

RETRATOS DE LA CONEXIÓN FOTOVOLTAICA A LA RED (IX)

“Predicción y ensayo de la producción de energía fotovoltaica conectada a la red”

E. Lorenzo, F. Martínez, J. Muñoz, L. Narvarte
Instituto de Energía Solar
Universidad Politécnica de Madrid

Introducción

Predecir equivale a crear expectativas. Ensayar equivale a comprobar si se cumplen las expectativas. El resultado, si es que sí, es de satisfacción o, si es que no, de frustración. Las consecuencias de la frustración dependen, sobre todo, del contexto. Si la cosa va de disquisiciones científicas, en lo material, no pasan a mayores y, en lo espiritual, el disgusto por el yerro viene acompañado de la pregunta del porqué. Las preguntas deben entenderse siempre como un regalo de la vida, por más que la duda tenga un algo de aguijón molesto para el entendimiento. Así pues, en el contexto de “lo científico”, el no acertar a la primera lleva a intentar saber más a la segunda; una cosa se compensa con la otra, y el balance se puede cerrar mirando con esperanza al futuro, e incluso declamando alguna sentencia del estilo de “errar es humano”, “la equivocación es el camino de la sabiduría”, etc., de las que la bolsa para salir del paso está tan bien surtida.

Pero si la cosa va de mercados, las consecuencias de la frustración serán de orden bien diferente. Puede que no pasen a mayores en lo espiritual; incluso puede que todo lo espiritual resulte tan arrumbado que su mención aquí esté, simplemente, de más. Pero en lo material, tomarán cuerpo los fantasmas del impago y de la pérdida de nuevos mercados, que siguen a la pérdida de la credibilidad. Conjurar estos fantasmas es tarea de la buena ingeniería, que debe, por un lado, aquilatar las predicciones y, por otro, arbitrar un procedimiento para su comprobación.

Como es bien sabido, el marco económico creado por el RD 436/2004, caracterizado por la existencia de una prima única para todo kWh de origen fotovoltaico, con tal de que proceda de sistemas de potencia inferior a 100 kW, ha conducido a que las llamadas “huertas solares”, formadas por agrupaciones de varios de tales sistemas, constituyan el grueso actual de este mercado. Tanto los inversores en estas huertas como los bancos que las financian rigen sus decisiones por criterios de estricta rentabilidad económica, en los que el binomio predicción-ensayo resulta particularmente relevante. En la práctica, la predicción asociada a este mercado se establece en términos de la energía que venderá anualmente a la red un determinado sistema fotovoltaico. La comprobación, sin embargo, no puede esperar un tiempo tan largo, puesto que de ella depende una parte relevante de los pagos. Imagine el lector la cara que pondría un esforzado empresario a quien dijeran los clientes: ¡No te pago hasta dentro de un año!; y eso después de haber recorrido el calvario que conduce a completar una huerta solar: venta, marasmo administrativo, ejecución y conexión oficial a la red.

Así pues, el quid de esta cuestión del binomio predicción-ensayo estriba en encontrar un método que permita salvar la distancia temporal entre el año, al que se extienden las predicciones, y la semana –o similar– que razonablemente pueden durar los ensayos de comprobación. En otras palabras, en encontrar algo que permanezca constante a lo largo del año y, a la vez, pueda ser medido en poco tiempo. Además, para facilitar el entendimiento en el proceso de diálogo que siempre representan las acciones del mercado (los procesos de aseguramiento de la calidad no son una excepción), ese algo debe ser cuanto más sencillo mejor.

En el IES-UPM venimos empeñándonos en poner a disposición de las empresas fotovoltaicas una solución estándar para ese binomio, desde que la publicación del RD 346/2004 hiciera patente su necesidad. El primer paso, es decir, la predicción, obligó al desarrollo de una batería software capaz de estimar la producción energética anual de cualquier sistema fotovoltaico imaginable y operando en cualquier lugar. El retrato anterior¹ presentó una muestra de esa capacidad. Con ella, y hasta hoy, hemos podido dar servicio a más de una docena de empresas involucradas en la promoción de grandes instalaciones fotovoltaicas. La potencia total de los sistemas cuya producción energética hemos estimado ronda los 100 MW, y los correspondientes informes, emitidos en un formato estandarizado, son ahora ampliamente aceptados en el ámbito de las entidades financieras.

En la actualidad, la mayoría de esos sistemas están próximos a su finalización y, por tanto, a su correspondiente ensayo de recepción. De hecho, el pasado mes de marzo pudimos completar el ciclo completo para una de ellas. Entendemos que esta noticia deje totalmente frío al lector, pero a nosotros nos ha llenado de contento y alborozo. Tanto porque, ¡al fin!, hay una pieza en el morral, como porque la pieza nos parece buena. Pensamos que nuestra alternativa para el binomio predicción-comprobación, como cualquier otra que sea capaz de predecir para un año y comprobar en una semana, puede rendir un servicio importante a la causa general del desarrollo del mercado fotovoltaico, y ello nos ha decidido a escribir este retrato; incluso cuando no ha transcurrido el tiempo suficiente como para tener la evidencia de que los resultados de este procedimiento se ven reflejados en la producción a largo plazo de los sistemas en cuestión. Obviamente, para esto habrá que esperar un plazo de, al menos, dos o tres años, lo que resulta excesivo para la urgencia que vive actualmente el mercado. Y es también esa urgencia la que nos motiva a divulgar aquí nuestra propuesta sin esperar a ese plazo.

El rendimiento global, o “performance ratio”

El rendimiento global, *PR* (de “Performance Ratio”), se utiliza ampliamente en el mundillo fotovoltaico como indicativo de calidad de los sistemas desde que, en 1993, fuese incluido en un estándar del IEC². Este parámetro se define como la relación entre la energía que un sistema fotovoltaico vende realmente a la red, y la que vendería un hipotético sistema fotovoltaico ideal, entendido como uno cuyas células solares trabajasen siempre a la temperatura de referencia (25°C) y que, por lo demás, estuviese totalmente libre de pérdidas. Es fácil ver que la energía asociada a este ideal es igual a la potencia

¹ E. Lorenzo, L. Narvarte, *Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (VIII): Elogio de la autarquía y estimaciones fotovoltaicas*, ERA SOLAR, 138, págs. 6-14, 2006.

² IEC Standard 61724, *Photovoltaic System Performance Monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis*, 1993.

nominal multiplicada por la irradiación incidente a lo largo del año y dividida por la irradiancia de referencia (1000 W/m²). Por su propia definición, el valor del *PR* depende de parámetros como la temperatura ambiente (que influye en la eficiencia de los dispositivos fotovoltaicos y, en consecuencia, en la determinación de su numerador) o las sombras (que influyen en la irradiación incidente y, en consecuencia, en la determinación del denominador) que lo hacen variar a lo largo del año. Por ello, la tentación de utilizarlo en los ensayos de recepción, comprensible por la familiaridad de la que ha llegado a gozar este parámetro, debe ser rechazada. Más adelante, en este artículo, presentaremos alguna evidencia experimental en apoyo de esta información.

Existe, desde luego, la posibilidad de utilizar algo así como un “*PR* modificado”, resultado, por un lado, de modificar su cálculo, corrigiendo la potencia de salida del sistema en función de la temperatura de operación de las células solares y, por otro, de restringir su determinación a los momentos sin sombras. Ahora bien, optar por esta posibilidad obligaría a simultanear sobre el tapete dos definiciones (el *PR* y el *PR modificado*) próximas en la nomenclatura y en lo conceptual, pero significativamente diferentes en sus valores numéricos concretos. Y esto parece tanto como facilitar el paso a la confusión, por lo que hemos decidido descartarla.

Esta actitud nuestra es coherente con la precaución que mantenemos frente al *PR* en general, y que proviene de que, a nuestro parecer, el correcto entendimiento de este parámetro exige atender a más matices de los que suelen tomarse en consideración. En efecto, en el mundillo fotovoltaico es perceptible la tendencia a entender el *PR* como un indicativo “per se” de la calidad técnica de un sistema. En esta línea, por ejemplo, valores de *PR* superiores a 0,75 se interpretan como indicativos de sistemas muy buenos, mientras que valores inferiores a esa cifra apuntan a que los sistemas dejan algo que desear. Esta línea de interpretación cuenta con muchos adeptos, lo que resulta muy comprensible en la actual circunstancia de fuerte crecimiento del mercado. Esto hace que sean muchos los que se incorporan a faenas fotovoltaicas procedentes de otras actividades. ¡Y sean todos bienvenidos!, aunque sus urgencias de formación específica les hagan ser, algunas veces, propensos a las interpretaciones simplistas.

Sin embargo, estas interpretaciones extremas del *PR* son manifiestamente incorrectas en muchos casos. En particular, lo son cuando hay que vérselas con sistemas que utilizan seguidores solares. Entonces, la ocupación de terreno, *OT*, entendida como la relación entre el área ocupada por el sistema y el área ocupada por los generadores fotovoltaicos, es un parámetro que afecta significativamente al *PR* y que, aun manteniéndose en la categoría de lo muy sensato, presenta en la práctica un amplio margen de variación. Por ejemplo, con seguidores en dos ejes, la disponibilidad de terreno y los precios relativos de módulos y seguidores pueden hacer que, según los casos, el valor óptimo de *OT* sea tan pequeño como 5 o tan grande como 10. Se entiende fácil que el correspondiente impacto de las sombras (en términos de pérdida en la producción anual de energía) también varía entre, aproximadamente, un 6% y un 1%. Supongamos ahora que disponemos de una cierta tecnología fotovoltaica (un tipo de módulo, un tipo de inversor, un “modus operandi” para la instalación) que utilizada en un cierto lugar y en combinación con generadores estáticos muy holgados de espacio lleva a un $PR = 0,75$. Pues bien, resulta que la misma tecnología utilizada en el mismo lugar pero con seguidores podría llevar a cualquier valor de *PR* entre 0,69 y 0,74. ¿Sería peor por eso? Nosotros entendemos que no, y por eso procuramos no contribuir a extender el uso del *PR* más de lo que ya está. En consonancia con ello, y aunque el cálculo del *PR* también figure en los informes que

emitimos sobre la producción esperada de los sistemas fotovoltaicos (¡No vaya alguien a decir que no nos lo sabemos!), hemos desarrollado otra alternativa en la que apoyar el binomio predicción-ensayo.

La respuesta en potencia

La alternativa que proponemos se deriva de considerar, primero, que el comportamiento energético de un sistema fotovoltaico resulta primordialmente de su respuesta instantánea a las variaciones de dos condiciones ambientales: la irradiancia incidente y la temperatura de operación de las células solares. En un sistema ideal, generando en BT y en ausencia de sombras, esta respuesta viene dada por las ecuaciones siguientes:

$$P_{DC} = P^* (G/G^*) [1 + CVPT (T_C - T_C^*)] \quad (1)$$

$$P_{AC} = P_{DC} \eta_I (P_{DC}, DR_i, k_0, k_1, k_2) \quad (2)$$

Donde P_{DC} y P_{AC} son, respectivamente, las potencias a la salida del generador y del inversor; P^* es la potencia CEM (condiciones estándar de medida) del generador; G es la irradiancia incidente; G^* es la irradiancia de CEM (1000 W/m^2); $CVPT$ es el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura (siempre negativo); T_C es la temperatura de la célula; T_C^* es la temperatura de la célula en CEM ($25 \text{ }^\circ\text{C}$); η_I es la eficiencia del inversor; DR_i es la relación entre las potencias nominales del generador y del inversor; y k_0 , k_1 y k_2 son tres parámetros adimensionales que definen el comportamiento energético del inversor, y que pueden obtenerse de su curva de eficiencia³.

En un sistema real, la respuesta difiere de esta ideal debido, por un lado, a que las características de los equipos reales no coinciden exactamente con las ideales (la potencia real de los generadores suele ser inferior a la nominal, y lo mismo ocurre con la eficiencia del inversor) y, por otro, a que el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos se ve afectado por algunos fenómenos de segundo orden, no contemplados en las ecuaciones anteriores (sensibilidad espectral, efectos del ángulo de incidencia, consumos propios del sistema fotovoltaico, etc.).

Ahora importa entender que, una vez establecido el clima del lugar y las características nominales de un sistema fotovoltaico, cualquier predicción de su productividad puede ser cabalmente interpretada como un escenario de pérdidas para la desviación entre esas respuestas ideal y real. Esto abre las puertas de un procedimiento de comprobación consistente en:

³ Es relativamente fácil demostrar que la eficiencia del inversor viene dada por la ecuación:

$$\eta_i = P_{DC} P^* DR_i \left[\frac{-(k_1 + 1) + \sqrt{(k_1 + 1)^2 - 4k_2(k_0 - P_{DC} / P^* / DR_i)}}{2k_1} \right] \quad (2)$$

estando k_0 , k_1 y k_2 definidos como indica la referencia: Schmid J and Schmidt H, *Inverters for photovoltaic systems*, 5th Contractor's Meeting of the PV Demonstration Projects. Ispra, 122 (1991). Véase también E. Lorenzo, *Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (V): De la AIE a los inversores*, ERA SOLAR, 126, pág. 52-58 (2005).

- Medir la respuesta en potencia del sistema a las condiciones de irradiancia y temperatura de célula, durante un tiempo suficiente como para barrer todo el espectro de condiciones de operación. Los registros obtenidos en el ensayo constituyen una familia de puntos en el espacio $(G, T_C, P_{AC,EXP})$ o, lo que es lo mismo, de un valor de potencia experimental, $P_{AC,EXP}$, para cada uno de los pares de valores (G, T_C) que se hayan presentado durante el ensayo.
- Calcular la respuesta en potencia que hubiera tenido el sistema si se hubiese comportado exactamente como describe el escenario de pérdidas establecido en el momento de la predicción. Esto conduce a disponer de una familia de puntos en el espacio $(G, T_C, P_{AC,SIM})$, donde $P_{AC,SIM}$ representa los valores de potencia calculados para los mismos pares de valores (G, T_C) que se hayan presentado durante el ensayo.
- Comparar ambas respuestas, ajustando una recta de la forma $P_{AC,EXP} = a P_{AC,SIM}$, y determinando el valor del coeficiente de ajuste a . Obviamente, el sistema resultará aceptado si su comportamiento real satisface a las expectativas, lo que es tanto como decir que $a \geq 1$.

Este es, precisamente, el procedimiento que viene siendo utilizado por el IES-UPM en el contexto del actual mercado español.

Que cada cual aguante su vela

Mal que nos pese, han de llegar las duras, en forma de sistemas fotovoltaicos que producen menos de lo anunciado. Entonces, será bueno que esté bien clarito a quién debe caerle el varapalo; porque de otro modo se impondrá la natural tendencia a las peleas de gallos, y las razones sucumbirán ante los arañazos. En otras palabras, conviene que todo procedimiento de control de calidad permita delimitar quién responde de cada paso en el camino que lleva a que las predicciones se hagan realidad.

Pues bien, pensamos que nuestra propuesta para el binomio predicción-ensayo satisface esta condición. Las predicciones fotovoltaicas se pueden entender como dichos que resultan del decir de tres dicentes bien diferenciados:

- El que dice cómo son y cómo funcionan los equipos que constituyen el sistema. Esto es hablar de potencias y eficiencias; y es decir de quien vende los equipos.
- El que dice cómo es el clima del lugar. Esto es hablar de radiación solar horizontal y de temperatura; y es decir de algunos organismos, normalmente públicos, que estudian esos fenómenos y derivan la información correspondiente.
- El que dice como funcionará el sistema a lo largo del año. Esto es hablar de kilovatios-hora; y es decir del que calcula, siempre después de escuchar los decires de los anteriores.

Pues bien, en este decir de decires, el procedimiento de comprobación descrito más arriba no es más que una forma de saber si la realidad de sus hechos da, o no, la razón a los decires del primer dicente. De tal forma que si, al cabo de la secuencia de medidas propia del ensayo de recepción, el numerito a resulta ser igual o mayor que la unidad, tal dicente queda exonerado de toda responsabilidad. Entonces, si, al cabo de algunos años, aun así la cosa va mal, son los sabios, el que dice que sabe del cielo y el que dice que sabe de cálculos, quienes deben apenar con el oprobio y asumir la responsabilidad.

La primera pieza del morral

Se trata de un sistema cuyos detalles de identificación es de rigor que permanezcan confidenciales. Bastará con saber que sus módulos son de silicio cristalino, que éstos están montados sobre seguidores solares en dos ejes, que el terreno ocupado es siete veces mayor de lo que ocupan los módulos, que está constituido por varias plantas de 100 kW, y que está ubicado por encima del paralelo 42.

El primer dicente (la empresa que vendió el sistema) vino a decir que sus equipos merecían una calificación de 9,2 sobre 10. Es decir, que el conjunto de todos sus despistes y simplificaciones no detraería más que un 8 % al resultado ideal.

El segundo dicente (el Centro de Investigación Conjunta que la Unión Europea mantiene en Ispra, y que es el encargado de la base de datos PVGIS) dijo que la irradiancia anual horizontal en el lugar sería de 1422 kWh/m².

El tercer dicente (el IES-UPM, por boca de algunos de los firmantes de este artículo) dijo que la venta de energía a la red sería de 1808 kWh/kWp.

Naturalmente, toda esta ristra de dichos se dijo antes de empezar la construcción del sistema, con la complicación y con la pompa que son de rigor en estos casos. La complicación incluyó: condiciones de compra de módulos en base a “flash report”, curva de eficiencia de inversores; valores medios mensuales de la irradiación global, de la temperatura máxima y de la temperatura mínima diarias; determinación del año típico del lugar; cálculos de sombras y potencias para cada momento de ese año, etc. La pompa: informe emitido por el IES-UPM, de casi 20 páginas, con sello y firmas de responsable y revisor.

El sistema vierte energía a la red desde finales de noviembre de 2006; pero entre vacaciones de Navidad (a las que los profesores de la Universidad profesamos gran afición) y la mucha agua que está cayendo del cielo este año, no hubo el respiro de una semana para medir hasta el pasado mes de marzo. Entonces pudimos instalar un vatímetro para medir la potencia (figura 1) y un par de módulos fotovoltaicos calibrados para medir las condiciones de operación (figura 2)

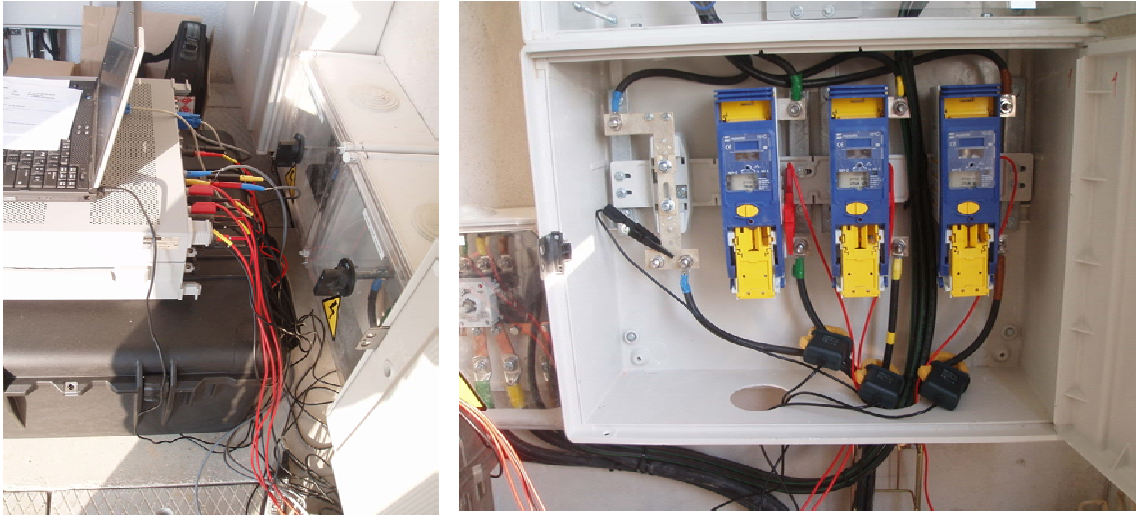


Figura 1. A la izquierda se observa el ordenador con el que se registraron los datos y el vatímetro con el que se midió la potencia inyectada en la red por la planta. A la derecha, las sondas de tensión y las pinzas de corriente, que permiten medir las tres fases de AC a la entrada del contador sin necesidad de alterar ningún circuito.



Figura 2. Detalle de los módulos calibrados utilizados para medir la irradiancia incidente y la temperatura de operación de las células. Su ubicación es coplanar con los generadores.

La figura 3 muestra los resultados del ensayo de recepción, llevado a cabo en una de las plantas de 100 kW. Se obtuvieron experimentalmente 6240 puntos en el espacio (G , T_C , $P_{AC,EXP}$), y se calcularon sus correlativos en el espacio (G , T_C , $P_{AC,SIM}$).

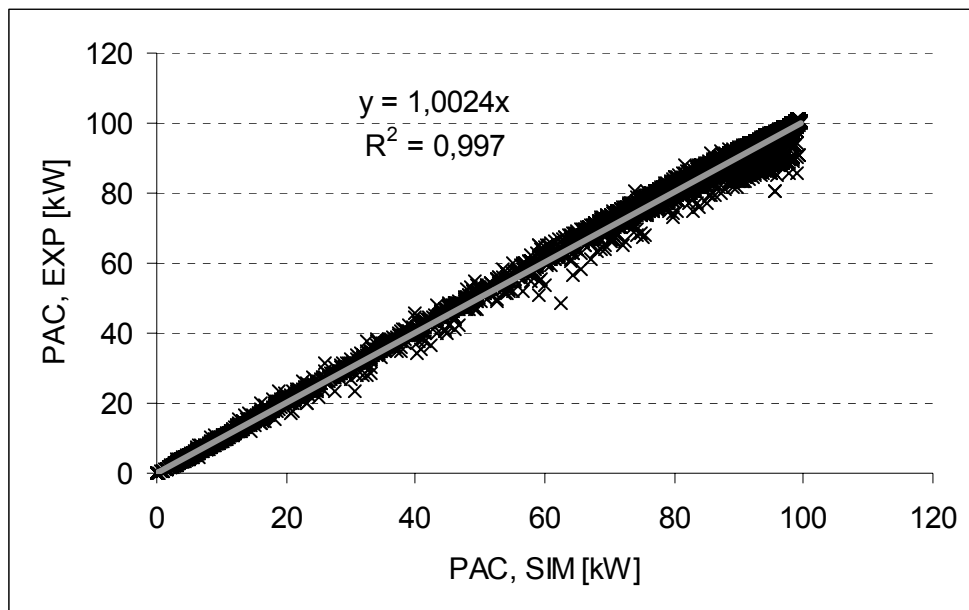


Figura 3. Resultado del ensayo de productividad. El ajuste de la recta a los 6240 puntos experimentales es excelente.

El valor del ajuste ha sido $a = 1,002$, con un coeficiente de determinación, $R^2 = 0,997$. Un valor de a prácticamente igual a la unidad es indicativo de que el comportamiento real del sistema se ajusta a los supuestos establecidos para la predicción de su productividad. Un valor de R^2 también muy próximo a la unidad indica que prácticamente toda (el 99,7 %) la variación del resultado observada a lo largo de todo el ensayo se explica mediante la ecuación: $P_{AC,EXP} = 1,002 P_{AC,SIM}$.

En otras palabras, esto indica que el ajuste entre los supuestos teóricos, en los que se apoyó la predicción inicial de la producción energética, y el comportamiento real de este sistema concreto durante el período de ensayo es, sencillamente, excelente. Lo que se debe, seguramente, a la buena calidad de generadores e inversores, y a una mezcla de intuición y cierta dosis de buena suerte a la hora de establecer aquellos supuestos; en palabras consonantes con el discurso anterior, a que la empresa dijo bien y a que nosotros entendimos lo que dijo. A finales de año podremos decirte, estimado lector, si han sido ciertos el resto de los decires de este cuento.

Erre que erre

Unas líneas más arriba hicimos renuncia expresa a mezclar el *PR* en nuestros asuntos. Por ello, tratar de nuevo de él puede entenderse como síntoma de pesadez extrema, y así lo reconoce el título de este epígrafe. Pero también puede entenderse como homenaje al mucho uso que se hace del *PR* en el mundillo fotovoltaico. Ésta fue, precisamente, nuestra intención cuando decidimos analizar su evolución a lo largo del ensayo anterior.

La tabla 1 presenta los valores correspondientes a cada uno de los días a los que se ha extendido el ensayo de productividad descrito en el apartado precedente, junto con el valor del coeficiente de ajuste a . El valor máximo ($PR = 0,88$) corresponde a días muy

claros y fríos, como ponen de manifiesto los valores de la irradiación incidente y de la temperatura de la célula al mediodía. Por ejemplo, los correspondientes al día 7 son, respectivamente, $G_d(I) = 10,2 \text{ kWh/m}^2$ y $T_C = 31 \text{ }^\circ\text{C}$. El valor mínimo ($PR = 0,80$) corresponde a días más cálidos. Por ejemplo, para el día 10, se tiene $G_d(I) = 9,86 \text{ kWh/m}^2$ y $T_C = 52 \text{ }^\circ\text{C}$.

Es interesante ver que el coeficiente a es mucho más constante que el PR . Mientras que éste muestra variaciones de hasta el 9%, la variación de aquél no supera el 2%. Aun sin entrar en mayores honduras, que complicarían todavía más la comprensión de este retraso, no dejaremos de señalar que esto constituye un importante argumento en favor de que el binomio predicción energética - ensayos de recepción atienda a a y no al PR .

Día	PR	a
1	0,846	0,999
2	0,854	1,009
3	0,856	0,999
4	0,874	0,996
5	0,872	1,008
6	0,873	1,007
7	0,884	1,017
8	0,861	1,005
9	0,852	1,000
10	0,806	1,004
11	0,826	1,010

Tabla 1. Valores de PR y de a observados a lo largo del ensayo de productividad.

Cabe suponer que en un hipotético experimento que se extendiese a lo largo de todo un año (por su propia naturaleza, los ensayos de recepción son de duración mucho más limitada), la evolución de las condiciones de operación haría que la variación del PR fuese aun mayor que el 8% reflejado en la tabla 1, mientras que la del coeficiente a tendería a mantenerse en el margen del 2%.

Discusión

Las predicciones más relevantes sobre la producción energética de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se extienden a períodos de un año. Sin embargo, los ensayos destinados a comprobar el cumplimiento de esas predicciones tienen, por fuerza, su duración limitada a una o dos semanas. De ahí la necesidad de encontrar y atender a algún parámetro o fenómeno que, por un lado, esté directamente relacionado con la producción de energía y, por otro, que se mantenga razonablemente constante a lo largo del año.

El denominado Rendimiento Global, o PR , viene utilizándose desde hace años, en particular en el ambiente europeo, como indicativo de la calidad técnica de los sistemas fotovoltaicos en general; y de ahí la tendencia a utilizarlo también como vara de medir en el binomio predicción - ensayo propio de los controles de calidad de los sistemas foto-

voltaicos conectados a la red. Sin embargo, hay razones teóricas y evidencias experimentales que ponen de manifiesto que este parámetro varía a lo largo del año tanto como el 10 %. Esto impide que cualquier valor medido a lo largo de una semana pueda considerarse como representativo de lo que ocurre a lo largo del año y, en consecuencia, desaconseja el recurso al *PR* en los procedimientos de aseguramiento de la calidad.

Este artículo aboga por el recurso a la “respuesta en potencia”, entendida como la relación entre la potencia de salida de un sistema fotovoltaico –medida a la entrada del contador de venta a la red– y las condiciones de operación: irradiancia y temperatura. El IES-UPM viene trabajando en esta alternativa, logrando excelentes resultados experimentales.