

RETRATOS DE LA CONEXIÓN FOTOVOLTAICA A LA RED (XII)

¿Qué indican realmente los “flash-list”?

E. Lorenzo, R. Moretón, F. Martínez
Instituto de Energía Solar
Universidad Politécnica de Madrid
R. Zilles
Instituto de Electricidad y Electrotecnia
Universidad de Sao Paulo

*“Es el mejor de los buenos
quien sabe que en esta vida
todo es cuestión de medida:
un poco más, algo menos...”*

Antonio Machado, *Campos de Castilla*
 (“Proverbios y cantares, VIII”)

Proemio

El próximo tránsito desde el actual régimen económico establecido por los Reales Decretos 436/2004 y 601/2007 hasta el que traiga su sucesor es ocasión propicia para reflexionar sobre algunos aspectos técnicos de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Por un lado, la verdaderamente impresionante cifra de potencia instalada en el período que ya va quedando atrás, quizá superior a 1 GW, que representa tres veces más de lo que imaginaron los padres intelectuales del RD 436/2004, y por otro, el hecho de que los rendimientos económicos estén siendo buenos en general, parecen sugerir que la realidad de las huertas solares está siendo brillante y que, en consecuencia, queda poco lugar para el examen de conciencia y el propósito de la enmienda. Sin embargo, no es menos cierto que no es oro todo lo que reluce, y que tal realidad incluye algunos aspectos cuanto menos cuestionables.

Uno de ellos atañe a la potencia en Condiciones Estándar de Medida, CEM, de módulos y generadores fotovoltaicos. Las medidas independientes muestran que el feo vicio de mentar más potencia de la que hay en realidad aun campa por los actuales escenarios fotovoltaicos. Como botón de muestra, la figura 1 muestra la distribución de la diferencia entre el valor nominal y el valor real de la potencia CEM de los 50 MW de generadores fotovoltaicos medidos hasta la fecha por el IES-UPM en huertas solares españolas. Aquí se entiende por valor nominal el producto del número de módulos por la potencia que indica el correspondiente catálogo, mientras que valor real es el medido a la entrada del inversor. Importa observar que, en promedio, el valor real es un 5,4 % inferior al valor nominal. Y, quizá más preocupante, en el 11 % de los casos el valor real es más de un 10 % inferior al nominal.

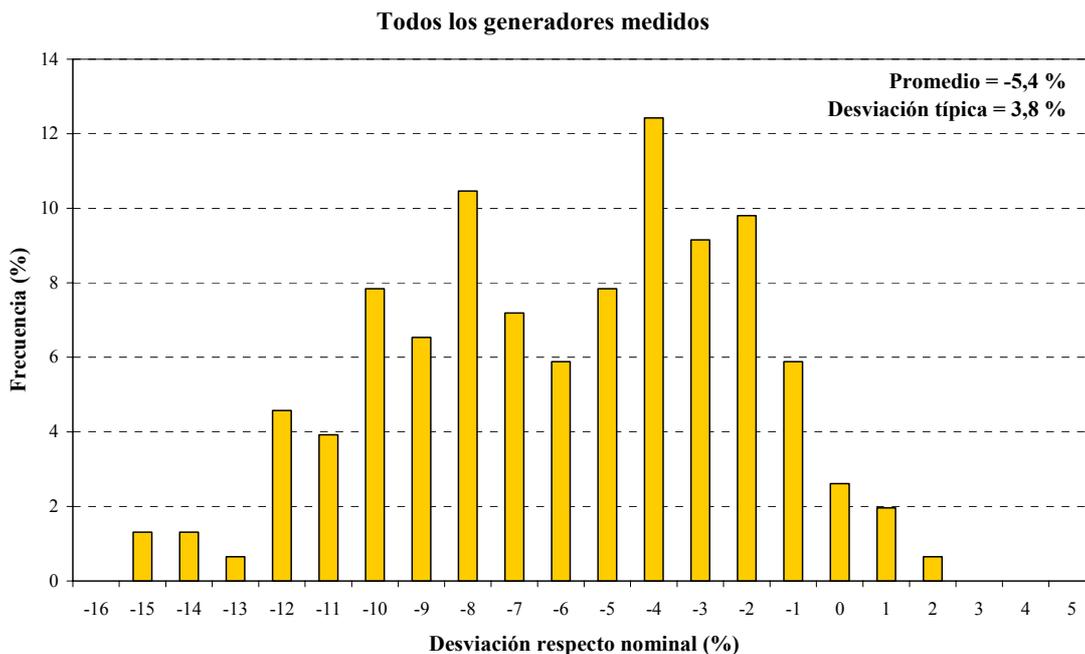


Figura 1. Diferencia entre el valor nominal y el real de los 50 MW de generadores fotovoltaicos medidos por el IES-UPM en huertas solares españolas.

Y no debe ser porque tengamos el gafe, ya que los hallazgos de otras instituciones son coherentes con este resultado: por ejemplo, sobre la mesa del IES-UPM están también los resultados medidos por otra institución independiente en otros 35 MW, con resultados muy parecidos. Saliendo fuera de nuestras fronteras, en el informe anual¹ del alemán Fraunhofer – FISE Institute for Solar Energy Systems ISE se lee: “La medida de un conjunto de 100 módulos fotovoltaicos demuestra que el control de calidad es importante. Muchos módulos no alcanzaron la potencia nominal e incluso caen fuera del rango de tolerancia de -5% . En promedio, la potencia de los módulos fue un $3,4\%$ inferior al valor nominal”. Teniendo en cuenta que estos resultados se refieren a módulos y los nuestros a generadores, la diferencia de 2% ($5,4 - 3,4$) es achacable a las pérdidas por dispersión y cableado, por lo que ambos son congruentes. Así pues, y no sin algún pesar, parece que es obligado traer a colación, de vez en cuando, el asunto de la potencia real de los módulos fotovoltaicos. Y con ello queda explicada la motivación de este retrato.

La práctica más extendida para controlar la potencia suministrada por los fabricantes consiste en exigir que cada módulo se acompañe de los valores característicos que resultan de la medida en el flash del fabricante. Después, se imponen condiciones para aquilatar la compra, normalmente una para la potencia de cada módulo individual y otra para la potencia total del suministro. En bastantes casos y con el ánimo de comprobar la veracidad de la información proporcionada por el fabricante (el tan mentado “flash-report”), algunos módulos seleccionados al azar se hacen medir en laboratorios independientes. También en bastantes casos y con el ánimo de maximizar la potencia de los generadores, los módulos se clasifican con anterioridad a su instalación en función de su potencia o de su corriente. Más inusualmente, se aborda la medida de la potencia de los generadores resultantes, a pesar de que es precisamente este valor el factor que más influye en la producción energética anual de los sistemas y, con ello, en su

rentabilidad económica. Y algunas de las veces que se aborda esta medida se hace sin el debido rigor.

Esto del rigor importa en particular cuando sobre el tapete circulan, además de números, dineros. Entonces hay que evitar los procedimientos que se prestan a confusión. Y es confusa cualquier medida cuyos resultados pueden ser distintos de un día a otro o según el cristal con que se mire. En términos fotovoltaicos, se puede calificar de confusa aquella medida cuyos resultados varíen en función de las condiciones de operación o de las aproximaciones que quepa hacer a la hora de su interpretación. Dicho sin ambages, es lo que ocurre cuando se sigue el procedimiento que describe el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red publicado por el IDAE en 2002². Este procedimiento fue elaborado para regular las subvenciones a la instalación inicial que el IDAE concedía por aquel tiempo. Cumplió bien con su papel de entonces (asegurar que los sistemas superaban unos mínimos de dignidad) y hay que felicitarlo por ello, pero en el contexto actual (sin subvenciones y con centrales fotovoltaicas cada vez más grandes y que aspiran a ocupar un puesto relevante en la mesa de la generación eléctrica) tal procedimiento propende a confundir lo que es verdaderamente medida con lo que no es más que simple estimación, y conlleva una incertidumbre tal que permite meter en el mismo saco a los generadores muy buenos, a los simplemente buenos y a los que no pasan de regulares. Este retrato comenzó con una referencia a Machado, con la intención de animar a muchos a medir. Ahora cabe otra, sobre la necesidad de medir con rigor:

*¿Dijiste media verdad?
dirán que mientes dos veces
si dices la otra mitad.*
Nuevas canciones
(“Proverbios y cantares”, XLIX)

En el trasfondo de este escenario (utilización de valores del fabricante, recurso a laboratorios independientes, remedos por medidas reales...) es fácil encontrar la idea, muy extendida, de que medir la potencia CEM de módulos y generadores fotovoltaicos es un asunto algo esotérico y, como tal, reservado a unos cuantos elegidos, tocados por especial sabiduría y dotados de sofisticados medios instrumentales. Y no es cierto. La verdad es que las buenas medidas están al alcance de quien tenga voluntad y esté dispuesto a someterse a otro dictado de Machado:

*Despacito y buena letra
el hacer las cosas bien
importa más que el hacerlas*
Nuevas canciones
(“Proverbios y cantares”, XXIV)

Mis alumnos se sorprenden a menudo cuando aprenden lo que los humanos eran capaces de hacer antes del advenimiento de Bill Gates. “¡Sin ordenadores, ni nada!”, exclaman algunos. Entonces, remato la faena con eso de que “querer es poder”, apostillando con alguna frase, intencionadamente ampulosa, del tipo “los hechos son hijos de la voluntad más que de la sofisticación instrumental”. Y tan rimbombante prolegómeno viene a cuento porque también he visto la sorpresa en los ojos de muchos profesionales fotovoltaicos al escuchar mis proclamas de que las buenas medidas de potencia CEM están a su alcance, y mis ánimos a que pongan manos a la obra.

El último objetivo de este retrato es insistir en tales ánimos, presentando un ejemplo real, llevado a cabo en el contexto del control de calidad de una central fotovoltaica de 11 MW. El objetivo fue medir un gran número de módulos para que el control resultara representativo, y hacerlo de tal modo que ello no supusiera retraso alguno para el proceso de instalación de la central (las cuestiones administrativas ya retrasan bastante). El resultado fue que no sólo se midió y se controló, sino que además se aprendió e incluso se descubrió alguna cosa interesante. Antes de contar los pormenores, despediremos a Machado, apuntando otro de sus certeros poemas:

*Nuestras horas son minutos
cuando esperamos saber,
y siglos cuando sabemos
lo que se puede aprender*

Campos de Castilla
(“Proverbios y cantares”, IV)

Midiendo tuberías

Imagine el lector que la vida lo coloca en la tesitura de tener que medir, con la mayor precisión posible, la longitud de las tuberías suministradas a un cierto proyecto por un determinado fabricante. Probablemente, lo primero que le vendría a la cabeza sería comprar una “cinta métrica” con la que ir recorriendo las tuberías hasta determinar su longitud total. La prueba del algodón de un procedimiento de medida es que su resultado supere el trance de que el medidor y el medido discrepen sobre si tal resultado indica que se cumple o no con las condiciones estipuladas en el contrato de compra-venta. En este caso, las discrepancias podrían surgir de que, en rigor, las longitudes de las tuberías y de la cinta métrica varían con la temperatura en una proporción que se conoce con el nombre de “coeficiente de dilatación”, α , (definido como el alargamiento que experimenta una barra de longitud unidad al aumentar su temperatura un grado).

Sobre el papel, el asunto de la medida se resuelve estableciendo, primero, una temperatura de referencia para caracterizar la longitud (por ejemplo, 25° C) y, segundo, un procedimiento de medida que permita considerar el efecto de la diferencia entre la temperatura en el momento de medir y esa referencia. Para ello hay, al menos, tres alternativas distintas:

- a) Forzar a que la temperatura a la que se mide coincida con la de referencia. En términos prácticos, esto obliga a disponer de una habitación climatizada, precisamente a 25° C, en la que quepan las tuberías a medir.
- b) Medir a una temperatura ambiente cualquiera, conociendo previamente los coeficientes de dilatación de tuberías y cinta métrica, midiendo la temperatura a la que se efectúa la medida y aplicando, después, un coeficiente de corrección. En términos prácticos, esto obliga a disponer de un termómetro bien calibrado y a aplicar la fórmula:

$$L_T(25^\circ \text{C}) = L_T(T_M) \frac{[1 - \alpha_{CM}(T_M - 25)]}{[1 - \alpha_T(T_M - 25)]}$$

donde T_M es la temperatura a la que se realiza la medida, expresada en grados centígrados, y los subíndices “T” y “CM” indican tubería y cinta métrica, respectivamente.

- c) Utilizar una cinta métrica cuyo coeficiente de dilatación coincida con el de la tubería. Entonces, el resultado es siempre el mismo y no hace falta ni habitación climatizada, ni termómetro, ni conocimiento de los coeficientes de dilatación ni corrección posterior.

No hay que ir muy allá para entender que este último procedimiento es, de lejos, el que, por requerir la menor sofisticación, resulta de más sencilla aplicación y, por lo mismo, también el que resulta más al alcance de quien no cuente con otras armas que la de su voluntad de medir.

Midiendo módulos fotovoltaicos

Traduciendo el ejemplo de las tuberías al lenguaje fotovoltaico, el lector habrá vislumbrado que la intencionalidad de dicho ejemplo obedece a las analogías que presenta con el asunto de la medida de la potencia CEM de módulos fotovoltaicos, para el que también cabe plantear, al menos, tres alternativas:

- a) Forzar la ocurrencia de las CEM en una habitación donde quepan los módulos. Es decir, utilizar un “simulador solar”.
- b) Medir en condiciones ambientales cualesquiera, determinando con mucho cuidado los valores de la irradiancia incidente (incluyendo su distribución espectral y ángulo de incidencia) y la temperatura de operación de las células, y corregir el resultado con las fórmulas que, por ejemplo, establece la norma IEC 60891.
- c) Medir en condiciones ambientales cualesquiera, utilizando para su determinación algún dispositivo calibrado que responda de la misma forma que el módulo a las variaciones de las condiciones de operación.

La primera es la única alternativa posible para quien no pueda depender de los caprichos de la meteorología: fabricantes de módulos, laboratorios ubicados en zonas poco soleadas, apresurados, etc. La segunda es la alternativa más atractiva para los interesados en los entresijos más íntimos de la física de los semiconductores y del fenómeno fotovoltaico y que, además, dispongan de medios instrumentales capaces de medir con precisión las condiciones de operación. La tercera es la alternativa de más sencilla aplicación y la que resulta más al alcance de quienes cuentan básicamente con su propia voluntad. Es inmediato entender que un dispositivo con la misma respuesta que un módulo es otro módulo del mismo tipo.

Cintas métricas y módulos calibrados

La medida de módulos fotovoltaicos debe superar una dificultad que no contempla la analogía de las tuberías: la inexistencia de un patrón equivalente a la famosa “barra de

platino iridiado que se conserva en Sevres (París) y en la que están grabados dos trazos cuya distancia, a 0° C, define el metro”, que todos aprendemos cuando niños.

Una discusión en profundidad sobre el asunto de los patrones fotovoltaicos alargaría en exceso este retrato y quizá destruiría definitivamente cualquier atisbo de confianza que el lector pudiera tener en quien lo escribe. Bastará con decir, abusando de la analogía, que la inexistencia de tal patrón crea una situación equivalente a que la longitud del metro dependiese del establecimiento en el que adquiriésemos la cinta métrica. En términos fotovoltaicos, los valores de calibración de un mismo dispositivo en laboratorios diferentes pueden ser también diferentes³. Ante esta situación, el mejor modo de evitar conflictos entre medidor y medido es ponerse previamente de acuerdo sobre ese establecimiento en el que se compra la cinta métrica, es decir, sobre el laboratorio de calibración del módulo de referencia.

En el IES-UPM contamos con la capacidad de calibrar módulos fotovoltaicos. No obstante, cuando nos toca representar el papel de medidor solemos proponer al medido la designación del CIEMAT para calibrar los módulos de referencia que harán el papel de la cinta métrica en el proceso de medición. Evitamos así posibles suspicacias respecto a si pudiera haber marcas en nuestras cartas como medidores. Además, aprovechamos la ocasión para visitar a nuestros colegas del CIEMAT quienes, aparte de buenos amigos, fabrican cintas métricas “top-class”, es decir, calibran módulos fotovoltaicos tan bien como el mejor.

Hace algunos meses, se presentó en el IES-UPM un cliente deseoso de que midiéramos la potencia real de los generadores fotovoltaicos que había adquirido. Para fabricar la cinta métrica correspondiente, nosotros mismos procedimos a calibrar cuatro módulos del mismo lote del suministro. La diferencia entre nuestro resultado y lo que decía el “flash-list” fue, en promedio, del 6 %. Como era de esperar, el medido (el fabricante de los módulos) puso en duda la bondad de nuestras medidas, y los módulos fueron enviados al CIEMAT, cuyos resultados fueron muy parecidos a los nuestros. Entonces, el fabricante (de quien podemos precisar que no es chino, sino europeo) puso en duda la bondad de las medidas hechas en institutos españoles en general, y uno de los módulos fue enviado al TÜV. Y resultó que, a pesar de que el medido afirmaba que su flash estaba calibrado precisamente con patrones de ese instituto alemán, la potencia que dio el TÜV fue aún inferior a la nuestra. La tabla 1 recoge los resultados de este ejercicio de comparación, llevado a cabo a instancias del medido, quien aun hoy debe estar lamentándose, porque en el lance perdió no sólo potencia y dinero (6 % de diferencia, a 3 €/Wp, equivale a 150 000 € por MW que, dicho sea de paso, es muchísimo más de lo que cobramos los medidores), sino también credibilidad. Y ésta, como ocurre con la confianza en las personas, una vez perdida es muy difícil de recuperar. También pasa con el amor. Salinas lo dijo en un poema:

*A veces un no niega
más de lo que quería, se hace múltiple.
Se dice: “no, no iré”
y se destejen infinitas tramas
tejidas por los síes lentamente,
 (“Razón de amor”, 11)*

Módulo	Potencia CEM, en W, según:			
	“Flash-list”	IES-UPM	CIEMAT	TÜV
M1	212,44	197,8	200,9	
M2	206,21	195,6	197,4	
M3	207,97	197,2	201,1	
M4	206,07	192,1	196,2	186,2

Tabla 1. Resultados de un ejercicio de comparación entre valores de potencia CEM de módulos fotovoltaicos, según el “flash-list” de un fabricante y según tres institutos independientes.

Este retrato pretende contribuir a mejorar el estado del arte en general, por lo que se ajusta al sabio criterio de “se dice el pecado pero no el pecador”. Para dificultar la identificación de este último, los valores que figuran en la tabla son el resultado de multiplicar los valores reales por un factor igual para todos, que naturalmente mantendremos en secreto. Así, de paso, le damos al retrato una pincelada de emoción. Por otro lado, hay que apresurarse a decir que en el haber de nuestra experiencia figuran otros muchos casos en los que, afortunadamente, las medidas independientes confirmaron los valores indicados por el fabricante.

Midiendo módulos a sol real... y muy rápido

Combinando las ideas expuestas más arriba, es fácil entender que se puede medir la potencia CEM de módulos a sol real, comparando su respuesta con la de otro módulo igual y previamente calibrado.

El IES-UPM tuvo su primera oportunidad de llevar a la práctica esta idea cuando, hace ya 15 años (en 1993), recibió el encargo de controlar la potencia del suministro de módulos a la central fotovoltaica Toledo-PV, que fue el primer MW fotovoltaico europeo. Y funcionó muy bien^{4,5}, sin más que imponer algunas pocas condiciones a las medidas: que la irradiancia incidente fuese superior a 600 W/m^2 , que la proporción de radiación difusa fuese inferior al 20 % y que el ángulo de incidencia de la radiación directa fuese inferior a 40° . Medimos entonces 176 módulos, de un total de 7895; hubo discrepancias con algún suministrador; nuestros resultados superaron la consecuente revisión y nuestro ritmo de medida fue más que suficiente como para no introducir retrasos en los ritmos de suministro e instalación. Todo ello a pesar de que las medidas se efectuaban directamente en nuestras instalaciones de la Ciudad Universitaria de Madrid, obligando a que los módulos medidos diesen un paseo adicional al que exigía su instalación en la central, y de que no faltaron algunos días de mal tiempo.

Los ritmos de instalación han crecido mucho desde entonces y es imaginable que sigan haciéndolo en el futuro. Algunos proyectos en España se han acercado ya a 0,5 MW al día, y no tendría nada de raro que esa cifra se multiplicase por 2 en los próximos 3 años. En estas condiciones, parece atractivo disponer de algún procedimiento de medida de módulos “in-situ” y muy rápido, para que su aplicación no represente retrasos en la instalación. Este fue precisamente el acicate que nos llevó a desempolvar el procedimiento que habíamos utilizado en Toledo-PV, modificándolo para adaptarlo a la nueva situación.

La ocasión concreta se presentó cuando, a finales del año pasado, recibimos el encargo de controlar la potencia del suministro de módulos a una central de 11 MW. Entonces, nos aventuramos a medir módulos ya instalados en su ubicación definitiva, aprovechando el lapso de tiempo entre el momento de su instalación y el del cableado del generador. Para facilitar las cosas, utilizamos una carga electrónica con terminales compatibles con los de los módulos y con memoria capaz de almacenar cerca de un centenar de curvas corriente-tensión. Además, preparamos una estructura móvil capaz de soportar a dos módulos patrones y de tal forma que resulten coplanares con los módulos a medir, es decir, con la superficie del generador (Figura 2). Para cada tanda de medidas seleccionamos un conjunto de módulos a los que resultara cómodo acceder físicamente. En este caso, todos los ubicados en la parte superior de la estructura, lo que hace que los terminales queden a la altura de los codos de quien mide, facilitando así la tarea de ir cambiando la carga de un módulo a otro.



Figura 2. Módulos de referencia para la medida de la potencia CEM de los módulos individuales de un generador, en una central de 11 MW. La estructura de soporte, aunque provisional, asegura la necesaria coplanariedad. Para favorecer la rapidez, se miden los módulos ubicados en la fila superior.

La medida de un módulo “i” consiste en registrar simultáneamente su potencia máxima, P_i , tal como se obtiene directamente de la curva $I = I(V)$, junto con los valores de la I_{SC} de uno de los módulos patrones y la V_{OC} del otro, que sirven como indicadores de la irradiancia incidente, G_i , y de la temperatura de célula, T_{Ci} . Al comienzo de cada tanda se mide el módulo patrón (que posteriormente se utilizará como indicador de temperatura de célula). Llamaremos P_p , G_p y T_{CP} a los valores correspondientes. La potencia CEM de cada módulo, P_i^* , viene dada por la expresión:

$$P_i^* = P_i \left[\frac{G_p}{G_i} \right] \left[\frac{1 - \beta \Delta T_p}{1 - \beta \Delta T_i} \right] \left[\frac{P_p^*}{P_p} \right]$$

donde P_p^* es el valor de la potencia CEM del módulo patrón (es decir, el valor que figura en su certificado de calibración), β es el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura (figura en el catálogo de los fabricantes), ΔT_p es la diferencia entre la temperatura de operación del módulo patrón y la de referencia para CEM (25°) e ΔT_i es lo mismo para el módulo medido. Es fácil⁶ ver que los tres factores entrecorchetados son, respectivamente, las correcciones por irradiancia, temperatura y respuesta espectral.

Después de un par de días de entrenamiento, dos personas (una a la carga y otra a los módulos patrones) llegaron a medir hasta 280 módulos por día, aun limitando el tiempo de medidas al intervalo de 4 horas centrado al mediodía. Así pudimos medir 2800 módulos (el 2% del total, que era el objetivo establecido contractualmente con el cliente) con total holgura y sin afectar en absoluto al proceso de instalación de la central. Por lo que sabemos, es el mayor número de módulos jamás medido en el contexto de un control de calidad.

Medidas en flash versus medidas a sol real

El funcionamiento interno de las células solares cuando se iluminan con un pulso de luz difiere del que exhiben cuando se iluminan de forma continuada. En particular, los mecanismos que regulan la recombinación interna de los portadores de corriente pueden llegar a ser muy diferentes si la duración del pulso es muy inferior al denominado tiempo de vida de esos portadores. Ésta es una razón por la que, aun suponiendo instrumentos perfectamente calibrados, el valor de la potencia CEM de un módulo obtenida en un simulador solar, P_{FL} , puede diferir del que se obtiene a sol real, P_{SR} . Otras razones son la diferencia espectral, la inestabilidad del pulso de luz y la desuniformidad de la zona iluminada. Quien quiera profundizar más en el estudio de los simuladores solares puede consultar la norma IEC 60904-9 y la referencia (7)⁷.

Que un módulo en la realidad se comporta como indica su medida a sol real es una verdad de Perogrullo, de la que se infiere que esa diferencia puede interpretarse cabalmente como un indicador de la falta de representatividad de la medida de flash. La figura 3 presenta la distribución de la diferencia observada en los 2800 módulos medidos en la experiencia que nos ocupa, en términos porcentuales y utilizando como referencia la medida a sol real, $\Delta_p = 100 (P_{FL} - P_{SR}) / P_{SR}$. Es interesante observar que su distribución se ajusta a una gaussiana con un valor medio $E = 0,4 \%$ y una desviación típica $\sigma_E = 2,18 \%$. Particularmente destacable es lo siguiente:

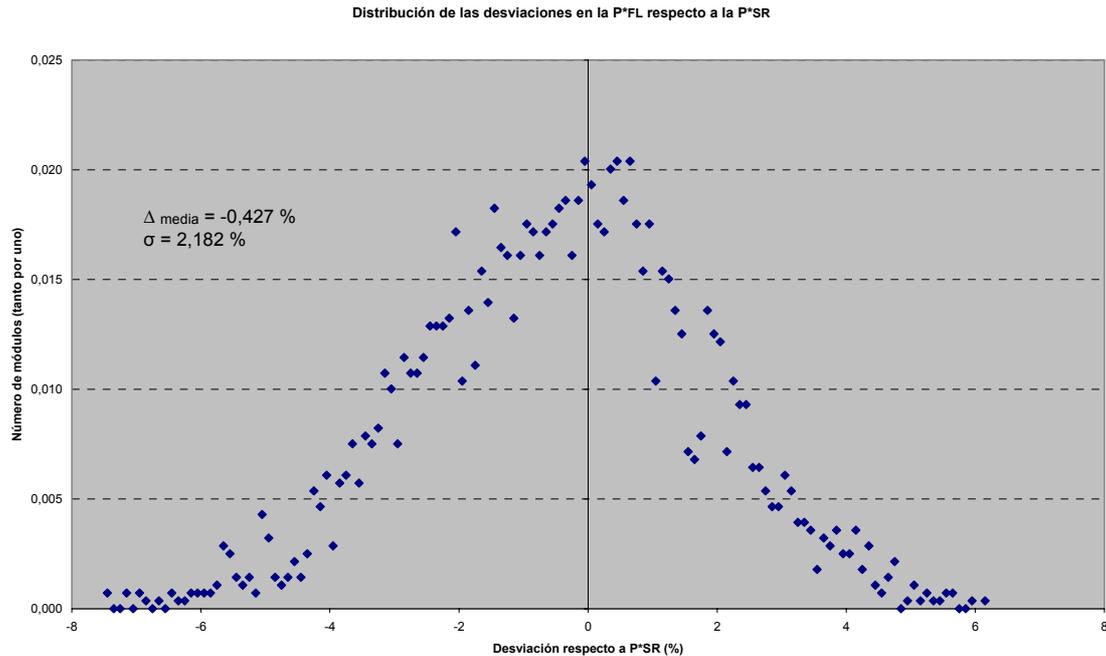


Figura 3. Distribución de las desviaciones de potencia CEM (“flash-list” menos medida a sol real), expresadas en %, observadas en 2800 módulos. Es importante prestar atención no sólo al valor medio ($-0,4\%$) sino también a la desviación típica ($2,18\%$)

- El valor medio indica la diferencia entre las calibraciones de ambos procedimientos. En otras palabras, la diferencia entre la calibración del simulador solar del fabricante y la del módulo de referencia utilizado en las medidas a sol real (origen de la calibración: CIEMAT). La diferencia en este caso ($0,4\%$) es verdaderamente muy pequeña, como bien se entiende sin más que considerar que las diferencias de calibración entre laboratorios independientes y que gozan de amplio reconocimiento internacional pueden llegar a ser tan altas como el 2% , como ya se comentó antes.
- El error asociado a la medida de un módulo individual es de $\pm 4,36\%$ (en rigor, la anchura del intervalo correspondiente a una probabilidad de acierto del 95% es $\pm 2\sigma_E$). Hay que insistir en que este margen de error es intrínseco al hecho de medir con flash y, como tal, adicional a cualquier posible error de calibración.
- Como quiera que ese error es significativamente mayor que la anchura de los intervalos entre los que pretenden discriminar los llamados procedimientos de clasificación, resulta que las clasificaciones realizadas en base a los datos de “flash-list” resultan totalmente irrelevantes. Abusando un poco del lenguaje, tales clasificaciones podrían clasificarse como arte de perder el tiempo⁸. En efecto, los módulos se libran actualmente al mercado con una tolerancia de $\pm 3\%$, por lo que una clasificación en tres clases, que es lo más extendido, debe discriminar entre tres intervalos de $\pm 1\%$, $[-3, -1)$, $[-1, +1)$ y $[+1, +3]$, lo que obviamente no se puede hacer cuando el error de medida de cada módulo es mayor. Otra forma de ver lo mismo es atender a la evidencia de que para que la clasificación con los valores de flash pudiese tener algún efecto beneficioso, en

términos de mejora de la eficiencia de los generadores contruidos con los módulos, debería cumplirse que el orden resultante (por ejemplo, de mayor a menor potencia) fuese sensiblemente parecido al resultante de clasificar con los valores obtenidos a sol real. La figura 4 muestra que la realidad está muy lejos de ser así. Cada uno de sus puntos esta asociado a un módulo concreto y representa el orden que ese módulo ocupa en la clasificación con valores de flash (coordenada X) y con valores de sol real (coordenada Y). Si ambos órdenes coincidiesen todos los puntos estarían situados sobre la línea $Y = X$. Un simple vistazo a la figura muestra que no es precisamente el caso. Siguiendo otra vía de razonamiento, investigadores del TÜV⁹ también han puesto de manifiesto la inutilidad de las clasificaciones de módulos en el contexto actual.

- El número de módulos que es necesario medir a sol real para comprobar el estado de calibración del flash del fabricante con una precisión mejor que el 1 % es, como mínimo, de 19 ($\sigma_{E,19} = \sigma_{E,1}/\sqrt{19}$; aquí $\sigma_{E,19} = 0,5\%$, de donde $2\sigma_{E,19} = 1\%$). En cierto sentido, esta cifra podría entenderse como el mínimo número de módulos a medir para controlar un conjunto que procediese de la misma tanda de fabricación.
- La dispersión entre las características reales de los módulos es significativamente mayor que la pretendida tolerancia con la que se libran al mercado. Suponiendo distribuciones normales, en nuestro caso tal dispersión vendría caracterizada por una desviación típica de 2,6 %, ya que $(1,5^2 + 2,18^2)^{1/2} = 2,6$. Sin embargo, atendiendo a las distribuciones reales (figura 5), se observa que la dispersión es incluso ligeramente mayor: 3,05 %. La mala noticia que representa esta mayor dispersión viene de que las pérdidas a la hora de asociar los módulos para constituir generadores crecen conforme lo hace la dispersión. La buena es que ayuda a explicar el porqué de las diferencias entre la potencia de los distintos generadores que constituyen una misma central y que son pretendidamente iguales.

Orden Pfs vs orden Psr

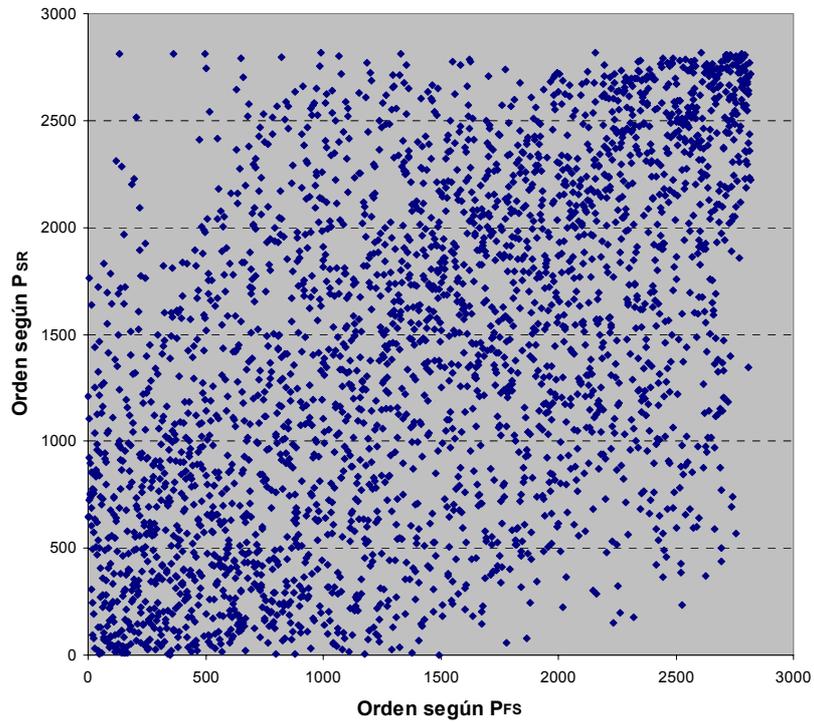
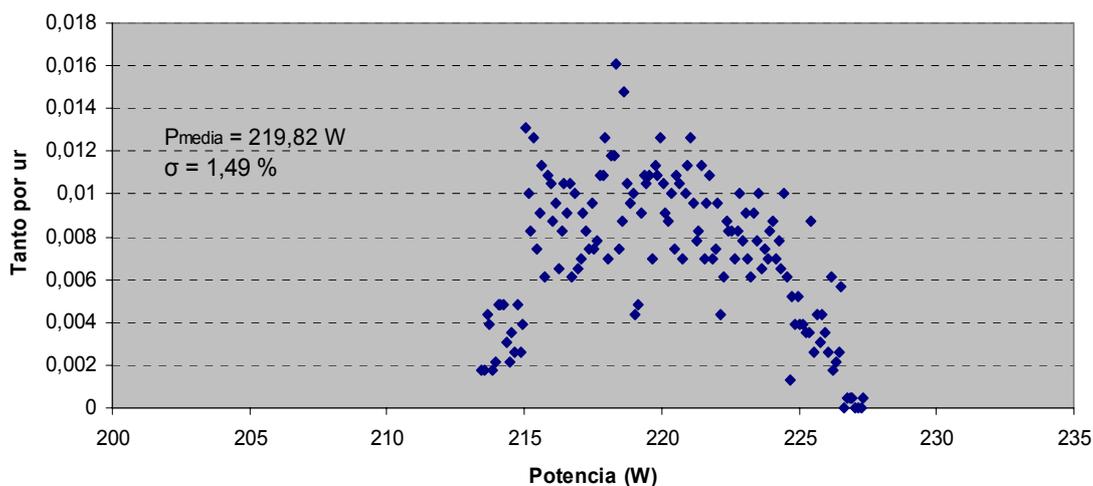


Figura 4. Correspondencia entre la clasificación de módulos sobre la base del “flash-list” y sobre la base de medidas a sol real. Los ejes X e Y indican, respectivamente, el orden de un mismo módulo en ambas clasificaciones. Se observa que la mayoría de los puntos caen fuera de la diagonal, lo que es claro indicativo de la inutilidad de las clasificaciones de módulos, que se practican con frecuencia en el contexto actual.

Distribución de potencias según flash-list



Distribución de potencias según medidas a sol real

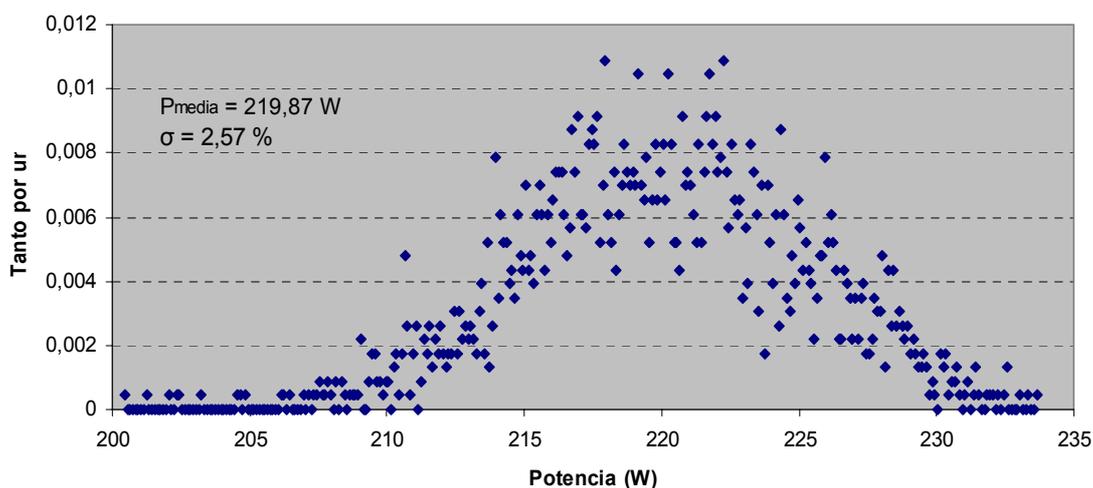


Figura 5. Distribución de la potencia CEM de 2800 módulos según el “flash-list” y según las medidas a sol real. Nótese que la dispersión es mayor en este último caso.

En busca del tiempo perdido

El título de esta apartado está copiado de la famosa obra de Marcel Proust, considerada como una aportación capital a la literatura universal por haber llevado al extremo la técnica de recordar con nostalgia el pasado evocado por sensaciones causadas por el presente. Aun sin llegar tan lejos, aquí cabe hacer un ejercicio de corte similar:

Hace 15 años, cuando nos ocupábamos en Toledo-PV, perseguíamos sólo controlar el valor medio de la potencia suministrada o, lo que es lo mismo, la calibración del flash de los suministradores de módulos. Mientras tanto, fuimos totalmente inconscientes de la importancia de la dispersión. Así, haciendo bueno el dicho de que “nada hay más

atrevido que la ignorancia” fuimos incluso activistas en pro de clasificar los módulos en tres categorías, en base a las medidas de flash.

Afortunadamente, además de años, la vida regala preguntas y paciencia (algunos achacan la perspicacia a esta combinación). También afortunadamente, nuestras estanterías aún guardan los registros de las medias de aquel entonces; así que ha sido relativamente fácil repetir ahora para Toledo-PV lo hecho para los 11 MW. El resultado es que la desviación típica de las diferencias entre las potencias CEM de flash y de sol real vale 1,97; 2,28 y 2,2 % para los tres tipos de módulos que hubo en Toledo-PV. Como se ve, este resultado es totalmente coherente con los hallazgos de ahora. Conclusión: ¡Si hemos permanecido en la inopia durante tantos años ha sido por falta de preguntas y no por falta de medios para contestarlas! Y parece que esto es siempre así. Santiago Ramón y Cajal describió bien la tendencia a no prestar atención a las cosas de apariencia pequeña (en su caso algunos microbios). Lo hizo así:

“...no hay cuestiones pequeñas; las que lo parecen son cuestiones grandes no comprendidas. En vez de menudencias indignas de ser consideradas por el pensador, lo que hay es hombres cuya pequeñez intelectual no alcanza a penetrar la trascendencia de lo minúsculo. Constituye la Naturaleza mecanismo armónico, donde las piezas, aun las que parecen desempeñar oficio accesorio, conspiran al conjunto funcional...”

(“Los tónicos de la voluntad”)

Atahualpa Yupanqui también se aproximó a este asunto de lo que dejamos de lado. Lo hizo con una canción:

*“¿A que le llamen distancia?
eso me habrán de explicar
sólo están lejos las cosas
que no queremos mirar.”*

Que los papeles de Toledo-PV hayan permanecido tantos años sin uso en nuestros anaqueles es buena prueba de que ambos tenían razón.

Conclusiones

- Las características de los módulos fotovoltaicos obtenidas en los simuladores tipo flash distan mucho de ser totalmente representativas de su funcionamiento a sol real.
- La clasificación de módulos en diferentes categorías, basada en medidas en flash, no rinde ningún beneficio en términos de eficiencia de los generadores formados con ellos.
- Las pérdidas por dispersión de características deben ser mayores que las que sugiere la tolerancia con la que se libran los módulos al mercado.
- Es factible medir módulos a sol real, con propósitos de control de calidad, en cantidad suficiente para acompañar ritmos de instalación tan altos como 1 MW al día, y sin que ello represente ningún riesgo de retraso en la ejecución de los proyectos.

¹ Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Annual Report 2007. Achievements and Results.

² Accesible en www.idae.es. *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. PCT-C Rev-octubre 2002. Anexo I: Medida de la potencia instalada.

³ Las diferencias pueden llegar a ser superiores al 2 %, incluso entre laboratorios que gozan de amplio reconocimiento internacional. Una buena descripción de esta situación se encuentra en K. Emery, “*Measurement and Characterization of Solar Cells and Modules*” Cap. 16, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Edited by A. Luque and S. Hegedus, Wiley (2003). Un trabajo más reciente, que afecta a varios laboratorios europeos es “*Round robin comparison of European outdoor measurement systems*”, Proc 21th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, 2447-2451, Dresden (2006).

⁴ E. Lorenzo and R. Zilles, “*PV modules and arrays test at 1 MW Toledo PV Plant*”, Proc 12th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, 1009-1013, Amsterdam (1992).

⁵ E. Caamaño, E. Lorenzo and R. Zilles, “*Quality Control of Wide Collections of PV Modules: Lessons Learned from the IES Experience*”, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 7, 137-149 (1999).

⁶ Esto de “es fácil ver” es una frase a la que en general recurren los que escriben para ahorrarse el trabajo de mayores explicaciones. Lo cierto es que, como casi todo en la vida, es fácil sólo a posteriori de que se aprende, y aprender siempre requiere trabajo. En otras palabras, el lector no debe acomplejarse en absoluto si, a la primera, no le resulta tan fácil ver lo que el texto dice a continuación de la frasecita.

⁷ S von Aichberger, “*A place in the sun. Market survey on solar simulators for PV modules*”, Photon International, 6/2004, 90-101 (2004). Y también, M. Schmela, “*Heading for a longer light pulse. Market survey on solar simulators for PV modules*”. PHOTON International, 6/2007, 158-171 (2007).

⁸ A la hora de escribir sobre la inutilidad de las clasificaciones de módulos nos embarga un sentimiento de tristeza, porque sabemos que quienes se mantienen aferrados a esta práctica lo hacen desde la intención de procurar que la calidad de sus instalaciones sea lo más alta posible y empeñan en ello un esfuerzo relevante. Pero el comportamiento humano está, como todo, sometido a las leyes de la evolución y éstas no excluyen que lo que fue bueno en una circunstancia anterior se pueda convertir en una rémora en el presente.

⁹ W. Hermann, “*Analices of array losses caused by electrical mismatch of PV modules*”, Proc 20th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, 2200-2203, Barcelona (2005).