.500

Sistema fijo				Sistema eje inclinado			
Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte	Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte
5	0,3708	404.166	424.374	5	0,3011	427.200	448.560
10	0,2291	134.875	141.618	10	0,1860	142.456	149.578
15	0,1818	44.984	47.233	15	0,1477	47.706	50.091
20	0,1582	134	141	20	0,1285	207	218

Sistema eje vertical				Sistema seguidor dos ejes			
Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte	Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte
5	0,3088	438.944	460.892	5	0,3331	485.081	509.335
10	0,1907	146.288	153.603	10	0,2058	161.883	169.977
15	0,1514	48.902	51.347	15	0,1633	53.981	56.680
20	0,1317	84	89	20	0,1421	156	164

Figura 4. Estudio de viabilidad económica para Alfaro (Elaboración propia).

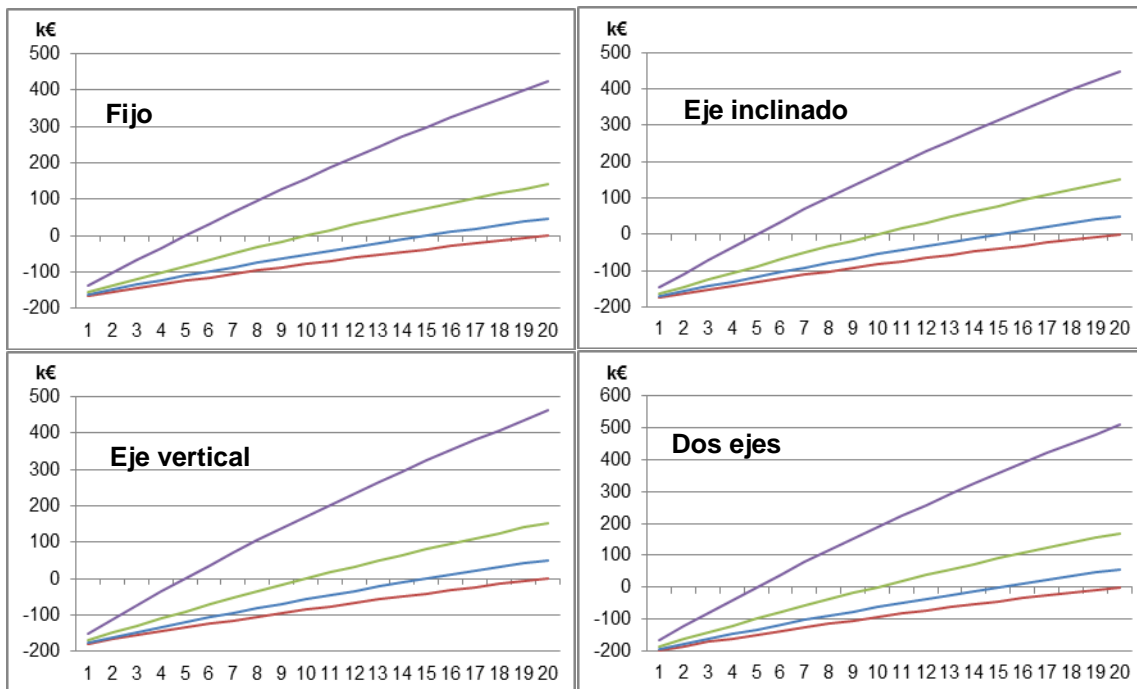


Tabla 9. Estudio de viabilidad económica para Sariñena, con el periodo de amortización, en años, el precio de venta, en €/kWh, el VAN, en €, y el beneficio en el horizonte, en €

	Sistema fijo	Sistema eje inclinado	Sistema eje vertical	Seguidor dos ejes
Producción anual en el primer año [kWh]	141.441	189.492	189.410	194.589
Inversión [€]	175.000	185.000	190.000	210.000
Gastos en el primer año [€]	8.750	9.250	9.500	10.500

Sistema fijo				Sistema eje inclinado			
Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte	Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte
5	0,3202	404.168	424.377	5	0,2527	427.379	448.748
10	0,1978	134.795	141.535	10	0,1561	142.562	149.690
15	0,1570	45.004	47.255	15	0,1239	47.622	50.004
20	0,1366	109	114	20	0,1078	153	160

Sistema eje vertical				Sistema seguidor dos ejes			
Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte	Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte
5	0,2596	438.802	460.743	5	0,2793	485.026	509.277
10	0,1604	146.447	153.769	10	0,1725	161.665	169.748
15	0,1273	48.897	51.342	15	0,1370	54.181	56.890
20	0,1108	269	283	20	0,1192	287	302

Figura 5. Estudio de viabilidad económica para Sariñena (Elaboración propia).

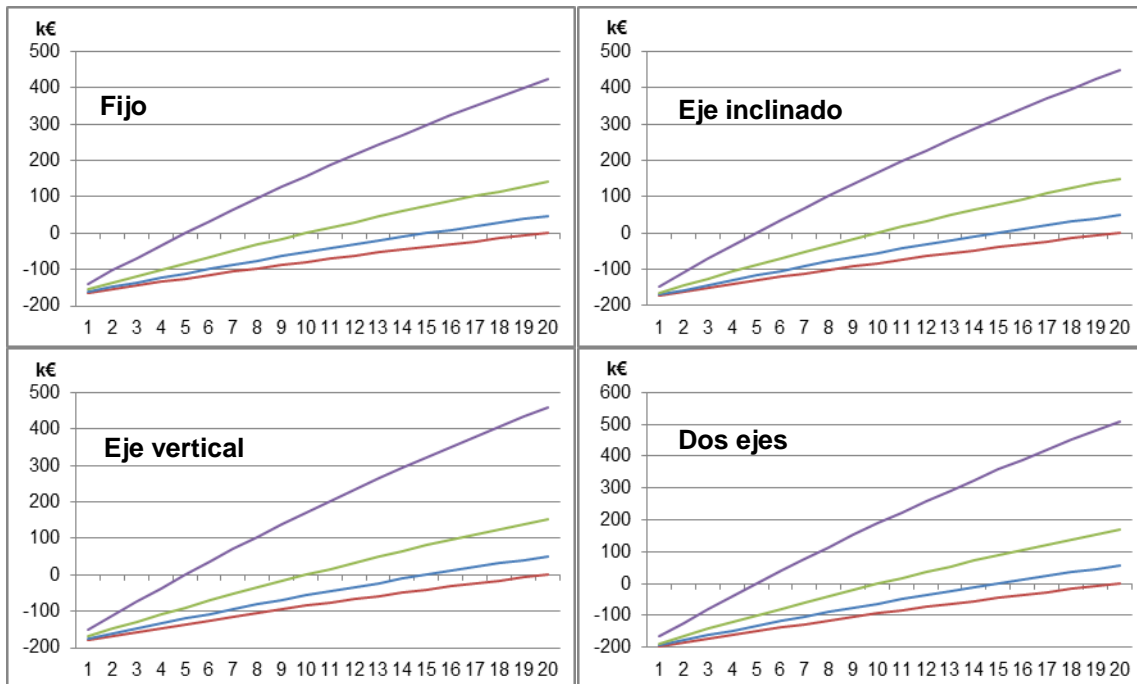


Tabla 10. Estudio de viabilidad económica para Sevilla, con el periodo de amortización, en años, el precio de venta, en €/kWh, el VAN, en €, y el beneficio en el horizonte, en €

	Sistema fijo	Sistema eje inclinado	Sistema eje vertical	Seguidor dos ejes
Producción anual en el primer año [kWh]	146.114	201.848	200.468	207.552
Inversión [€]	175.000	185.000	190.000	210.000
Gastos en el primer año [€]	8.750	9.250	9.500	10.500

Sistema fijo				Sistema eje inclinado			
Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte	Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte
5	0,3100	404.263	424.476	5	0,2372	427.280	448.644
10	0,1915	134.856	141.599	10	0,1465	142.421	149.542
15	0,1520	45.054	47.307	15	0,1163	47.573	49.951
20	0,1322	39	41	20	0,1012	149	156

Sistema eje vertical				Sistema seguidor dos ejes			
Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte	Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte
5	0,2453	438.866	460.809	5	0,2619	485.168	509.426
10	0,1515	146.285	153.599	10	0,1618	161.903	169.998
15	0,1203	48.966	51.415	15	0,1284	54.040	56.742
20	0,1047	307	322	20	0,1117	109	114

Figura 6. Estudio de viabilidad económica para Sevilla (Elaboración propia).

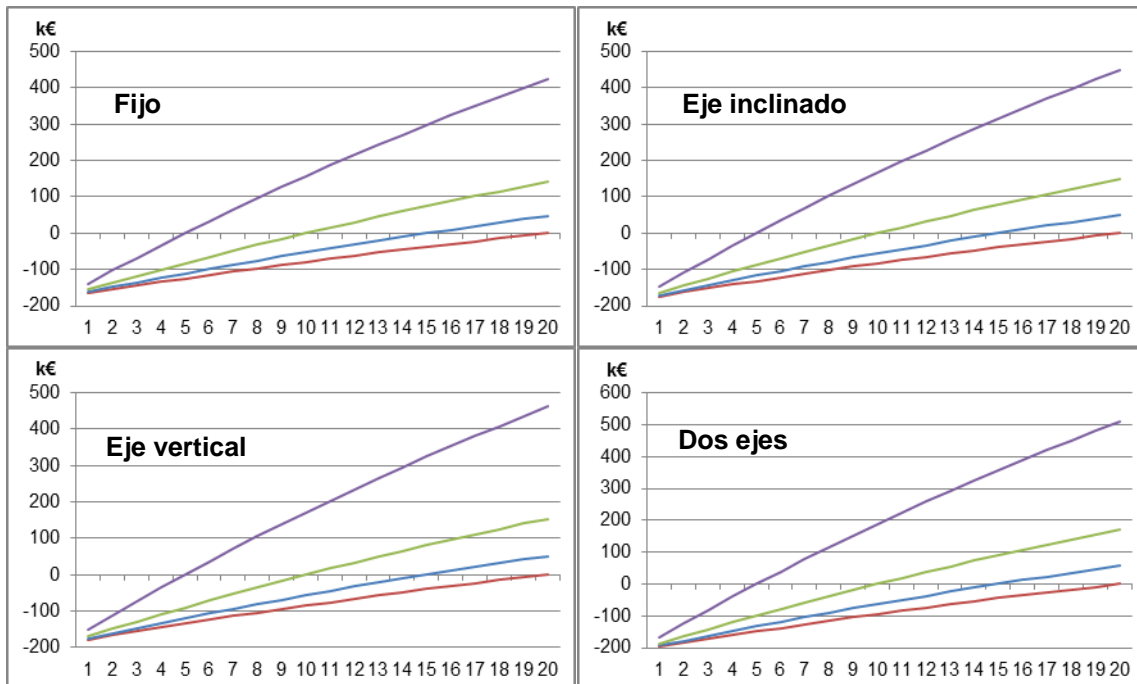


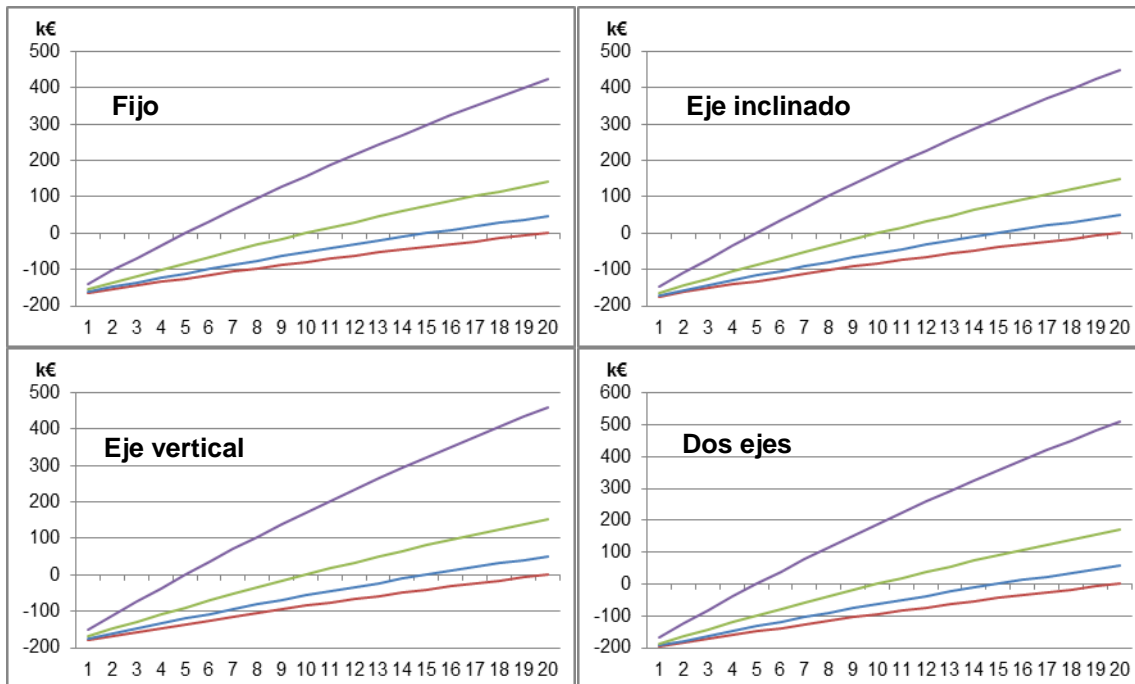
Tabla 11. Estudio de viabilidad económica para Tenerife, con el periodo de amortización, en años, el precio de venta, en €/kWh, el VAN, en €, y el beneficio en el horizonte, en €

	Sistema fijo	Sistema eje inclinado	Sistema eje vertical	Seguidor dos ejes
Producción anual en el primer año [kWh]	149.408	197.708	196.052	203.228
Inversión [€]	175.000	185.000	190.000	210.000
Gastos en el primer año [€]	8.750	9.250	9.500	10.500

Sistema fijo				Sistema eje inclinado			
Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte	Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte
5	0,3031	404.109	424.315	5	0,2422	427.381	448.750
10	0,1873	134.906	141.652	10	0,1496	142.520	149.646
15	0,1486	44.939	47.186	15	0,1188	47.772	50.160
20	0,1293	72	76	20	0,1033	90	94

Sistema eje vertical				Sistema seguidor dos ejes			
Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte	Amortización	Precio de venta	VAN	Beneficio en el horizonte
5	0,2508	438.789	460.728	5	0,2674	484.939	509.186
10	0,1550	146.552	153.880	10	0,1652	161.768	169.856
15	0,1230	48.937	51.383	15	0,1311	53.939	56.636
20	0,1070	129	135	20	0,1141	183	192

Figura 7. Estudio de viabilidad económica para Tenerife (Elaboración propia).



8. Resultados

Si consideramos una instalación media para amortizar en 20 años, en Alfaro necesitaríamos un precio de venta inicial de 0,1582 €/kWh para un sistema fijo y de 0,1421 €/kWh para el de dos ejes, lo que nos permitiría un margen de 1,61 c€ para el precio del kWh de partida.

En Sariñena necesitaríamos un precio de venta inicial de 0,1366 €/kWh para un sistema fijo y de 0,1192 €/kWh para el de dos ejes, lo que nos permitiría un margen de 1,74 c€ para el precio del kWh de partida, con un precio de venta de la electricidad del de dos ejes del orden del 83,88 % del de Alfaro.

En Sevilla, el sistema fijo necesitaría un precio inicial de 0,1322 €/kWh y el de dos ejes de 0,1117 €/kWh para amortizarlo en 20 años, lo que supone un margen de 2,05 c€ para el kWh de partida, siendo el precio necesario para la venta de la electricidad de Sevilla un 78,61 % del de Alfaro, o del 93,71 % del de Sariñena.

En Tenerife, el sistema fijo necesitaría un precio inicial de 0,1293 €/kWh y el de dos ejes de 0,1141 €/kWh para amortizarlo en 20 años, lo que supone un margen de 1,52 c€ para el kWh de partida, siendo el precio necesario para la venta de la electricidad de Tenerife un 80,30 % del de Alfaro, o un del 102,15 % del de Sevilla.

En la misma situación, el seguidor fijo en Tenerife es el que se rentabiliza con un menor precio y el seguidor de dos ejes más rentable es el situado en Sevilla. En ambos supuestos, el más caro es el situado en Alfaro. La proporción, en ambos casos, entre el precio más caro y el más barato necesarios para amortizar la instalación en 20 años es de 122,35 % en el fijo y del 127,22 % en el de dos ejes.

9. Conclusiones

El estudio económico se ha basado en datos internos de importantes empresas españolas, con un planteamiento de costes medios históricos de aplicación.

Estas instalaciones tendrán la necesidad de ser evaluadas y afinadas posteriormente, con un ajuste más fino de los resultados energéticos que se esperan de las mismas, degradaciones de los paneles seleccionados, soluciones constructivas, forma de operación y mantenimiento, ajustes climáticos locales, optimizaciones locales por microclimas, etc. Todo ello en función del nivel de inversión prevista y sus circunstancias generales y locales.

En nuestro caso hemos elegido cuatro emplazamientos de cuatro Comunidades Autónomas diferentes para ver sus posibilidades, si bien estos emplazamientos forman parte de varios estudios previos para una importante empresa española del ámbito energético y de la construcción.

Para las cuatro localidades seleccionadas se han evaluado las producciones medias estadísticas, las producciones anuales y acumuladas en función de las localizaciones y tipos de seguidores, considerando diversas estrategias económicas y legales, con un amplio margen de maniobra operativa. Posteriormente, se ha realizado un estudio de viabilidad económica partiendo de un escenario base para las diferentes localizaciones y tipos de seguidores, evaluando en función del precio de venta los periodos de amortización, el VAN y el beneficio, en un horizonte de veinte años, obteniéndose los anteriores resultados.

Una vez más, además de todo el potencial del PVGIS queda patente que es de vital importancia los costes de operación, gestión y mantenimiento por su repercusión directa en los resultados económicos, para una misma instalación dada, que son los que marcan las diferencias en la realidad.

Como toda inversión de este tipo, las proyecciones a veinte años son siempre muy sensibles a los cambios sociales, políticos, económicos, legales, etc. que, en definitiva, son los que harán posible que un planteamiento empresarial sea o no viable, a priori, con un margen de riesgo asumible, si bien esto debería ser objeto de otra ponencia futura.

Referencias

- ASIF/UNEF (Asociación de la Industria Fotovoltaica/Unión Española Fotovoltaica). *La Energía fotovoltaica conquista el mercado. Informe anual 2014*. JOMAGAR. Madrid, 2015. También en: www.unef.es.
- CM-SAF (Climate Monitoring Satellite Application Facilitie). Documentación diversa. http://www.cmsaf.eu/EN/Documentation/Documentation_node.html;jsessionid=825394F58DBE1E5867B2259FDA6974E3.live2051.
- IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. PROGENSA. ISBN: 978-84-95693-62-4. Madrid, 2011.
- PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). European Comission. Documentación diversa. <https://ec.europa.eu/jrc/en/scientific-tool/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis-geographical-assessment-solar-resource-and>.

