

Instalaciones fotovoltaicas en azoteas: Parámetros para la elección de la mejor tecnología y ángulo de captación

Ángel A Bayod Rujula, Abel Ortego Bielsa y Amaya Martinez Gracia

Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos (CIRCE)
Universidad de Zaragoza

Calle María de Luna nº 3, 50018 Zaragoza (España)

Telef: 976 762 230, fax: 976 732 078, e-mail: aabayod@unizar.es, aortego@unizar.es, amayamg@unizar.es,

Resumen. Las azoteas de los edificios presentan un amplio potencial como áreas disponibles para la instalación de sistemas fotovoltaicos. Las instalaciones fotovoltaicas en azoteas tienen la ventaja de poderse instalar con el ángulo de captación solar óptimo de los módulos mediante el empleo de estructuras.

Debido al gran desarrollo tecnológico existente en el sector fotovoltaico, hay diferentes tecnologías en el sector, cuyas características energéticas y económicas son substancialmente diferentes. Por ello es de gran interés el estudio de la sensibilidad de distintos módulos fotovoltaicos con la variación del ángulo de inclinación y la distancia a la que se montan las distintas filas de módulos y la repercusión de esta variación en los aspectos tanto energéticos como económicos de la instalación, así como en el aprovechamiento de la azotea.

En este artículo se describe una metodología a seguir para conocer el valor de los indicadores más relevantes que permiten determinar los módulos y la distribución más óptima para realizar una instalación en cubiertas, terrazas o áticos de edificios. Como caso de referencia es presentada las posibilidades del ático central del edificio Torres Quevedo, ubicado en el campus de la Universidad de Zaragoza.

Palabras clave

Fotovoltaica, conexión a red, integración en edificios, áticos

1. Introducción

El sistema energético está en constante evolución, la preocupación por el cambio climático y la dependencia energética exterior provocan que se desarrolle y se investigue cada vez más en el aprovechamiento de los recursos renovables. La industria fotovoltaica es una pieza clave del engranaje necesario para conseguir diversificar la actividad de generación de energía eléctrica sin contribución de combustible fósiles.

Los edificios disponen de un amplio número de posibilidades para la integración de módulos. Las principales son cubiertas, azoteas, fachadas y elementos de sombreado como aleros.

En España la reglamentación existente en el sector de la construcción, mediante la sección HE5 del Código Técnico de la Edificación y en el aspecto retributivo con el RD1578/2008 marcan una obligatoriedad [1] y un mejor marco retributivo [2] para las instalaciones fotovoltaicas ubicadas en edificios.

Las instalaciones de energía fotovoltaica en edificios no se pueden estudiar desde el mismo punto de vista que las huertas solares ubicadas en suelo. Por ello hay que conseguir no solo una alta productividad de los módulos, sino también un adecuado aprovechamiento del espacio disponible en el edificio.

2. Metodología y parámetros de interés

La metodología propuesta comienza con el análisis del potencial solar en la zona en la cual se ubica el edificio por medio de mediciones in situ o cuando fuera necesario mediante el empleo de bases de datos de radiación. Tras este primer análisis es preciso estudiar las características del edificio en particular la orientación e inclinación de las áreas destinadas a albergar la instalación. Al elegir las zonas más adecuadas es preciso considerar el impacto visual que la instalación pueda tener. Posteriormente, analizadas las zonas es preciso realizar un completo análisis de las distintas tecnologías fotovoltaicas existentes en el mercado y del comportamiento de estas para ser instaladas en el edificio, desde el punto de vista de la capacidad de instalar potencia, la producción anual, la rentabilidad económica o el impacto ambiental.

Para la obtención de los valores energéticos, los softwares de simulación fotovoltaica disponibles en el mercado son de gran ayuda. En este artículo el software empleado a sido PVSyst 4.34, desarrollado por la Universidad de Geneva (Suiza) para el dimensionado y la simulación de sistemas fotovoltaicos.

Para realizar las simulaciones se presentan tres opciones de cálculo:

- 1) *No shading*: No se consideran pérdidas por sombreado.
- 2) *Linear shading*: Se considera que la pérdida energética producida por el sombreado es proporcional al área sombreada.
- 3) *Module string shading*: Se considera que en el momento que un string está sombreado, todo el string deja de producir energía.

El comportamiento real de las instalaciones estaría entre las dos últimas opciones de cálculo, como recomienda el fabricante del software [3], por ello para el estudio se ha realizado una metodología que contempla como resultados finales, la media de los resultados obtenidos mediante las opciones *module string shading* y *linear shading*.

Los parámetros usados en este estudio para evaluar el comportamiento de las diferentes configuraciones fotovoltaicas en edificios son:

- 1) *Wp/m2terreno*: Determina la solución que permite instalar mayor potencia en el edificio.
- 2) *kWh/kWp*: Determina la opción con mayor producción específica.
- 3) *kWh/m2captación*: Determina que configuración permite una producción mayor por superficie de captación.
- 4) *kWh/m2terreno*: Determina la solución que tienen una mayor producción energética por unidad de superficie de terreno.
- 5) *TIR*: La tasa interna de rentabilidad determina el riesgo financiero asumido en el proyecto, es de especial utilidad en aquellos que presentan flujos de caja negativos en los primeros años.
- 6) *EPBT*: El tiempo de retorno energético es definido como el ratio entre la energía contenida en el ciclo de vida de las instalaciones y la energía eléctrica generada anualmente por la instalación. Sus unidades son años.

El interés de cada uno de los parámetros indicados dependerá de los requerimientos específicos de cada proyecto.

Los parámetros se han estudiado en 5 módulos fotovoltaicos, los cuales son de distinta tecnología fotovoltaica y por consiguiente tienen distintos parámetros energéticos y económicos. La tabla 1 muestra los módulos analizados.

3. Caso de estudio

El edificio para el cual se realizó el análisis es el Edificio Torres Quevedo de la Universidad de Zaragoza.

TABLA I. – Módulos estudiados y características de ellos

Tecnología	Si mono	Si poly	CIS
Fabricante	Solarfun	Photowatt	Wurth
Modelo	SF080M5-18	PW 1000/105	WS11007/75
Potencia	90	105	75
Eficiencia	13,6	11,86	10,56
Voc (V)	22,5	43,2	44,5
Isc (A)	5,2	3,2	2,4
Vmpp (V)	18,8	35,9	35
Imp (A)	4,85	2,97	2,2
L / W (mm)	1210 / 554	1335 / 673	1205 / 605
Tecnología	CdTe	si-H	
Fabricante	First Solar	Kaneka	
Modelo	FS-275	T-EC120	
Potencia	75	120	
Eficiencia	10,41	6,39	
Voc (V)	92	91,8	
Isc (A)	1,2	2,38	
Vmpp (V)	69,5	64,4	
Imp (A)	1,08	1,89	
L / W (mm)	1200 / 600	1919 / 919	

A. Estudio de la irradiancia

Para evaluar el potencial solar y en ausencia de resultados de mediciones durante una larga serie temporal en el emplazamiento del edificio, es necesario recurrir a una base de datos de radiación. La base de datos empleada ha sido la contenida en el software *Meteonorm 6.0* y los resultados son los obtenidos mediante el modelo de radiación *Hay*. Los resultados de *Meteonorm* conforman un fichero de datos que se exporta en el formato adecuado para que posteriormente *PVSyst* los pueda utilizar. Los datos generados por *Meteonorm* son valores medios horarios, lo cual permite realizar el estudio con mayor fiabilidad de la daría el empleo de otro tipo de bases de datos con valores medios diarios ó mensuales.

B. Elección de espacios libres de sombras

La localización elegida para instalar el sistema en el edificio debe de permitir una correcta integración y al mismo tiempo ha de ser un espacio que este poco afectado por sombreados. Para realizar un estudio de sombras exhaustivo es recomendable recurrir a un software de simulación de sombras, en este caso se emplea *SketchUp 5.0*. La recomendación de emplear este programa reside en la sencillez de su manejo y la precisión de sus resultados, ya que permite simular las sombras que genera cualquier tipo de geometría. *SketchUp* permite importar archivos *3DS* ó *dwg*, por lo

que es compatible con la mayoría de programas de diseño en 3D empleados en construcción.

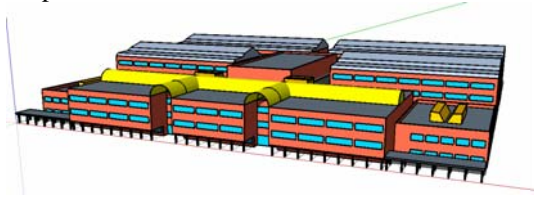


Fig. 1. Edificio Torres Quevedo, Universidad de Zaragoza.

Como puede verse en la figura 2, el edificio Torres Quevedo tiene una terraza central de 18 metros de anchura y 42 metros de longitud, dicho espacio fue el seleccionado para realizar las simulaciones.

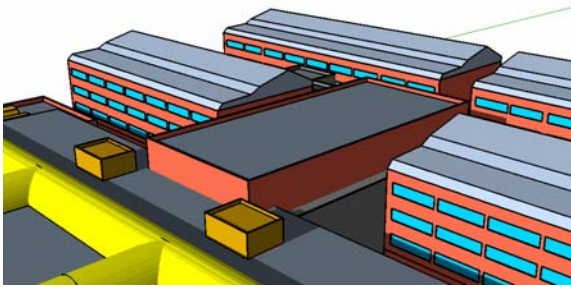


Fig. 2. Ático central

C. Análisis de sensibilidad de los módulos con su ángulo de captación

Para el caso de estudio, es preciso considerar los siguientes aspectos:

- 1) El Zaragoza, la mejor producción energética por unidad de superficie de captación con un ángulo de inclinación fijo anual se obtiene a 30°, sin embargo y dado que los propios módulos causan sombreadamientos no se puede aprovechar toda la superficie de la cubierta lo cual implica tener un bajo ratio superficie de captación/superficie de terreno.
- 2) La instalación de módulos puede realizarse mediante una integración horizontal, en ese caso la superficie es aprovechada casi al 100% de modo que el ratio superficie de captación / superficie de terreno es prácticamente 1. Sin embargo esta configuración implica tener una peor aprovechamiento energético de los módulos.

Para optimizar la producción energética y el ratio área de captación / área de terreno es preciso analizar la sensibilidad de los distintos módulos ha ser montados con ángulos distintos del óptimo, teniendo los resultados mostrados por las figuras 3 y 4.

La máxima producción específica se obtiene para un ángulo de 30° en todos los casos. Los módulos de capa fina, como los Kaneka, Firstsolar o Wurth presentan mayores producciones específicas debido a que el espectro de longitudes de radiación solar que pueden aprovechar es mayor que en los cristalinos. Se observa

como el comportamiento de todos los módulos, a pesar de ser sus cifras diferentes, es homogéneo.

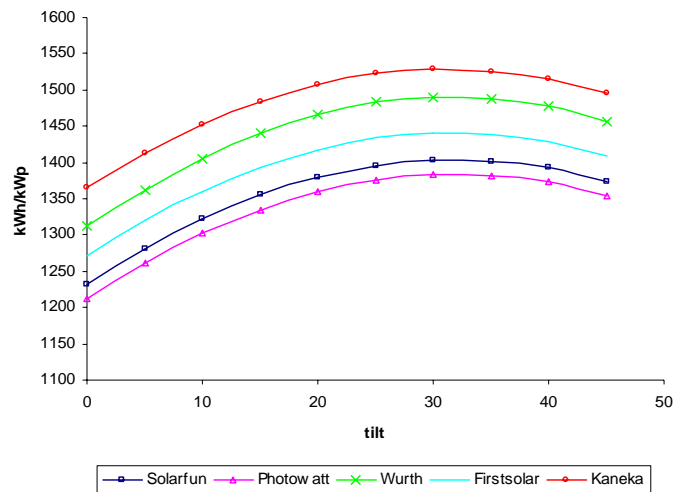


Fig. 3. Evolución del parámetro kWh/kWp al variar el ángulo de inclinación de los módulos

Como la eficiencia de los módulos es muy distinta, provoca que la densidad de potencia sea también muy distinta, teniendo valores de 134 W/m² para los Solafun y de 63 W/m² para los Kaneka. Debido a este hecho y para comprender mejor el comportamiento de los módulos, se estudia como varía la energía producida por unidad de superficie de captación respecto al ángulo de inclinación, obteniendo los resultados mostrados por la figura 4.

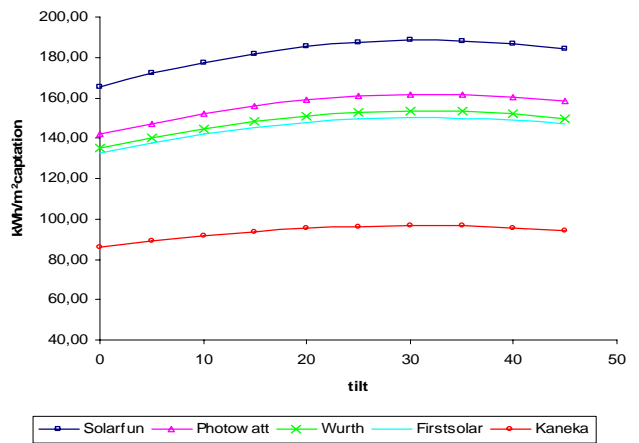


Fig. 4. Evolución del parámetro kWh/m²captación al variar el ángulo de inclinación de los módulos

Los módulos menos eficientes presentan valores más bajos, que los módulos más eficientes como el Solarfun ó el Photowatt. Lo destacable de la figura 4 es observar como en términos absolutos, por unidad de superficie de captación, al ser la densidad de potencia tan baja, la producción energética de los módulos Kaneka varía muy poco de estar a 0° a estar con un ángulo óptimo de 30°. En cambio en los módulos más eficientes la caída en la producción es mayor.

D. Análisis de sensibilidad de los módulos con la distancia entre las diferentes filas de módulos

En España la normativa existe sobre instalaciones fotovoltaicas en edificios [1], exige que las pérdidas por sombreado en las instalaciones no superen los siguientes valores:

- 1) *Caso General:* 10 %
- 2) *Caso Superposición:* 15 %
- 3) *Caso Integración:* 20 %

Las pérdidas por sombreado pueden ser provocadas por cualquier obstáculo o por las propias filas de módulos entre sí, por ello es importante determinar la distancia a la cual se montan estas filas de módulos, ya que una distancia excesiva a pesar de garantizar una mayor producción específica (kWh/kWp), tendrá unos valores bajos de aprovechamiento del ático del edificio (kWh/m²superficie, Wp/m²superficie), a su vez una distancia demasiado pequeña repercutirá en un comportamiento de los indicadores inverso.

Para analizar el comportamiento de los parámetros de estudio se estudia como varían todos los indicadores en términos porcentuales, al variar la distancia de los módulos respecto a una distancia de referencia dada desde un -15 % hasta un + 25%. Esta metodología permite ver como afecta una determinada variación en la distancia, a los valores de los indicadores en términos porcentuales. La distancia de referencia elegida ha sido aquella que permite que el 21 de diciembre (día de menor duración de la insolación en el hemisferio norte) a las 12:00 horas no haya sombreado provocado por las filas entre sí. La figura 5 refleja este concepto.

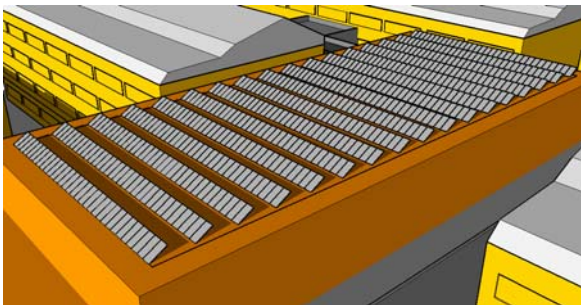


Fig. 5. Simulación de la instalación con módulos Solarfun a las 12:00 del 21/12

1) Sensibilidad del parámetro Wp/m²terreno

Se observa como desde el punto de vista del aprovechamiento de la superficie del edificio los módulos más eficientes presentan un mayor aprovechamiento de la superficie. Instalar las filas de módulos más próximas permite ubicar mayor potencia en el ático, no obstante la producción específica (kWh/kWp) disminuye, a su vez en una instalación de las filas demasiado próximas se llegaría a incumplir las exigencias del CTE [1]. Es destacable como el comportamiento entre el parámetro Wp/m²superficie y la distancia es casi lineal y un aumento de un 25 % en la distancia supone una caída de

casi en el mismo porcentaje en el aprovechamiento de la superficie.

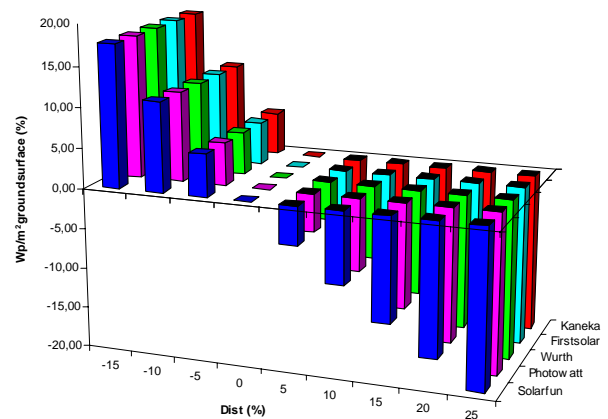


Fig.6. Comportamiento de los Wp/m²terreno al variar la distancia entre las filas de módulos

2) Sensibilidad del parámetro kWh/kWp

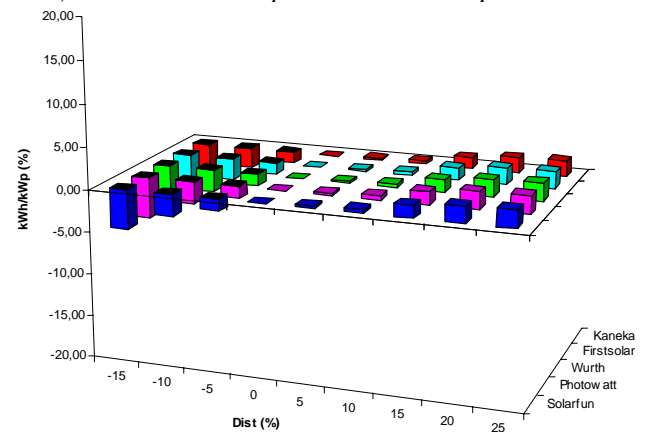


Fig.7. Comportamiento de los kWh/kWp al variar la distancia entre las filas de módulos

Aumentar la distancia entre un 5% y un 10% no afecta demasiado a la producción específica, ya que como se parte de una distancia de filas óptima las pérdidas por sombreados con el criterio seleccionado son reducidas. Sin embargo se observa cómo reducir la distancia de un -5 % a un -10 % implica caídas en la producción más fuertes. Por lo que optimizar el aprovechamiento de la superficie del edificio instalando las filas de los módulos a una distancia demasiado baja dificultará la viabilidad de la instalación.

Por otra parte aumentar la distancia entre filas demasiado no repercutirá en unos mayores beneficios.

3) Sensibilidad del parámetro kWh/m²captación

El comportamiento de este parámetro es análogo al del indicador kWh/kWp dado que ambos están relacionados por la densidad de potencia (Wp/m²captación) de los módulos.

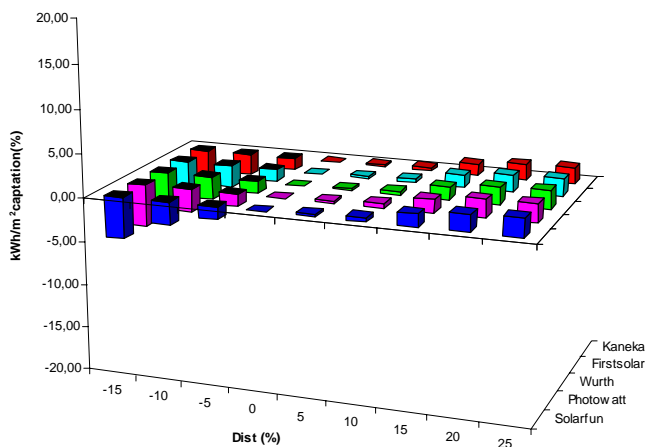


Fig.8. Comportamiento de los kWh/m²captación al variar la distancia entre las filas de módulos

4) Sensibilidad del parámetro kWh/m²terreno

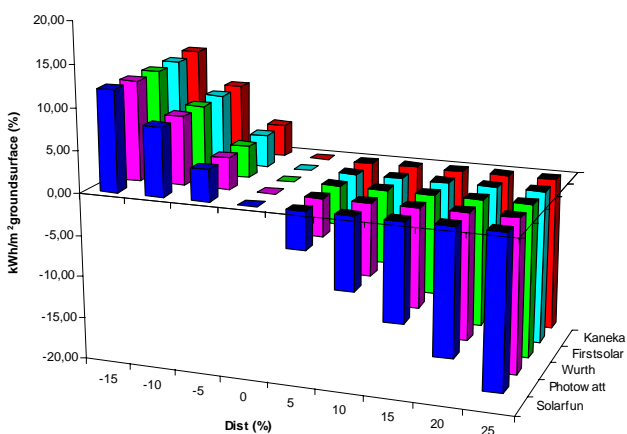


Fig.9. Comportamiento de los kWh/m²captación al variar la distancia entre las filas de módulos

Como ocurría con el indicador Wp/m²terreno, aumentar demasiado la distancia entre filas repercute en una brusca caída en la producción energética por unidad de superficie. Este parámetro resulta de especial interés en instalaciones aisladas en las que se desea satisfacer un amplio consumo y el espacio adecuado para ubicar la instalación constituye un factor limitante.

5) Sensibilidad del parámetro EPBT

En el estudio de los parámetros que analizan la viabilidad de la instalación desde el punto de vista del análisis de ciclo de vida precisa evaluar la energía necesaria para ejecutar las instalaciones, ante tal requerimiento es preciso conocer el Gross Energy Requirement en los módulos de estudio, para lo cual se emplean los valores mostrados por la tabla II. Al centrarse esta fase del estudio en sistemas instalados a 30° mediante estructuras de aluminio, se emplea como dato para contabilizar la energía requerida para las estructuras, el valor de 500 MJ/m² [7]. Para poder comparar la energía entregada por los módulos con la energía necesaria para su fabricación e instalación es necesario expresar ambas en la misma forma, energía primaria ó energía final.

El valor del EPBT no solo depende de la tecnología fotovoltaica usada, de la irradiación del emplazamiento o del performance ratio de la instalación, sino también de la

eficiencia de los sistemas de generación de energía eléctrica a los que se sustituye.

TABLA II. – Requerimiento neto de energía para distintas tecnologías fotovoltaicas

tecnología	MJ/m ²
mono	5200 [4]
poli	4000 [4]
CIS	4053 [5]
CdTe	2281 [5]
amorfo	2064 [6]

El valor considerado de eficiencia media en el mix de los sistemas de generación de energía eléctrica considerado es de un 31 % [8]. La vida útil de los sistemas considerada para el cálculo del ERF es de 25 años, ya que es el tiempo para el cual garantizan las instalaciones la mayoría de fabricantes. El resultado es el mostrado por la figura 10.

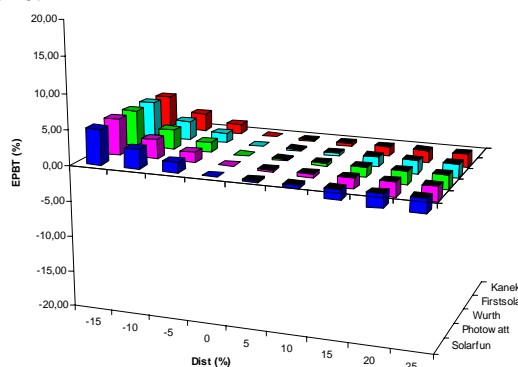


Fig.10. Comportamiento del parámetro EPBT al variar la distancia entre las filas de módulos

E. Análisis de sensibilidad de las instalaciones, instalación a 30° frente a instalación a 0°

En este apartado se quiere comparar los resultados que se obtendrían de realizar la instalación de los módulos con el criterio de referencia establecido para la distancia entre filas a 30° o hacerla de manera que estuvieran a 0°. A su vez en este apartado se analizará la variación de la viabilidad económica de la instalación mediante el estudio de la TIR. Para calcular su valor se ha considerado la situación actual de precios del mercado para módulos de silicio cristalino, CIS, CdTe y si-H. Se ha establecido un coste de montaje para todos los casos de 2500 €/kWp, lo cual da lugar a los precios mostrados en la tabla III.

TABLA III. – Precio de instalación mediante distintas tecnologías fotovoltaicas

mono	5000 €/kWp
poli	4800 €/kWp
CIS	4600 €/kWp
CdTe	4000 €/kWp
amorfo	4000 €/kWp

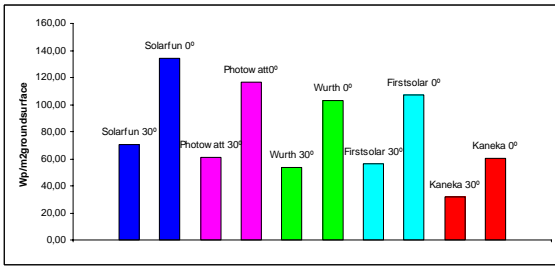


Fig.11. Comportamiento del parámetro Wp/m²terreno a 0° y 30° para los distintos módulos

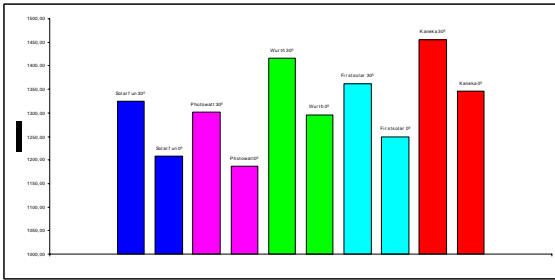


Fig.12. Comportamiento del parámetro kWh/kWp a 0° y 30° para los distintos módulos

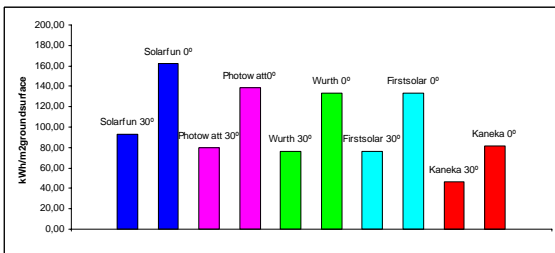


Fig.13. Comportamiento del parámetro kWh/m²terreno a 0° y 30° para los distintos módulos

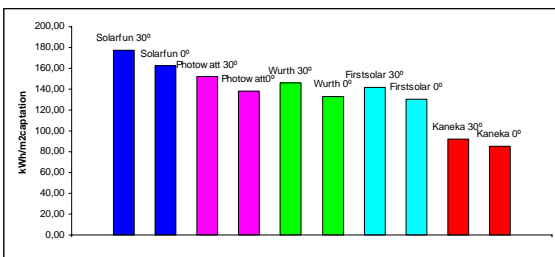


Fig.14. Comportamiento del parámetro kWh/m²captación a 0° y 30° para los distintos módulos

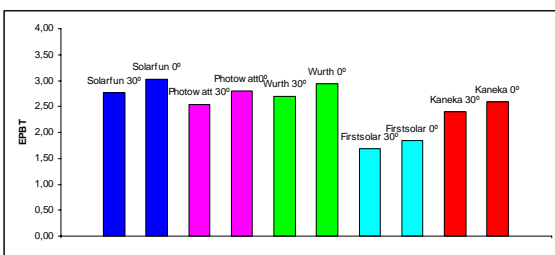


Fig.15. Comportamiento del parámetro EPBT a 0° y 30° para los distintos módulos

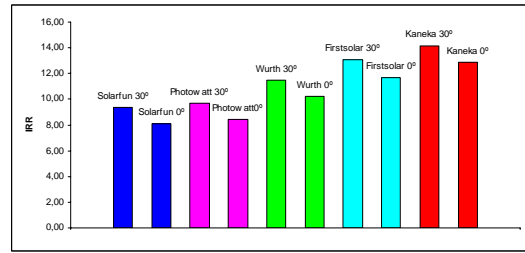


Fig.16. Comportamiento del parámetro TIR a 0° y 30° para los distintos módulos

Todos los módulos presentan unas desviaciones similares en sus indicadores al montarlos horizontalmente, respecto al montaje a 30°. Sin embargo, los módulos Kaneka, tal y como mostraba el indicador kWh/m²captation en la Fig.4 son los más indicados para integraciones en horizontal ya que la viabilidad de la instalación se ve menos afectada que en el resto de tecnologías. Es preciso mencionar que la rentabilidad para montar horizontalmente los módulos thin-film laminados de manera flexible sería mejor dado que al tener menor peso, existe la posibilidad de montarlos mediante adhesivos, lo cual reduce significativamente los costes de montaje respecto a las estructuras de aluminio.

4. Conclusiones

Las terrazas, áticos y cubiertas de edificios presentan un gran potencial para ubicar en ellas instalaciones fotovoltaicas, que permiten tener sistemas de generación distribuida. Dependiendo del tipo de módulo empleado y la forma de instalación de este, se podrá optar por instalar mayor potencia con una mayor producción de energía por unidad de superficie de terreno aunque esta opción presenta menores rendimientos económicos y medioambientales. Realizar un adecuado diseño para una instalación fotovoltaica implica el análisis de los indicadores mencionados, especialmente es aquellas que presentan un espacio limitado para su ubicación.

Referencias

- [1] Documento básico HE5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.
- [2] Real Decreto 1578/2008 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica
- [3] www.pvsyst.com
- [4] Erik A. Alsema, Mariska J de Wild-Scholten, "Environmental Impacts of Crystalline silicon Photovoltaic Module Production", Intern. Conf. on Life Cycle Engineering, pp 2-4, Mayo – Junio de 2006
- [5] Marco Raugei, Silvia Bargigli, Sergio Ulgiati, "Life cycle assessment and energy pay-back time of advanced photovoltaic modules: CdTe and CIS compared to poly-Si", pp 4-8, Mayo de 2006
- [6] Erik A. Alsema, "Energy requeriments of thin film solar cell modules" pp 12-17, Agosto 1998
- [7] Erik A. Alsema, E. Nieuwlaar. Energy viability of photovoltaic systems, pp 8, Mayo de 2000
- [8] IEA-PVPS T10-0. Compared assessment of selected environmental indicators of photovoltaic electricity in OECD cities, pp 10-12, Mayo de 2006