ORIGINAL

Cálculo de la producción anual de una instalación fotovoltaica en cubierta

Manuel Burrel Mur

Calculation of the annual productivity of a deck mounted photovoltaic system

RESUMEN

Este artículo trata de dar una herramienta efectiva para poder calcular de forma clara y que se asemeje lo más posible a la la realidad la producción de una instalación fotovoltaica conectada a red instalada en cubierta. De este modo, se podrá verificar la cantidad de energía evacuada a la red con el correspondiente ingreso por parte de la compañía según la tarifa asignada. Asimismo, se sientan las bases de los factores más influyentes en el rendimiento de una instalación y la forma de calcular ese rendimiento global.

Dado que nuestra sociedad se encuentra en la fase de incertidumbre a la hora de invertir, con el cálculo de la rentabilidad de la instalación se podrá apreciar de manera clara el plazo de amortización de una instalación, que con las actuales tarifas está en torno a los ocho años. En caso de que las primas se redujeran hasta tal punto que la venta de energía se equiparara a la compra, la amortización aumentaría en años pero la rentabilidad de estas instalaciones seguiría siendo positiva.

En este estudio se usan las tablas y coeficientes que publica el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) en su página web para homogeneizar los criterios lo máximo posible.

Recibido: 28 de enero de 2011
Aceptado: 11 de marzo de 2011

ABSTRACT

This article aims to provide an effective tool for the calculation of the productivity, in as clear and realistic a manner as possible, of a deck-mounted grid-connected photovoltaic system. This permits verification of the amount of energy delivered to the grid with the corresponding payment by the company at the stipulated rate. It also establishes the most influential factors in the performance of an installation and the means for calculation of the overall performance.

Since our society is in a phase of uncertainty as far as investing is concerned, the calculation of the profitability of the installation would permit the amortization period of such an installation to be clearly seen, which, at current prices is around eight years. If the premiums are reduced to such an extent that the sale of energy is equated to the purchase, the amortization period would increase but the profitability of these installations would remain positive.

In this study we used the tables and factors published by the Institute for Diversification and Saving of Energy (IDEA) on its website to standardise the criteria to the greatest possible extent.

Received: January 28, 2011
Accepted: March 11, 2011

Palabras clave
Energía solar fotovoltaica, energía, electricidad, cálculos, tarifas

Keywords
Photovoltaic solar energy, energy, electricity, calculations, rates

Foto: Shutterstock

Hoy en día las instalaciones fotovoltaicas están en el punto de mira del Gobierno, ya que con la nueva legislación que se ha preparado, se ha producido una bajada importante de tarifas de producción y de horas totales de producción anual.

En el actual marco, las fotovoltaicas han llegado por fin a un acuerdo en cuanto a la nueva legislación que marcará el camino que seguir a partir de ahora.

En la nueva legislación tanto el RD Ley 14/2010 como el RD 1565/2010 aplican nuevas modificaciones que, básicamente, son cambios que se aplican a la anterior legislación, y los más significativos son:

- Rebaja de tarifas asignadas:
  - Instalación en cubierta con potencia < 20 kWn : -5%.
  - Instalación en cubierta con potencia > 20 kWn : -25%.
  - Instalación en suelo: -44,8%.
- Presentación de documentos:
  - Para instalaciones en cubierta con potencia < 20kWn, no se necesita presentar la licencia de obras, aunque eso no quiere decir que no se deba pedir. Con esta modificación se consigue ganar algo de tiempo en trámites.
- Rebaja del número total de horas anuales:
  - Se rebaja el número de horas máximas por kwn, según ubicación en la Península y el tipo de instalación. Por tanto, la producción anual queda restringida a una producción máxima, penalizando a las instalaciones con un sobredimensionado excesivo en vatios pico.
- Otros:
  - Para instalaciones en cubierta, la potencia contratada para el consumo del propio edificio debe ser al menos el 25% de la potencia fotovoltaica nominal que instalar.

La lectura que se obtiene de estas modificaciones es que las instalaciones en cubierta, con potencia menor a 20 kWn, van a ser y son las más beneficiadas frente a las *grandes cubiertas* y a las instaladas en suelo.

La sociedad no se atreve a invertir en fotovoltaica por todas estas razones. Sin embargo, lo que no sabe apreciar la gente es que paralelamente a la bajada de tarifas, continuamente le precede una bajada de material, con lo que el periodo de amortización de una instalación de hasta 20 kWn, con una inversión del 20% puede situarse en torno a ocho años. A continuación, se realiza una simulación de esta amortización.

Los datos más destacados son los siguientes:

- Potencia pico de instalación: 21.315 Wp (20 kWn).
- Coste de la instalación sin IVA: 72.471 euros.
- Pagado con medios propios (20%): 14.494 euros.
- Total por financiar: 57.977 euros.

Gastos:

- Cuota anual del préstamo (12 años): 6.039 euros.
- Costes anuales varios (seguro, etcétera): 500 euros.
- Costes de representación: 46 €/año.
- Gastos de apertura del primer año: 348 euros.

Ingresos:

- Producción anual estimada con tarifa 0,2966 €/kWh: 8.850 euros.

En las figuras 1 y 2 se observa como la recta del volumen de caja se iguala a la cantidad restante de financiación en torno a ocho años, con lo que se puede anular dicha deuda y quedar la instalación por completo en propiedad.

En el caso de que se llegara al extremo de vender la producción a precio de compra, con las tarifas actuales de la suministradora, seguirían siendo rentables las fotovoltaicas, simplemente haciendo que este periodo alcance cerca de 16 años de amortización (figura 3), pero al final del ciclo seguiría existiendo un balance positivo de inversión:

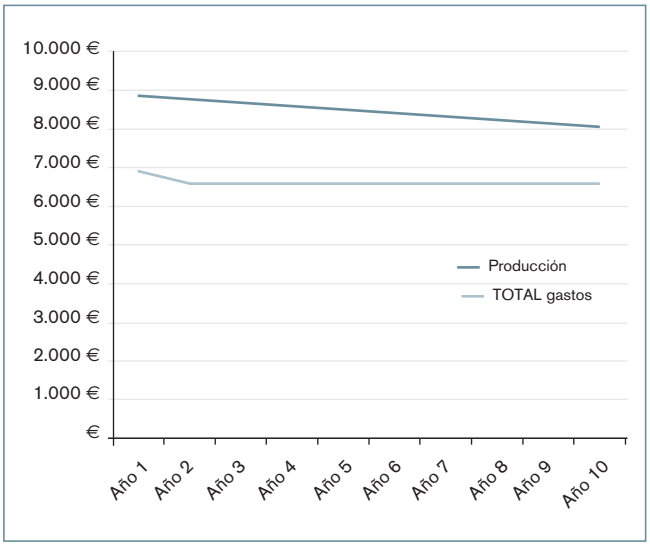


Figura 1. Balance de costes de producción y gastos totales.

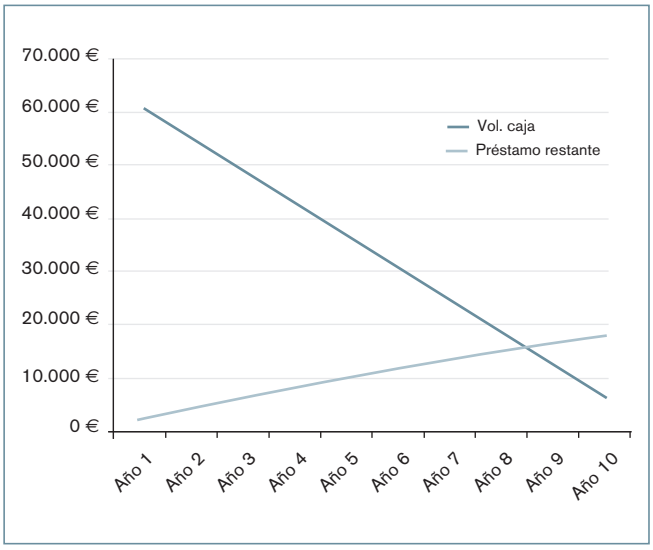


Figura 2. Balance del pasivo financiado y el activo en caja.

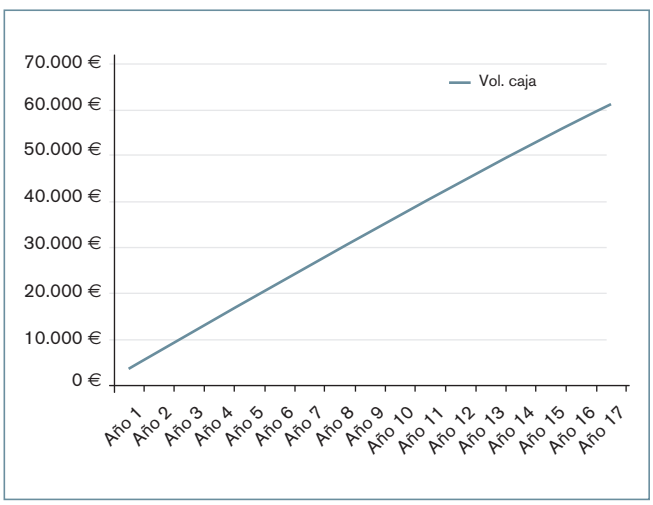


Figura 3. Amortización en condiciones de mínima rentabilidad.

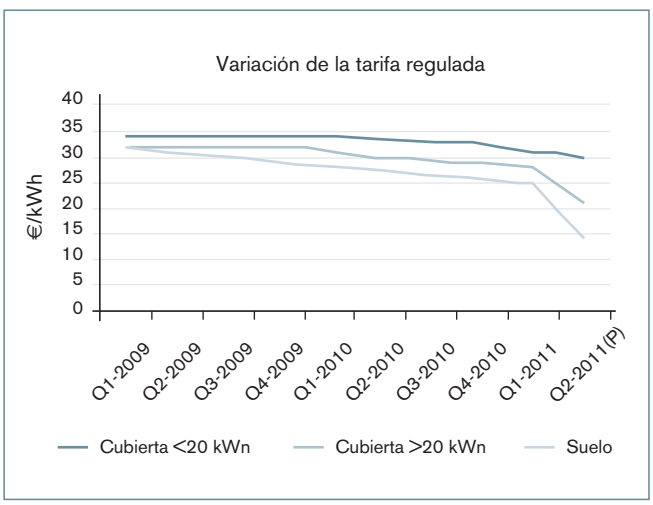


Figura 4. Evolución de la prima en convocatorias recientes.

- Coste de la instalación sin IVA: 72.471 euros.
- Pagado con medios propios (20%): 14.494 euros.
- Total por financiar: 57.977 euros.

En la figura 4 se aprecia la evolución de la prima en las distintas convocatorias desde 2009.

El presente estudio trata de apreciar claramente y de una forma lo más real posible la producción de una instalación fotovoltaica, teniendo en cuenta numerosos factores y variables que hacen que esa producción pueda descender. En el caso de las pérdidas, la estrategia es determinarlas y acotarlas al máximo, para evitar sorpresas desagradables al facturar la producción de un mes.

Todos estos factores dependen de la ubicación o latitud de la instalación, de la colocación de los paneles, de la calidad de los materiales instalados, del diseño eléctrico de la instalación y del mantenimiento preventivo que se le vaya a dar.

Se estudiarán las siguientes variables:

– Cálculo de la irradiancia e irradiancia media.
– Cálculo de la inclinación y pérdidas por orientación.
– Pérdidas o *performance ratio*.

En todos los apartados se realizará una explicación teórico-práctica para que se aprecie de una manera más clara el método de cálculo.

Irradiación del lugar e irradiancia media

La irradiación de un lugar se define como la cantidad de energía que emite el sol en un día en 1 metro cuadrado de superficie de forma horizontal. En cuanto a la irradiancia útil, es la cantidad de potencia emitida por el sol en 1 metro cuadrado, estos dos factores son los que, en principio, nos diferenciarán las zonas de mayor producción de las de menor.

Debemos intentar que estos dos factores los escojamos con valores máximos.

En la tabla 1 se adjunta la información facilitada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), que asigna radiación por provincias.

Para el caso del ejemplo utilizaremos los valores de la provincia de Huesca, relacionados en la tabla 2.

Inclinación y orientación de paneles

Inclinación

Según baremos del IDAE, la inclinación óptima de los paneles viene dada por su latitud, que puede variar en cada uno de ellos si la inclinación óptima es de 30º o 25º. Para ello, el IDAE facilita unas equivalencias como la de la tabla 3 en la que se observa una serie de valores divididos por latitudes. Dentro de cada latitud existen unos coeficientes de ganancia, dividi-

Localidad	Latitud °	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY
		Radiación (kWh/m² día)				
ÁLAVA	42,5	1,27788	1,91682	3,11136	3,6114	4,11144
ALBACETE	39	1,86126	2,9169	4,167	5,33376	5,88936
BARCELONA	41,2	1,8057	2,6391	3,58362	4,47258	5,16708
BURGOS	42,2	1,41678	2,19462	3,44472	4,4448	5,19486
CÁCERES	39,3	1,88904	2,778	4,08366	5,44488	6,13938
HUESCA	42,1	1,69458	2,66688	3,97254	5,19486	5,63934
		Intensidad media útil w/m²				
ÁLAVA	42,5	151	200	326	357	406
ALBACETE	39	220	306	434	528	584
BARCELONA	41,2	211	276	375	441	511
BURGOS	42,2	165	228	361	440	514
CÁCERES	39,3	223	291	427	538	606
HUESCA	42,1	199	280	416	514	558

Tabla 1. Radiación para cada provincia según datos del IDAE.

Mes	Irradiación	Irradiancia media
Enero	1,69	178
Febrero	2,67	231
Marzo	3,97	330
Abril	5,19	340
Mayo	5,64	422
Junio	6,14	446
Julio	6,42	477
Agosto	5,81	420
Septiembre	4,69	402
Octubre	3,14	315
Noviembre	2	209
Diciembre	1,81	179

Tabla 2. Datos correspondientes a Huesca (latitud 42,1°).

dos entre meses, que ha valorado el IDAE conforme a cada inclinación.

En este caso se ilustran 42° de latitud.

Para saber qué inclinación es la óptima se debe multiplicar el coeficiente de cada mes con la radiación en esa provincia ese mismo mes y así con el resto de meses, donde al final se realizará la suma total anual y así verificar qué inclinación es la que más valor proporciona, puesto que será la que más producción dé al cabo del año.

La siguiente fórmula indica la radiación diaria media para esa inclinación:

$$\text{Radiación diaria media} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} * \text{día}\right] =$$

= (Coef. inclinación IDAE) x (Radiación horizontal provincia)

Datos: Huesca (inclinación óptima 30°)
Enero: (1,36) x (1,69 kWh/m²*día) = 2,30
Febrero: (1,28) x (2,67 kWh/m²*día) = 3,41
Marzo: (1,19) x (3,97 kWh/m²*día) = 4,72
Abril: (1,09) x (5,19 kWh/m²*día) = 5,65
Mayo: (1,02) x (5,64 kWh/m²*día) = 5,75
Junio: (1,00) x (6,14 kWh/m²*día) = 6,14
Julio: (1,02) x (6,42 kWh/m²*día) = 6,54
Agosto: (1,10) x (5,81 kWh/m²*día) = 6,39
Septiembre: (1,23) x (4,69 kWh/m²*día) = 5,76
Octubre: (1,37) x (3,14 kWh/m²*día) = 4,30
Noviembre: (1,46) x (2,00 kWh/m²*día) = 2,92
Junio: (1,44) x (1,81 kWh/m²*día) = 2,60

Tabla 3. Inclinación de los paneles según la latitud (IDAE).

	LATITUD = 42°				
Inclinación	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY
0	1	1	1	1	1
5	1,08	1,06	1,05	1,03	1,02
10	1,15	1,12	1,09	1,06	1,04
15	1,21	1,17	1,13	1,08	1,04
20	1,27	1,21	1,15	1,09	1,04
25	1,32	1,25	1,17	1,09	1,04
30	1,36	1,28	1,19	1,09	1,02
35	1,39	1,3	1,19	1,08	1
40	1,42	1,31	1,19	1,06	0,97
45	1,43	1,32	1,18	1,04	0,94
50	1,44	1,31	1,16	1	0,89
55	1,44	1,3	1,13	0,97	0,85
60	1,43	1,28	1,1	0,92	0,79
65	1,41	1,25	1,06	0,87	0,74
70	1,38	1,21	1,01	0,81	0,67
75	1,35	1,17	0,96	0,75	0,6
80	1,3	1,12	0,9	0,68	0,53
85	1,25	1,06	0,83	0,61	0,46
90	1,19	1	0,76	0,54	0,38

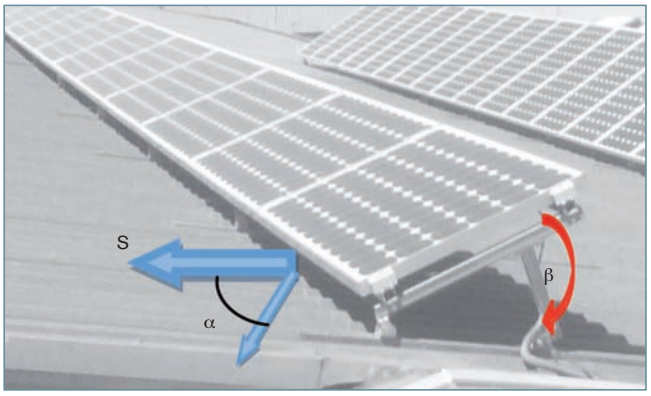


Figura 5. Orientación óptima de los paneles.

Orientación

Una vez determinada la inclinación del panel, la orientación óptima con respecto al sol (figura 5) es hacia el sur, ya que es el eje central desde el cual gira el sol, iniciándose en el Este y ocultándose en el Oeste.

Cabe decir que el factor de la orientación no penaliza tanto, ya que hasta en una orientación de ± 15º con respecto al Sur, las pérdidas son casi despreciables o no llegan al 1%. Estas pérdidas vienen dadas por la siguiente expresión [A]:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot \left[1{,}2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3{,}5 \cdot 10^{-5}\alpha^2 \right] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot \left[1{,}2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 \right] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

Donde φ es la Latitud de la ubicación.

Datos:

– Inclinación: 30º

– Orientación: 0º

– Latitud: 42,1º

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \text{ x} \left[1{,}2 \text{ x } 10^{-4} \text{ x } (30 - 42{,}1 + 10)^2 + 3{,}5 \text{ x } 10^{-5}\alpha^2 \right] = 0{,}05\%$$

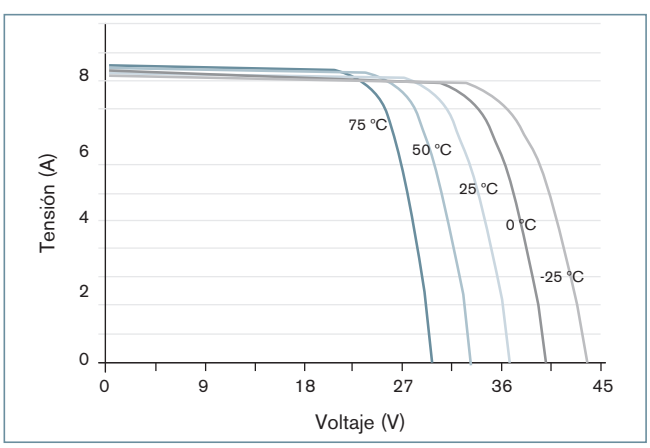
Pérdidas en equipos de la instalación

En cuanto a cuantificar las pérdidas por los equipos de la instalación se tendrán en cuenta: módulos fotovoltaicos, inversor, cableado, suciedad y otro tipo de perdidas de menor importancia.

Módulos fotovoltaicos

El factor que puede variar en mayor o menor grado la eficiencia de estos elementos, sin duda, es la temperatura ambiente. En la gráfica de la figura 6 se observa cómo una variación de temperatura modifica directamente la tensión de los paneles y, en consecuencia, disminuye su punto de máxima potencia, su rendimiento empieza a disminuir y puede llegar a bajar hasta el 10% de su rendimiento nominal, y una vez superados los 75 ºC el dispositivo deja de funcionar como medida autoprotectora.

Figura 6. Relación entre temperatura, tensión e intensidad eléctrica en los paneles.



El rendimiento de los paneles se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$\eta \text{ temp} = \frac{(\eta \text{ módulo}) \text{ x } (^\circ\text{C célula}) - 25^\circ\text{C}}{100}$$

Siendo:

$$T\ célula = Tamb + (Tonc - 20) \text{ x } \left(\frac{E}{800}\right)$$

Tamb = Temperatura ambiente media del lugar

E = Irradiancia media útil (w/m²)

Tonc = Temperatura operación nominal del módulo (dato de fabricante)

Datos:

– η modulo: -0,45 %/ºC

– Tamb: datos del IDAE

– Tonc: datos del fabricante

– E: datos del IDAE

$$Enero = 1 + \left[(-0{,}43) \text{ x } \frac{(13{,}22 - 25)}{100}\right] = 1{,}05$$

$$Febrero = 1 + \left[(-0{,}43) \text{ x } \frac{(16{,}75 - 25)}{100}\right] = 1{,}05$$

$$Marzo = 1 + \left[(-0{,}43) \text{ x } \frac{(25 - 25)}{100}\right] = 1{,}00$$

$$Abril = 1 + \left[(-0{,}43) \text{ x } \frac{(31{,}06 - 25)}{100}\right] = 0{,}97$$

$$Mayo = 1 + \left[(-0{,}43) \text{ x } \frac{(35{,}44 - 25)}{100}\right] = 0{,}95$$

$$Junio = 1 + \left[(-0{,}43) \text{ x } \frac{(40{,}94 - 25)}{100}\right] = 0{,}93$$

$$Julio = 1 + \left[(-0{,}43) \text{ x } \frac{(44{,}84 - 25)}{100}\right] = 0{,}91$$

$$Agosto = 1 + \left[(-0{,}43) \text{ x } \frac{(42{,}91 - 25)}{100}\right] = 0{,}92$$

$$Septiembre = 1 + \left[(-0{,}43) \text{ x } \frac{(36{,}34 - 25)}{100\,100}\right] = 0{,}95$$

$$Octubre = 1 + \left[(-0{,}43) \text{ x } \frac{(26{,}22 - 25)}{100}\right] = 0{,}99$$

$$Noviembre = 1 + \left[(-0{,}43) \text{ x } \frac{(18{,}38 - 25)}{100}\right] = 1{,}02$$

$$Diciembre = 1 + \left[(-0{,}43) \text{ x } \frac{(12{,}56 - 25)}{100}\right] = 1{,}05$$

Inversor

En cuanto al rendimiento de los inversores, viene dado en la hoja de características del fabricante. *Datos: -η inversor de 20kW: 94,8%.*

Cableado en corriente continua y corriente alterna

Para poder calcular el porcentaje de pérdidas por cableado, debemos realizar un cálculo eléctrico con previsiones de distancias y potencias, de modo que se pueda obtener un número real. En este caso, la normativa nos "invita" a no tener más de un 1,5% de caída de tensión en el cableado en corriente continua y el 2% en corriente alterna, se deberá elegir la sección de modo que el cable resista la intensidad máxima calculada. Sabiendo la corriente que circula por el cableado, su longitud de tramo y sus características, se calcula la sección para que no supere los valores de caída de tensión que indica el reglamento. Fórmulas utilizadas en corrientes continua y alterna:

$$CC = \frac{2 \text{ x } (Resistividad\ \Omega * \frac{mm^2}{m}) \text{ x } Longitud \text{ x } Intensidad \text{ x } \cos fi}{Caída\ de\ Tensión\ Máx.\ (V)}$$

$$CA\ \ (trifásica) = \frac{\sqrt{3} \text{ x } (Resistividad\ \Omega * \frac{mm^2}{m}) \text{ x } Longitud \text{ x } Intensidad \text{ x } \cos fi}{Caída\ de\ Tensión\ Máx.\ (V)}$$

Sombras

Para poder verificar el porcentaje de pérdidas provenientes del sombreado, en primer lugar se debe observar visualmente que la zona de colocación de paneles está libre de obstáculos que impidan en determinadas horas que la luz solar incida sobre ellos (figura 7). Una vez decidida la ubicación de los módulos, la forma de calcular el porcentaje de pérdidas por sombras es el habitual del procedimiento en el CTE HE-4.

Para poder verificar los puntos que generan sombreado sobre los módulos, debemos verificar que parte del obstáculo está en la trayectoria anual del sol (invierno-verano), con la metodología que se explica en el CTE.

Se debe rellenar el dibujo de la trayectoria con respecto al perfil que crea el objeto sobre el punto central, que en este caso es el panel más desfavorable (figura 8).

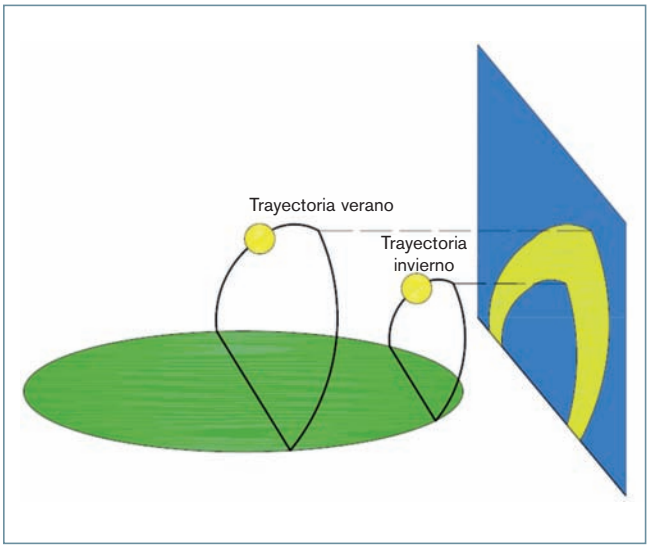


Figura 7. Sombras según la estación.

Cuando ya se conoce el porcentaje de recubrimiento de cada casilla se aplican las tablas de referencia en el apéndice B del CTE HE-4.

Suciedad

Para el cálculo de las pérdidas por suciedad no existe ningún procedimiento en concreto matemático que nos pueda ayudar. En este caso deberemos *estimar* visualmente este porcentaje, que siempre estará alrededor del 0,5% y el 3%, en caso de mucha suciedad en el entorno.

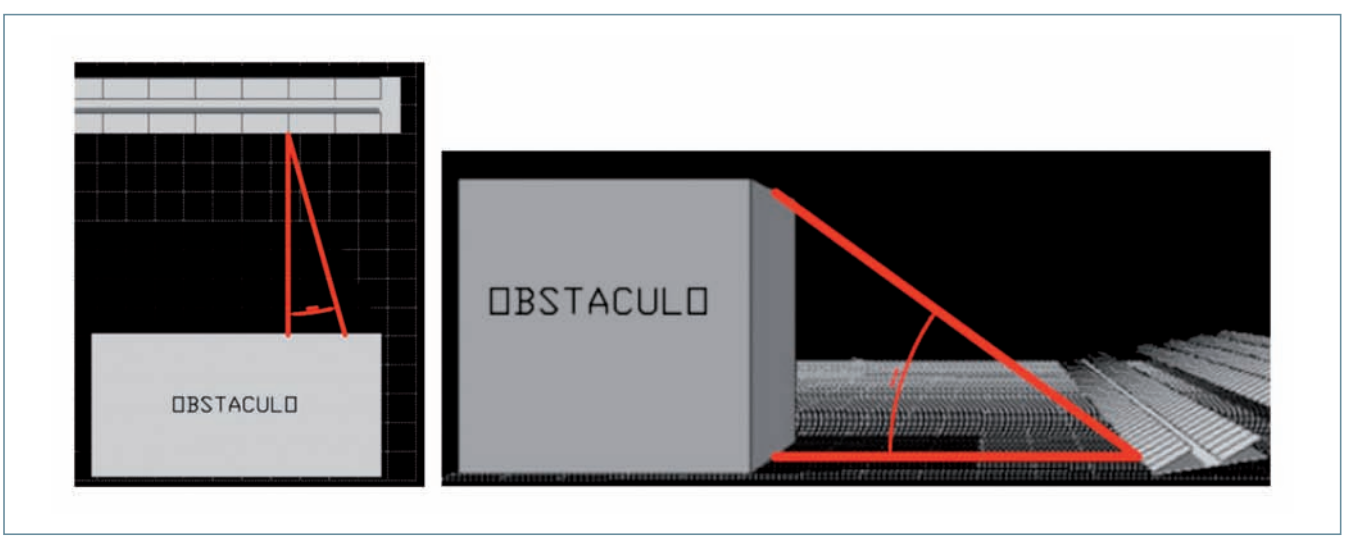
Debemos percatarnos si la ubicación de la instalación está en una zona expuesta al polvo, humos de posible fábricas o polígonos con paso continuado de camiones. Según nos encontremos con algún caso decidiremos el porcentaje de suciedad.

Otras pérdidas

Existe otro tipo de pérdidas que son menos relevantes y no influyentes en el resultado final de la producción. En este caso se nombrarán únicamente para su conocimiento:

– Dispersión de los paneles: tolerancia indicada por el fabricante.

Figura 8. Ángulos de la sombra de los posibles obstáculos.



– Fallos de funcionamiento: fallos debidos a cortes de suministro eléctrico, labores de mantenimiento correctivo de la instalación.

– Pérdidas del sistema de MPPT del inversor.

Energía producida por la instalación

Una vez que se han obtenido los resultados anteriores, se procede a unificar valores y determinar qué producción obtendremos.

Para obtener el rendimiento global de la instalación se aplica la siguiente fórmula:

$$[2]\ \eta\ Total = (1 - [A] \times [B] \times [C] \times (1 - [D]) \times (1 - [E]) \times (1 - sombras) \times 1 - suciedad)$$

Y a partir del rendimiento total, se puede calcular la energía media por día generada en cada mes:

$$E.\ generada\ media \left[\frac{kWh}{día}\right] = \frac{(Wpico) \times (Radiación\ diaria\ media\ [1] \times (\eta\ Total\ [2]))}{1000\ W/m^2}$$

Una vez que tenemos la energía media por día en cada uno de los meses del año, concretamos la cantidad de energía mensual y, en consecuencia, la total anual.

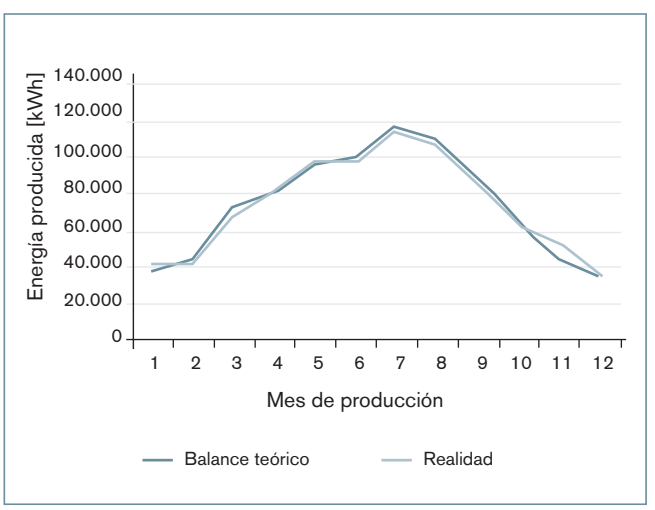
Enero = 30 días x [E. Generada media enero]
Febrero = 28 días x [E. Generada media febrero]
Marzo = 31 días x [E. Generada media marzo]
Abril = 30 días x [E. Generada media abril]
Mayo = 31 días x [E. Generada media mayo]
Junio = 30 días x [E. Generada media junio]
Julio = 31 días x [E. Generada media julio]
Agosto = 31 días x [E. Generada media agosto]
Septiembre = 30 días x [E. Generada media septiembre]
Octubre = 31 días x [E. Generada media octubre]
Noviembre = 30 días x [E. Generada media noviembre]
Diciembre = 31 días x [E. Generada media diciembre]

Resultado final

Finalmente, en la figura 9 se representa la comparación de los valores calculados según el procedimiento teórico que se ha expuesto, respecto a los resultados prácticos de una instalación real de 400 kw, con 4 inversores de 100 kw, ubicada en Zuera (provincia de Zaragoza).

Se puede observar una diferencia global de la estimación teórica frente a la producción real que está entre 0,5% y 1%, con lo que se considera que este cálculo de estimación es bastante eficaz.

Figura 9. Comparativa entre datos calculados según el método descrito y datos reales.



Conclusiones

El método descrito permite, con gran aproximación a la realidad, el cálculo predictivo de la energía producida en una estación fotovoltaica, desglosada por meses según los factores técnicos, geográficos y estacionales que se han considerado.

Cabe añadir, por extensión, que las instalaciones fotovoltaicas, cuyas características han sido relacionadas en este estudio, siguen siendo una inversión rentable y segura frente a otro tipo de inversiones del tipo inmobiliario o bancario.

Bibliografía

BOE (2010). Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Disponible en: www.boe.es/boe/dias/2010/11/23/pdfs/BOE-A-2010-17976.pdf

BOE (2010a). Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Disponible en: www.boe.es/boe/dias/2010/12/24/pdfs/BOE-A-2010-19757.pdf

CTE (2009). Código Técnico de la Edificación. Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE). Disponible en: http://www.codigotecnico.org/web/recursos/documentos/dbhe/

IDAE (2005). Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. Disponible en: www.opde.net/.../Pliego_Condiciones_20_Tecnicas_FV_Conectadas_Red_2005.pdf

Manuel Burruel Mur
mbu@solingenia.com
Ingeniero técnico industrial, especialidad en Electrónica Industrial. Responsable de Proyectos de Ingeniería del Grupo Solingenia.