

RETRATOS DE LA CONEXIÓN FOTOVOLTAICA A LA RED (V)

“De la AIE a los inversores”

Eduardo Lorenzo
Instituto de Energía Solar
Universidad Politécnica de Madrid

Introducción

En diciembre del 2004 se hacía público uno de los informes de la Agencia Internacional de la Energía, AIE, titulado *Country reports on PV systems performance*¹ que, un poco libremente, se puede traducir por “Informe de los países sobre el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos”. España no está incluida en el paquete de los países relevantes en el informe (Austria, Francia, Alemania, Italia, Japón, Holanda y Suiza) sino en el de “otros países” (junto con Bélgica, Israel, Méjico, Polonia, Portugal, Suecia y el Reino Unido). La cosa no tendría mayor importancia si no fuera por que España tiene una capacidad de fabricación superior a la de todos los países “relevantes” (exceptuando Alemania y Japón) y una potencia instalada también superior a la de algunos países de dicha lista, además de un Real Decreto (RD 436/2004) que ha abierto las puertas a la conexión a la red de 150 MW fotovoltaicos en los próximos años.

Quizás algún lector piense que este nimio papel que juega España en el contexto de la actividad fotovoltaica de la AIE se debe a que otros nos tienen mucha inquina, y a que esa inquina se manifiesta en forma de zancadillas que nos ponen para ocupar el puesto que realmente nos corresponde. Pero, ¡qué va! El grupo fotovoltaico de la AIE funciona de forma parecida a un club de adscripción voluntaria. Se apunta el que quiere, sin mucho más requisito que el de poner encima de la mesa su experiencia para compararla con la de los demás y aprender conjuntamente. En la práctica, cada país aporta los datos de evaluación de algunos sistemas en operación y financia a alguien para compilar los datos, acudir a las reuniones, colaborar en la redacción de los informes, etc. El total de la potencia instalada sometida a evaluación en el programa de la AIE llega a 10,8 MW, de los que España no aporta más que 42 kW, es decir, el 0,4 % del total. Teniendo en cuenta que aquí se fabrica el 7 % de las células solares del mundo, que se instala cerca del 1 % y que la potencia instalada que cuenta con facilidades de “monitoring” supera los 3 MW, puedo entender a quien concluya que aquí se fabrica mucho, se hace poco y se aprende menos.

Tampoco faltará quien piense que, total, para qué vamos a esforzarnos en eso de la AIE, que ya sabemos bastante, y que lo único que se hace en esas reuniones internacionales es tomar copas y perder el tiempo. Pero quien así pensase no tendría razón, ya que si bien es cierto que entre todos vamos sabiendo bastantes cosas, también lo es que las conversaciones de acera (y lo digo con el mayor respeto por este tipo de relación humana a la que, los que me conocen,

¹ Informe IEA-PVPS-T2-05:2004 (disponible en www.iea-pvps.org).

saben que me dedico con ahínco) no son suficientes para que el saber cosas se convierta automáticamente en el “saber hacer” generalizado que conviene a un plan de 150 MW.

Resulta que a un promedio, tirando por lo bajo, de 0,4 euros/kWh y con una productividad de 1200 kWh/kW al año, el susodicho plan supondrá a las arcas de la red eléctrica algo más de 70 millones de euros al año, que es menos de lo que cuesta un barco de guerra, pero no tan poco como para considerarlo materia de sarao. Y como quiera que la electricidad que producirá este plan será más bien irrelevante en cantidad (0,1 % del consumo eléctrico total, en el mejor de los casos), no encuentro mejor razón para justificarlo que, precisamente, el aprender todo lo que se pueda. Si aprendemos, la electricidad del plan seguirá siendo irrelevante, ya que la red no discrimina entre kWh generados por sabios y kWh generados por ignorantes, pero tendremos un sector industrial fuertemente competitivo, lo que conviene particularmente a un país que no anda muy sobrado de bazas industriales en la competición.

Que todavía no se ha generalizado el “saber hacer” se entiende sin más que poner sobre la mesa algunos datos operativos de nuestros sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Ante la falta de datos oficiales, traeré aquí algunos ejemplos, comenzando por dos sistemas de mi propiedad. El uno está en la terraza de mi vivienda, en el centro de Madrid, tiene un generador de 2,7 kWp y en 2004 vendió a la red 2736 kWh, es decir, a razón de 1000 kWh/kWp. Por debajo de los 1200 que dice ASIF, pero bastante bien si se considera que mi terraza tiene alguna sombra a primeras horas de la mañana y que, por mera estética, los módulos están prácticamente horizontales y, especialmente por la contaminación propia de un ambiente urbano, tienden a cargarse de suciedad. Un compañero de trabajo y buen amigo tiene un sistema de similares características al mío, aunque con un generador de 5,3 kWp, que no tiene sombras y que está a las afueras de la ciudad. Vendió a razón de 1450 kWh/kWp, que si están muy cerca de lo que dice ASIF. El otro sistema de mi propiedad tiene un generador de 6,25 kWp, está integrado en la huerta solar de Árguedas, dispone de seguimiento azimutal, y en el año 2004 vendió 10 910 kWh, es decir, a razón de 1745 kWh/kWp. Francamente bien, en mi opinión (otro día contaré mi experiencia como inversor fotovoltaico). De otros ejemplos sé poco, porque en el fondo soy bastante pacato a la hora de preguntar; así que me limito simplemente a anotar lo que se hace público por sus propios medios (de ahí que me gustaría que España decidiera incluirse en la lista de los países relevantes de la AIE, porque entonces se publicarían sistemáticamente los datos de algunos de los varios cientos de instalaciones fotovoltaicas que cuentan con sistemas de adquisición de datos, y a los que, hoy por hoy, se presta poco caso). En *ERA SOLAR* se describen con frecuencia nuevos sistemas, pero raramente se publican datos de operación. Los últimos aparecieron en el nº 123 y corresponden a un sistema con un generador de 236 kWp propiedad de la Empresa Municipal de Transportes Urbanos de Palma de Mallorca. Vendió a razón de 1396 kWh/kWp, que está muy bien. En la web se pueden encontrar datos de algunos sistemas. Por ejemplo, en la dirección www.iit.upco.es/wiit/centralsolar están accesibles los datos de un sistema con un generador de 4,8 kW que funciona en la sede madrileña de la Universidad de Comillas. Cualquiera que visite la página puede comprobar que, a pesar de que la inclinación de los módulos se acerca a la óptima, la productividad anual de este sistema no es más que de 881 kWh/kWp. El 27 % menos de lo que dice ASIF y el 12 % menos de lo que pasa en la terraza de mi casa.

Casi me entran ganas de recomendar a mis colegas de esta universidad que la próxima vez presten más atención a lo que compran, aunque sea a costa de dedicar menos esfuerzo al programa de “monitoring” que, por cierto, es excelente. Pero en mi pueblo nos enseñan que no es

bueno dar consejos que no le piden a uno, así que me limitaré a señalar que las realidades del panorama fotovoltaico español son aún muy diversas, que esta diversidad es reflejo de que el “saber hacer” no se ha generalizado, y que todavía hay razones para tomarnos en serio el seguir aprendiendo.

Como no podía ser de otra manera, la diversidad de resultados genera incertidumbre sobre sus causas. Al IES-UPM llegan muchas preguntas, y estos “retratos” procuran ir dando contestación a las que se repiten con más insistencia. Esta vez toca el turno a los inversores. ¿Qué tal es este o aquel inversor? y ¿cuál es el tamaño óptimo? son las más reiteradas. Intentaré contestarlas utilizando, por un lado, las medidas experimentales que hemos realizado en el IES para caracterizar diferentes inversores disponibles en el mercado y, por otro, un ejercicio de simulación que, incorporando los resultados anteriores, explora un abanico amplio de situaciones posibles. Inevitablemente, la presentación debe pagar el precio de precisar en lenguaje matemático algunos conceptos relativos a la eficiencia de los inversores y al rendimiento de los sistemas. Procuraré reducir al máximo el número de fórmulas, para facilitar al lector la digestión de los datos.

Conceptos básicos

La figura 1 describe el flujo de potencia a través de un sistema fotovoltaico. G , P_{DC} y P_{AC} representan, respectivamente, la irradiancia incidente, la potencia DC producida por el generador fotovoltaico y la potencia AC entregada por el inversor a la red. El sistema está caracterizado por P_{MG}^* y P_{IMAX} que representan, de forma respectiva, las potencias nominales del generador y del inversor.

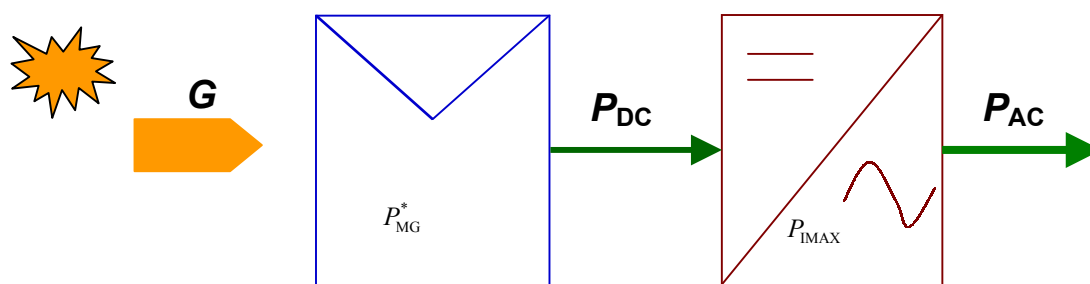


Figura 1. Flujo de potencia a través de un sistema fotovoltaico conectado a la red: Irradiancia, G , corriente continua, P_{DC} , y corriente alterna, P_{AC} . Los valores de P_{MG}^* y P_{IMAX} caracterizan, respectivamente, las potencias nominales del generador y del inversor.

Obviamente, P_{AC} resulta de sumar a P_{DC} la pérdida de potencia en el inversor que, a su vez, se puede entender como la suma de tres componentes: las pérdidas de vacío, $P_{vacío}$; las pérdidas lineales con la corriente (caídas de tensión en diodos, transistores etc.), $K_1 P_{AC}$, y las pérdidas cuadráticas con la corriente (resistencias, etc.), $K_2 P_{AC}^2$. Esto permite definir la eficiencia instantánea del inversor, es decir la relación P_{AC}/P_{DC} , como:

$$\eta_I = \frac{p}{p + k_0 + k_1 p + k_2 p^2} \quad [1]$$

donde $p = P_{AC}/P_{IMAX}$, $k_0 = P_{vacío}/P_{IMAX}$, $k_1 = K_1$ y $k_2 = K_2/P_{IMAX}$. El interés de este artificio matemático reside en que permite caracterizar completamente el comportamiento del inversor con sólo tres parámetros adimensionales, k_0 , k_1 y k_2 , que pueden calcularse experimentalmente midiendo la eficiencia del inversor para unos cuantos valores diferentes de la potencia de entrada (en realidad, esta eficiencia y, con ella, los valores de los parámetros, es dependiente de la tensión de operación). Eso es precisamente una de las cosas que hacemos en el IES-UPM. La tabla 1 presenta los valores de estos parámetros para tres inversores diferentes adquiridos en el mercado. El referido como “A” se puede obtener con y sin transformador de aislamiento a su salida, mientras que los referidos como “B” y como “C” siempre incorporan este transformador, del que hay que decir que, siendo una exigencia de la reglamentación española actual para preservar la seguridad de la red eléctrica, no es la única alternativa. De hecho, su exigencia no es general en Europa. Sobre el parámetro η_{EUR} se trata más adelante.

Inversor	k_0	k_1	k_2	η_{EUR}
A sin trafo	0,77	0,17	0,9	97
A con trafo	1,1	3,5	0,2	93
B	2,1	0,5	11	89
C	1	17	27	75

Tabla 1. Parámetros característicos, expresados en %, de algunos inversores medidos en el IES-UPM.

Por otro lado, el rendimiento anual de los sistemas se caracteriza. El *rendimiento global del sistema*, o “performance ratio”, PR , se define como la relación entre la energía anual AC entregada efectivamente a la red, E_{AC} , y la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas ni en el inversor ni en el generador, y con las células de este último operando siempre a 25 °C) que recibiese la misma radiación solar.

$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{G_a(I)}{G^*} P_{MG}^*} \quad [2]$$

donde $G_a(I)$ es la irradiación anual incidente sobre la superficie del generador y G^* es la irradiancia en condiciones estándar, $G^* = 1000 \text{ W/m}^2$.

El parámetro más importante desde el punto de vista de quien invierte en uno de estos sistemas, en la medida en que determina la rentabilidad de su inversión, es la *productividad anual del generador*, o “final yield”, Y_F , que indica la productividad energética anual unitaria:

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{MG}^*} \quad [3]$$

Otros parámetros de interés son la *productividad anual del generador*, o “array yield”, Y_A , que caracteriza la productividad anual del generador y viene dada por:

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_{MG}^*} \quad [4]$$

y la *productividad de referencia*, o “reference yield”, Y_R , que simplemente indica la irradiación anual recibida por el generador:

$$Y_R = \frac{G_a(I)}{P_{MG}^*} \quad [5]$$

Las tres productividades tienen unidades de tiempo (horas al año) y permiten diferenciar entre las denominadas *pérdidas de captura*, o “capture losses”, L_C , que son las debidas exclusivamente al generador (las razones son: temperatura de operación de las células superior a 25 °C, caídas de tensión en el cableado y en los diodos de protección, suciedad, sombreados parciales, cobertura de nieve, dispersión de parámetros, voltaje de operación diferente del correspondiente a la máxima potencia, espectro, ángulo de incidencia) y vienen dadas por $L_C = Y_R - Y_A$; y las *pérdidas del resto del sistema*, o “system losses”, L_S , que son debidas a las ineficiencias del inversor y se calculan como $L_S = Y_A - Y_F$. Es inmediato ver que $PR = Y_F / Y_R$.

El problema del tamaño del inversor

Obviamente, los valores de este conjunto de parámetros dependen de la orientación del generador, de la climatología del lugar, del grado de suciedad del generador, etc. Y también de la relación entre las potencias nominales del generador y del inversor. Esto último se debe a que la mayoría de la irradiación corresponde a las irradiancias medias [$200 < G \text{ (W/m}^2\text{)} < 800$], por lo que, en principio, es posible obtener alguna ventaja energética por el hecho de utilizar inversores de potencia nominal inferior a la del generador, $P_{IMAX} < P_{MG}^*$. Entonces, la correspondiente reducción de las pérdidas debidas a k_{10} (reducción relativa a P_{MG}^*) pueden compensar el incremento de las pérdidas debidas a k_{11} y k_{12} (el inversor trabaja con valores de p más elevados) y a que, en algunos momentos, el inversor limite la potencia del generador, desplazando el punto de operación a voltajes diferentes del correspondiente a la potencia máxima. Las recomendaciones para la relación P_{IMAX}/P_{MG}^* varían desde 0,6, para latitudes altas, hasta 0,8 para latitudes bajas. Este tema de la relación entre las potencias del generador y del inversor está permanentemente en el candelero, en cierta medida, porque se presta a estudios de índole académica. Sin embargo, en opinión de este autor, la relevancia energética de esta relación no es en realidad tan grande como se suele suponer.

En el IES hemos desarrollado un modelo que permite calcular las productividades de un sistema fotovoltaico en cualquier condición imaginable. La figura 2 presenta el resultado de calcular con este modelo la productividad relativa de un sistema fotovoltaico en función de la relación P_{IMAX}/P_{MG}^* . El cálculo está hecho para Madrid, con un generador de $P_{MG}^* = 1 \text{ kW}$, estático, orientado al mediodía, inclinado óptimamente, con un grado de suciedad moderado, y con el inversor referenciado como “A con trafo”.

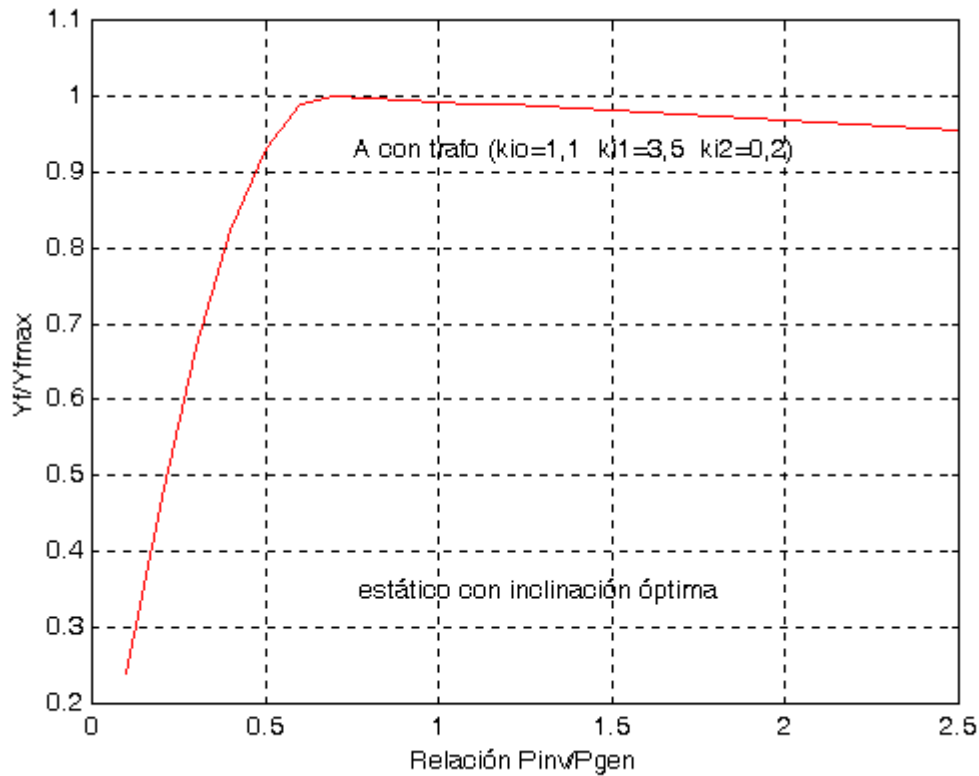


Figura 2. Productividad relativa de un sistema fotovoltaico, Y_f/Y_{fmax} , en función del tamaño relativo de su inversor, P_{imax}/P_{mg}^* .

En términos de promedios anuales de valores diarios, el comportamiento energético de este sistema, cuando el inversor tiene un tamaño óptimo, está definido por: $G_{da}(\beta_{opt}) = 4897 \text{ Wh/m}^2$; $E_{DCa} = 4200 \text{ Wh}$ (1.533 kWh/kW al año) y $E_{ACa, MAX} = 3822 \text{ Wh}$ (1.395 kWh/kW al año). De estas cifras se deduce inmediatamente que $Y_R = 4897 \text{ h}$; $Y_A = 4200 \text{ h}$ e $Y_F = 3822 \text{ h}$, de donde $L_C = 697 \text{ h}$ (14 % de Y_R) y $L_S = 378 \text{ h}$ (7,7 % de Y_R). El elevado valor de PR , igual a 0,78, indica que se trata de un caso bastante ideal, en el que la potencia real del generador coincide con la nominal, el voltaje de operación siempre coincide con el correspondiente a la máxima potencia, y no hay pérdidas espectrales. En su conjunto estos efectos pueden representar entre un 2 % y un 10 % de reducción. Pero las diferencias que este supuesto pueda tener con la realidad no son relevantes para lo que se trata aquí. Lo que sí importa, y mucho, es observar la asimetría en torno al óptimo. En efecto, la sensibilidad de la función es muy grande en la región de bajas relaciones ($P_{imax}/P_{mg}^* < 0,7$) mientras que es muy pequeña en la región de relaciones elevadas.

La tabla 2 enfatiza este resultado, presentando algunos valores numéricos de la productividad relativa, Y_f/Y_{fmax} , en función de la relación P_{imax}/P_{mg}^* . Se puede observar que, en todo el rango, $0,7 < P_{imax}/P_{mg}^* < 1,3$. En términos prácticos, esto quiere decir que, con tal de evitar los inversores excesivamente pequeños, el diseñador dispone de un elevado grado de libertad a la hora de elegir el tamaño de los mismos, porque la relevancia real es más bien pequeña. Por ejemplo, si en vez de utilizar el tamaño óptimo, que en este caso corresponde a $P_{imax} = 0,7 P_{mg}^*$, el diseñador decide utilizar un inversor de potencia doble, la pérdida de ener-

gía será inferior al 1,5 %. En este sentido, la tendencia detectada últimamente en el mercado de emplear inversores de potencia nominal igual a la del generador no es descabellada.

$P_{\text{IMAX}}/P_{\text{MG}}^*$	$Y_{\text{F}}/Y_{\text{FMAX}}$
0,1	0,24
0,2	0,47
0,3	0,67
0,4	0,82
0,5	0,93
0,6	0,998
0,7	1
0,8	0,998
0,9	0,995
1,0	0,993
1,1	0,990
1,2	0,988
1,3	0,985
1,4	0,983
1,5	0,980
2	0,968
2,5	0,955

Tabla 2. Valores numéricos de la productividad relativa de un sistema fotovoltaico, $Y_{\text{F}}/Y_{\text{FMAX}}$, versus el tamaño relativo de su inversor, $P_{\text{IMAX}}/P_{\text{MG}}^*$.

El problema de la calidad del inversor

La figura 3 y la tabla 3 presentan los resultados de un ejercicio de simulación similar al anterior pero con los tres inversores comerciales descritos anteriormente (tabla 1). Los resultados están expresados en términos de promedios anuales de la productividad diaria (es decir, multiplicados por 365 dan los famosos kWh por cada kWp al año). El caso “A con trafo” es precisamente el descrito en la anterior figura 2. Obviamente, el valor de $Y_{\text{A}} = 4200$ h es el mismo para todos los casos. Es evidente que, en la medida en que los inversores considerados aquí puedan ser representativos del mercado actual, la elección del fabricante resulta mucho más relevante que la elección del tamaño del inversor. Por ejemplo, manteniendo igual el resto del sistema, uno que incorporase un inversor “A con trafo” vendería a la red un 20% más de electricidad que otro que incorporase el inversor “C”.

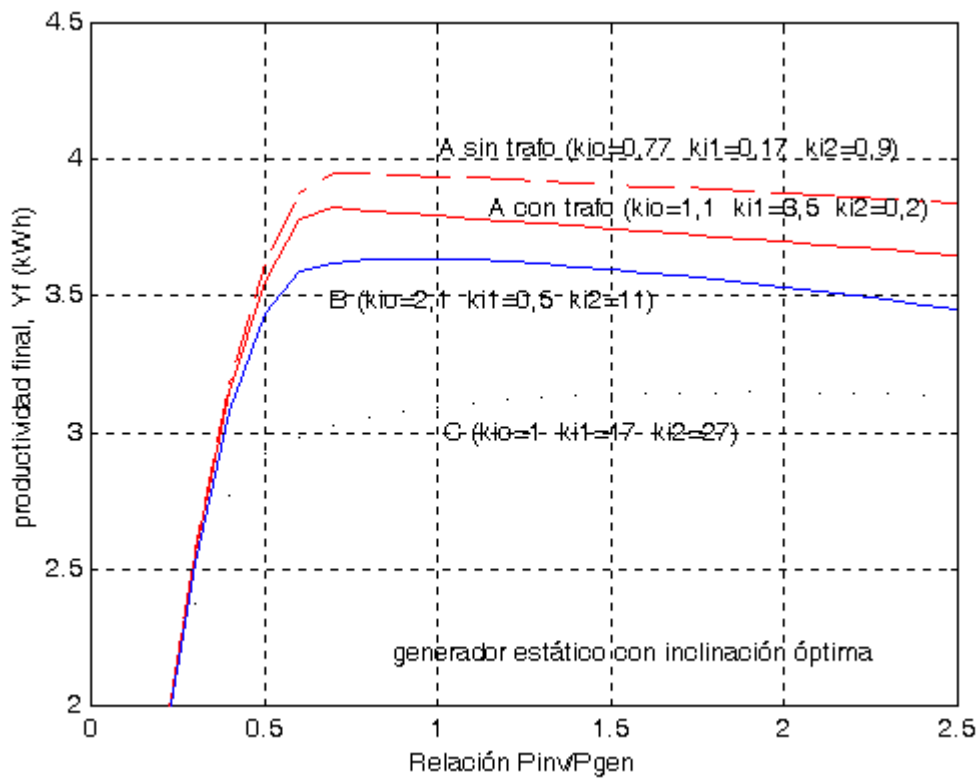


Figura 3. Promedio anual de la productividad final diaria de un sistema fotovoltaico, Y_F (kWh), en función del tamaño relativo de su inversor, P_{IMAX}/P_{MG}^* , para tres inversores comerciales diferentes.

Caso	$(P_{IMAX}/P_{MG}^*)_{OPT}$	Y_{FMAX}	P_{IMAX}/P_{MG}^*	Y_F	Y_F/Y_A
A sin trafo	0,7	3949	0,5	3672	0,87
			0,6	3877	0,92
			1	3937	0,94
			1,5	3908	0,93
A con trafo	0,7	3822	0,5	3556	0,85
			0,6	3779	0,90
			1	3794	0,91
			1,5	3747	0,89
B	0,9	3636	0,5	3438	0,82
			0,6	3591	0,86
			1	3636	0,87
			1,5	3598	0,86
C	2	3147	0,5	2927	0,70
			0,8	3054	0,73
			1	3096	0,74
			1,5	3141	0,75
					0,75

Tabla 3. Valores numéricos del promedio anual de la productividad final diaria de un sistema fotovoltaico, Y_F (kWh), en función del tamaño relativo de su inversor, P_{IMAX}/P_{MG}^* , para tres diferentes modelos de inversores comerciales medidos en el IES-UPM.

La llamada “eficiencia europea”, η_{EUR} , es un valor que se calcula combinando los valores de eficiencia correspondientes a algunos valores concretos de la potencia de salida del inversor, es decir, combinando varios valores de $\eta_i(p_i)$. En particular, fue propuesto originalmente² como:

$$\eta_{\text{EUR}} = 0,03\eta_5 + 0,06\eta_{10} + 0,13\eta_{20} + 0,1\eta_{30} + 0,48\eta_{50} + 0,2\eta_{100} \quad [6]$$

donde η_5 representa la eficiencia correspondiente a $p = 5\%$, etc. Ahora bien, teniendo en cuenta la interdependencia entre los valores de eficiencia a las diferentes potencias, esta ecuación se puede simplificar, llegando a:

$$\eta_{\text{EUR}} = 0,2\eta_{10} + 0,6\eta_{50} + 0,2\eta_{100} \quad [7]$$

La motivación de quien propuso este concepto fue el encontrar un método rápido para estimar el rendimiento anual del inversor, ya que, pretendidamente, $\eta_{\text{EUR}} = Y_{\text{F}}/Y_{\text{A}}$. En realidad, nada asegura que el valor de la relación $Y_{\text{F}}/Y_{\text{A}}$ se mantenga al variar el lugar o la configuración. De hecho no lo hace, como se puede observar comparando los valores de η_{EUR} de la tabla 1 con los valores de $Y_{\text{F}}/Y_{\text{A}}$ de la tabla 3. Esto es fácilmente entendible considerando que el rendimiento energético de un inversor es, obviamente, función de la distribución por potencias de la energía DC que recibe en su entrada. A su vez, esta distribución depende de la distribución por irradiancias de la radiación solar incidente (supeditada al clima del lugar y a la configuración del generador: ubicación, sombras, seguimiento) y del tamaño relativo del generador. No obstante, se puede reconocer una cierta relación, de tal manera que el valor de η_{EUR} , aunque no pueda utilizarse directamente en el cálculo de la energía que produce un sistema, proporciona efectivamente una indicación razonable de la calidad energética de un inversor.

En este mismo orden de cosas, importa señalar que el modelo matemático en el que se apoyan los cálculos presentados aquí describe la radiación solar mediante promedios mensuales de valores horarios. Por definición, cualquier promedio elimina los valores extremos de la variable tratada. Por ello es de esperar que el peso correspondiente a las irradiancias extremas (por ejemplo, $G > 800 \text{ W/m}^2$, $G < 200 \text{ W/m}^2$) en las distribuciones de la radiación solar observadas en la realidad sea algo mayor que el supuesto en el modelo. Esto puede, por un lado, hacer que el rendimiento energético de los inversores difiera ligeramente del calculado aquí y, por otro, que los valores óptimos de la relación $P_{\text{IMAX}}/P_{\text{MG}}^*$ tiendan a ser ligeramente más altos que los establecidos en la tabla 3. A falta de estudios más profundos, el peso relativo de las irradiancias extremas no es muy grande, como ponen de manifiesto los valores de los coeficientes correspondientes en las ecuaciones [6] o [7], por lo que tampoco deben serlo las diferencias entre considerarlos o no.

² J. Nickel, *On the trail of Euro-Eta*, Photon International (junio 2004), páginas 50-53.

El problema de la configuración

La figura 4 y la tabla 4 presentan los resultados de un ejercicio de simulación, de nuevo considerando el inversor que venimos denominando “A con trafo”, pero ahora para tres configuraciones diferentes de generador: con seguimiento en dos ejes, estático e inclinado óptimamente, y estático y vertical, representativos de los casos de mayor, normal y menor captación de radiación, respectivamente. Como era de esperar, se observa una ligera tendencia de $(P_{\text{IMAX}}/P_{\text{MG}}^*)_{\text{OPT}}$ a decrecer conforme decrece la captación de radiación solar. Por lo demás, se mantiene la conclusión anterior de que la elección del fabricante resulta mucho más relevante que la elección del tamaño del inversor.

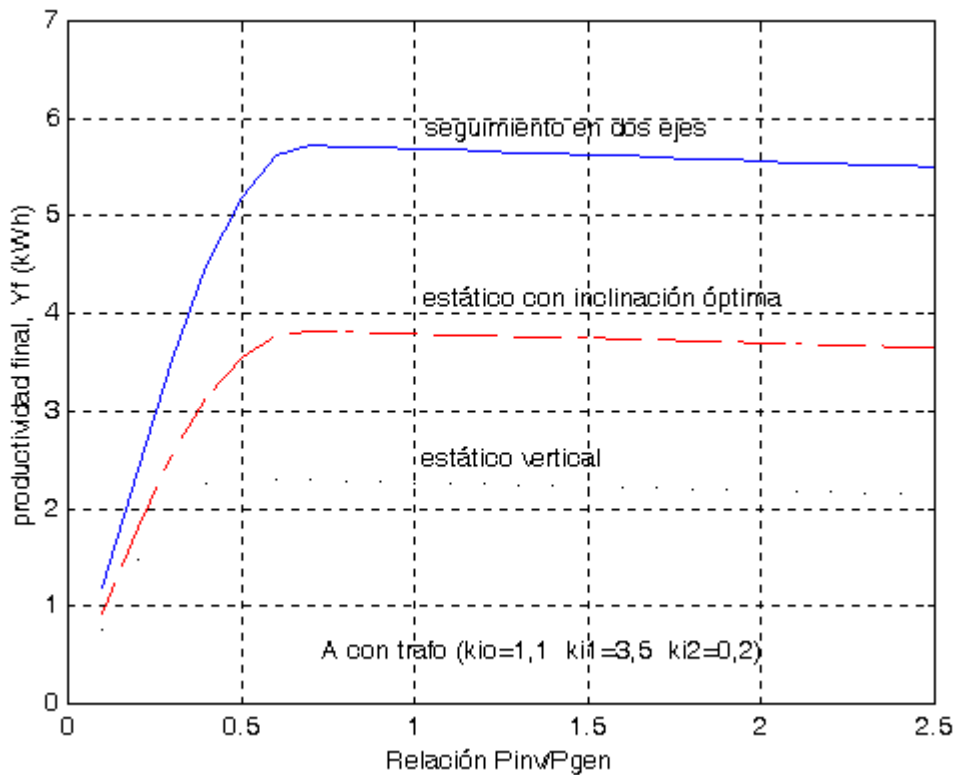


Figura 4. Promedio anual de la productividad final diaria de un sistema fotovoltaico, Y_F (kWh), en función del tamaño relativo del inversor, $P_{\text{IMAX}}/P_{\text{MG}}^*$, para tres configuraciones de generador diferentes.

Generador	Y_R (h)	Y_A (h)	$(P_{\text{IMAX}}/P_{\text{MG}}^*)_{\text{OPT}}$	Y_{FMAX} (kWh)	Y_{FMAX}/Y_A
Seguimiento en dos ejes	6856	6028	0,8	5721	0,95
Estático, inclinación óptima	4897	4200	0,7	3822	0,91
Estático, vertical	3183	2706	0,5	2305	0,85

Tabla 4. Parámetros característicos del comportamiento energético de tres sistemas fotovoltaicos con configuraciones diferentes de generador.

Comentarios finales

Los inversores juegan un papel muy notorio en el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Una vez tomada la simple precaución de que el inversor no sea muy pequeño, en relación al tamaño del generador, la calidad del inversor, entendida en términos de su eficiencia energética, es mucho más relevante que su tamaño. Esto conlleva la buena noticia de representar un elevado grado de libertad para el diseñador.

En el IES-UPM hemos desarrollado métodos sistemáticos para caracterizar inversores, y también para estimar, a partir de tales características, la producción energética de cualquier sistema conectado a la red que los incorpore. Ambas capacidades están a disposición pública. El IES-UPM las oferta como servicio y garantiza la absoluta confidencialidad de los resultados, de tal manera que únicamente el que solicita el servicio tiene acceso a los resultados.