

## RETRATOS DE LA CONEXIÓN FOTOVOLTAICA A LA RED (III)

### “Silicio cristalino *versus* capas delgadas”

Eduardo Lorenzo  
Instituto de Energía Solar  
Universidad Politécnica de Madrid

#### Introducción

Este artículo continúa en la línea de comentar aspectos y acontecimientos relevantes en el panorama fotovoltaico español.

La publicación en varios medios de un trabajo de una universidad inglesa, que pretende comparar las tecnologías de capa delgada con las de silicio cristalino, ha servido para avivar en España un debate que, con intensidad variable, se mantiene vivo en el panorama internacional desde que a finales de la década de los 70 (hace ya más de 25 años) las capas delgadas fueran anunciadas como la alternativa tecnológica llamada a revolucionar la tecnología fotovoltaica, reduciendo drásticamente sus precios. Desde entonces, las capas delgadas han estado entre los objetivos preferentes de muchos investigadores. Sin embargo, ningún intento de industrialización ha tenido realmente éxito hasta la fecha. Con una cuota de mercado muy pequeña, las capas delgadas se mantienen como una promesa incumplida que, a fuerza de machacona repetición (los anuncios de novedades en este campo son frecuentes), aún logran despertar bastante atención y, de paso, bastante confusión. Por ello, parece oportuno contribuir a tal debate, comentando algunos aspectos de ese trabajo que llevan a poner en tela de juicio sus conclusiones.

Por otro lado, en un apartado final a modo de “cajón de sastre”, se recogen y comentan algunos valores relativos a la productividad real de los sistemas fotovoltaicos conectados a la Red.

#### Silicio cristalino *versus* capas delgadas

El número 115 de ERA SOLAR incluye un artículo titulado “Comparación directa de once tecnologías fotovoltaicas en dos situaciones diferentes”<sup>1</sup>. El mismo artículo también fue publicado en el número 16 de la revista *Energías Renovables*, aunque esta vez con una presentación ligeramente distinta y con el título de “¿Qué tecnología fotovoltaica rinde más?”

El artículo en cuestión describe la producción energética de 11 sistemas fotovoltaicos conectados a la Red en Mallorca, y de otros tantos en Oxford. Cada uno de los sistemas utiliza módulos fotovoltaicos diferentes: 5 son de silicio cristalino (Si-x) y el resto, de capas delgadas: 4 de silicio amorfo (Si-a), uno de telurio de cadmio (CdTe) y otro de diseleniuro de cobre e indio (CuInSe<sub>2</sub>, o CIS). El artículo presenta los resultados en términos de la relación entre la ener-

---

<sup>1</sup> Christian N. Jardine, Gavin J Conibeer y Kevin Lane, *Comparación directa de once tecnologías fotovoltaicas en dos situaciones diferentes*. ERA SOLAR 115, págs. 40-49, 2003.

gía inyectada en la Red y la potencia nominal de los generadores (kWh/kW), utilizando para esta última el valor proporcionado por los fabricantes. El artículo presupone que estas tecnologías están compitiendo actualmente en el mercado (“...el mercado del material fotovoltaico está experimentando un período de crecimiento muy rápido, en base a las diferentes tecnologías que compiten comercialmente en la actualidad...”<sup>2</sup>), y su pretensión declarada es la comparación entre ellas (“...el proyecto ha sido concebido como un test comparativo entre las diferentes tecnologías fotovoltaicas que hay actualmente disponibles para comercialización...”<sup>3</sup>) para determinar cuál es la mejor para cada clima (“...la realización de medidas contrastadas sobre las prestaciones relativas de las diferentes tecnologías, en un amplio rango de condiciones climáticas...”). La conclusión más destacable es la afirmación de que las capas delgadas son en cualquier caso superiores al silicio cristalino (“...estos factores proporcionan al silicio amorfo y al diselenuro (sic) de cobre e indio una capacidad específica de producción de energía significativamente mayor que la propia de las tecnologías de silicio cristalino...”<sup>4</sup>). El principal argumento a favor de esta conclusión es que los valores de kWh/kW obtenidos en este experimento son un 30 % superiores con las capas delgadas.

Aquí voy a contradecir tal conclusión diciendo, primero, que las tecnologías de silicio cristalino son las únicas que pueden considerarse seriamente en el mercado actual y, segundo, que las cifras que da el artículo son escasamente representativas de la productividad real de las diferentes tecnologías. Comienzo tan contundente pudiera interpretarse como incitación a la disputa entre autores, y nada más lejos de mi intención. Mi etiqueta profesional es la de un hacedor de sistemas (un ingeniero, más que un tecnólogo). Como tal, soy un simple utilizador de módulos fotovoltaicos, y mi interés en ellos estriba en que “sirvan bien”, es decir, que funcionen de forma fiable y predecible, y que su suministro sea regular. Que el segundo apellido de los módulos, indicativo de su constitución material, sea Si-x, Si-a, CdTe o CIS tiene poca relevancia en mi contexto particular. Si me sirven bien, lo mismo me da que los módulos estén hechos con silicio, con materiales compuestos, o con engrudo de pegar. Desde esta perspectiva, me alegraré tanto como el que más si un día llegan a servir de verdad las células solares que se anuncian como de enésima generación –ya se habla de la tercera–. Si tal llega a ocurrir, el mercado crecerá no sólo en tamaño sino también en diversidad. Y por lo mismo lamento que de momento no sea ese el caso, y que tenga que apañarme con lo único que hay.

Porque resulta que lo único que hoy sirve de verdad es el silicio cristalino, porque es el único que ha demostrado fehacientemente que es fiable<sup>3</sup> y que puede adquirirse en el mercado con garantía de estabilidad (recambios, etc.). Todos los demás de la lista, sencillamente, no sirven igual. Y el que lo dude no tiene más que intentar comprar una cantidad razonable, digamos un par de megavatios, y comparar las condiciones de precio y garantía asociadas a uno u otro material. De hecho, los resultados de intentos así, junto con un rosario de experiencias decepcionantes<sup>4</sup> que han salpicado la historia de las capas delgadas, han conducido a la actual pre-

---

<sup>2</sup> Las frases en cursiva son literales del artículo que se discute aquí.

<sup>3</sup> Parece lógico exigir de cualquier generador energético que, a lo largo de su vida útil, produzca más energía que la invertida en su fabricación. En el caso de generadores fotovoltaicos esto se traduce en que operen con normalidad un tiempo próximo a los diez años. La gran mayoría de los módulos de silicio cristalino superan con facilidad esta condición, mientras que lo mismo no es cierto cuando se trata de módulos de capas delgadas.

<sup>4</sup> Por ejemplo, en una ocasión, el IES compró y midió varios módulos de Si-a, a instancias de algunas empresas instaladoras que habían recibido una oferta de tales módulos a muy buen precio y deseaban cerciorarse de su calidad. El resultado fue que los módulos se degradaron el 21 % en el primer año, y que el deterioro continuó hasta que se hicieron totalmente inservibles tres años después.

dominancia del silicio cristalino en el mercado. Los estudios más recientes<sup>5,6</sup> muestran que el 93 % de todos los módulos fotovoltaicos vendidos en el mundo en el año 2002 son de silicio cristalino, el 6 % de silicio amorfo y sólo el 1 % del resto de las capas delgadas.

De hecho, la predominancia del silicio cristalino es tan grande que no se puede entender con propiedad que el resto de los materiales estén compitiendo con él. Utilizando una analogía evolutiva, podríamos decir que el Si-x es una especie fotovoltaica que ha tenido éxito, en la medida de que su tecnología ha demostrado que sirve y que su mercado está consolidado, mientras que el resto de los materiales son especies fotovoltaicas que hasta la fecha se mueven en zonas marginales (aplicaciones de menor potencia: calculadoras, relojes, etc.) y muestran un índice de extinción francamente elevado (los fracasos y cierres de fábricas son una constante en los últimos años. Particularmente significativa ha sido el cierre este año de la producción de capas delgadas de BP Solar, en las factorías americanas de Tanao y Fairfield. El pasado 13 de junio cerró Dunasolar, una compañía de Si-a instalada en Hungría...). Avanzando en la analogía, se entiende que el éxito y el riesgo de extinción se acompañen de estrategias de vida muy diferentes. Lo primero lleva al conservadurismo de las cualidades en las que se basa (de ahí que cuanto más estable sea una tecnología más difícil es que se produzcan cambios significativos en su seno), mientras que lo segundo hace que cualquier recurso sea bueno con tal de que permita sobrevivir un día más (de ahí el dicho de “agarrarse a un clavo ardiendo”).

### ***Potencia nominal, potencia real, potencia inicial y potencia estable***

Por ejemplo, un fabricante fotovoltaico que pretenda mantenerse en un mercado en el que ya cuenta con una cuota significativa, será prudente a la hora de tarar sus módulos y no dirá que su potencia nominal es inferior a la real, porque eso le lleva automáticamente a reducir sus ingresos a cualquier plazo (la facturación se asocia a la potencia nominal) sin obtener ninguna ventaja a cambio. Más bien tenderá a decir que la potencia nominal es superior a la real, hasta la medida en que su credibilidad no resulte afectada, para ver de aumentar sus ingresos sin arriesgar su cuota de mercado. Por el contrario, un fabricante fotovoltaico en riesgo de desaparecer puede recurrir a infratarar sus módulos, diciendo que su potencia nominal es inferior a la real, porque eso le permite conseguir un golpe de efecto en términos de la relación aparente entre la energía producida por esos módulos y la potencia facturada (los manidos kWh/kW, que son el objeto central del artículo que aquí se discute). Obviamente, no podrá mantener a largo plazo esa estrategia, debido a la reducción de ingresos que conlleva, pero de momento el impacto del golpe de efecto (atracción de capitales, proyectos de demostración, etc.) le proporciona un respiro, una posibilidad de sobrevivir que no tendría de otra manera. En otras palabras, elige un largo plazo difícil mejor que un largo plazo inexistente.

Por otro lado, es bien conocido que la mayoría de las capas delgadas se degradan de forma significativa durante el primer año de exposición a la luz solar. De ahí que su potencia inicial, cuando salen de la factoría, pueda ser hasta un 20 % superior a la potencia estable, que alcanzarán después del primer año de funcionamiento. En buena lógica, los fabricantes taran estos módulos diciendo que su potencia nominal es igual a la potencia estable y, por tanto, inferior a la potencia inicial. Esto lleva directamente a que durante ese primer año los módulos ex-

---

<sup>5</sup> Schmela, M. *A bullish PV year: market survey on world cell production in 2002*. Photon International, págs. 42-48, marzo 2003.

<sup>6</sup> Observ'ER, *El barómetro 2002 de la energía solar fotovoltaica*. ERA SOLAR 115, págs. 8-14, julio 2003.

hiban una relación energía/potencia muy elevada, pero que de ningún modo puede considerarse representativa de su funcionamiento a largo plazo.

A mi entender, las diferentes estrategias de los fabricantes fotovoltaicos, combinadas con la degradación esperable para las capas delgadas, pueden proporcionar una explicación plausible de los resultados que presenta el artículo que nos ocupa. Y eso me lleva al segundo aspecto de dicho artículo que conviene comentar, esta vez de corte metodológico.

### ***La hipótesis nula***

Enseña la teoría que, para probar la influencia en un fenómeno de un determinado factor, hay que cumplir con el oneroso hecho de demostrar la hipótesis nula, es decir, hay que seguir un camino analítico que permita eliminar el efecto de otros factores que también pudieran estar influenciando el fenómeno.

En general, el procedimiento de demostrar la hipótesis nula es muy exigente en términos de disciplina científica, y también en términos de tiempo, por lo que la tentación de obviarlo es más que comprensible. Y se diría que los autores del artículo en cuestión han cedido en buena medida a esta tentación, a la vista de la escasa atención que prestan en su análisis al factor constituido por la diferencia entre la potencia real de los módulos fotovoltaicos y la potencia nominal indicada por sus fabricantes. De tal factor se limitan a mencionar “que posiblemente influya” (En el apartado de conclusiones se lee: “*Las indicaciones que se expresan en el siguiente reportaje deben tratarse con la debida cautela, ya que están basadas en informaciones de potencia de pico, mediciones de insolación, y valores de potencia de los inversores facilitados por los fabricantes*”), y es lástima, porque los resultados que presentan en sus figuras 3 y 4 (respectivamente, la potencia y la energía de cada generador en función de la insolación) sugieren que podrían haber analizado este factor con mucha mayor profundidad. En estas figuras, al menos aparentemente, las líneas que representan el comportamiento de cada tecnología evolucionan con la insolación de forma muy similar. Si los valores concretos (de los que no dispongo) confirmasen esta impresión, la principal diferencia entre ellas estibaría en un simple factor de escala, que se explicaría precisamente como consecuencia de las diferentes pautas seguidas por los fabricantes a la hora de tarar sus módulos. Entonces, el resto de los factores considerados en el artículo, en particular la capacidad intrínseca de cada tecnología, pasarían a ocupar un plano poco significativo.

El factor asociado a la posible degradación inicial de las capas delgadas ni siquiera es mencionado en el artículo, por más que se trate de un hecho ampliamente reconocido. Y también es una lástima que el artículo no contenga más información que la correspondiente al período comprendido entre el 1 de octubre de 1999 y el 30 de septiembre de 2000. Me pregunto qué habrá pasado en los dos años transcurridos desde entonces.

Un argumento adicional a favor de que los resultados presentados en el artículo obedecen principalmente a las diferentes estrategias comerciales de los fabricantes, y no a las cualidades intrínsecas de los diferentes materiales, lo proporciona el contraste con otros experimentos similares al realizado por sus autores. Por ejemplo, recientemente se han publicado los resultados correspondientes a una comparación entre módulos de silicio cristalino y módulos de

silicio amorfo llevada a cabo en Alemania por Gugger-Sunne<sup>7</sup>, una cooperativa solar. Se da la afortunada coincidencia de que los módulos de silicio amorfo denominados Millennia (cuya fábrica perteneció primero a Solarex, y después a BP, hasta que ésta decidió cerrar su producción) han sido considerados tanto por el artículo que nos ocupa como por esta otra publicación, y que lo mismo ha ocurrido con módulos de silicio cristalino de BP. La tabla 1 compara los resultados de ambas publicaciones. Parece obvio que si, como sugieren los autores del artículo que discutimos aquí, el comportamiento intrínseco de los materiales fuera realmente diferente, la relación Si-a/Si-x debería mantenerse en los diferentes experimentos, lo que, desde luego, no es el caso.

	Productividad anual (kWh/kW)		
	Mallorca*	Oxford*	Alemania**
Si-a Millennia	1555	904	1005
Si-x BP	1341	774	1009
Si-a/Si-x	1,16	1,17	1

\* Según la referencia 1. \*\* Según la referencia 6.

Tabla 1. Resultados de diferentes experimentos de comparación entre tecnologías fotovoltaicas.

## Miscelánea

### “El cascabel del gato”

En otra ocasión<sup>8</sup> he manifestado la importancia de que los anuncios de productividad fotovoltaica en el mercado español se ajusten a la realidad, equiparando esa tarea a lo que el refranero llama “ponerle el cascabel al gato”. A este respecto, la publicación y difusión de datos reales de operación es de gran utilidad.

Afortunadamente, hay un cierto goteo de tales datos en ERA SOLAR. A los ya conocidos de Toledo-PV<sup>9</sup> (1202 kWh/kW entre 1997 y 2001), del IES<sup>10</sup> (920 kWh/kW entre 1996 y 1997) y de una vivienda particular en Madrid<sup>11</sup> (906 kWh/kW en 2000), hay que añadir los del artículo que nos ha ocupado en el apartado anterior. Las razones para dudar de la representatividad de los datos correspondientes a las capas delgadas no son de aplicación directa a los correspondientes al silicio cristalino, por lo que cabe recoger y comentar aquí esos valores (ver la tabla 2).

<sup>7</sup> Test system for thin-film modules in Germany: the 2002 results, Photon International, pág. 8, agosto 2003.

<sup>8</sup> E. Lorenzo, *La energía que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la Red. El mito del 1300 y “el cascabel del gato”*, ERA SOLAR 107, págs. 22-28, marzo 2002.

<sup>9</sup> F.J. Alonso Martínez y otros. *Central de Toledo-PV. La capacidad real de producción de una instalación fotovoltaica de gran escala conectada a red*. ERA SOLAR 113, págs. 12-17, 2002. (Véase también E. Lorenzo, *Toledo-PV, medidas del IES, medidas del CIEMAT y el “cascabel del gato”*. ERA SOLAR 114, págs. 18-21, 2002).

<sup>10</sup> E. Caamaño, *Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. Caracterización y análisis*. Tesis doctoral leída en la Universidad Politécnica de Madrid, 1998.

<sup>11</sup> E. Lorenzo y otros, *Retratos de la conexión fotovoltaica a la Red. Hacia la consolidación de un observatorio fotovoltaico*. ERA SOLAR 115, págs. 62-71, 2003.

Módulos	KWh/kW
Evergreen ES 112	1265
Astropower APX-80	1036
Solarex MSX 64	1201
ASE 300 DG UT	1352
BP Solar 585	1341

Tabla 2. Productividad anual alcanzada en Mallorca, entre el 1 de octubre de 1999 y el 30 de septiembre de 2001, con sistemas fotovoltaicos con silicio cristalino, según el artículo discutido aquí.

Importa observar que, tal y como explica el artículo, estos valores han sido obtenidos conectando los generadores a inversores (NKF 0K4-100 y SMA SWR 700) que no disponen de transformador de aislamiento galvánico en su salida, por lo que no son compatibles con la actual reglamentación fotovoltaica española (aunque quizás esto pueda cambiar en el futuro). Añadir tal transformador hubiera supuesto unas pérdidas adicionales de, al menos, un 3 %. Por lo demás, y en mi opinión, las diferencias observadas entre los diferentes fabricantes pueden deberse principalmente a las diferentes pautas que, en cada momento, utilizan para tarar sus módulos. Las cifras superiores a 1300 son particularmente llamativas, cuando se ponen en contraste con el valor de la irradiación solar registrada durante el período del experimento, que fue de 1324 kWh (“...las lecturas del piranómetro instalado en el lugar del emplazamiento arrojó una irradiación anual media de 1324 kWh·m<sup>-2</sup> exactamente...”). El conjunto de estos valores lleva a un *PR* (“performance ratio”, o relación entre la productividad y la irradiación) muy próximo a la unidad, lo que carece de sentido físico en un clima como el de Mallorca, y fomenta la sospecha de que las potencias reales de los módulos suministrados por los fabricantes para este experimento son superiores a las nominales que indican sus catálogos. Como quiera que sea, el valor medio del conjunto de los 5 sistemas es de 1240 kWh/kW. La corrección de este valor para tener en cuenta la obligatoriedad actual del transformador de aislamiento galvánico lleva a 1200 kWh/kW, que parece casar bien con anteriores estimaciones nuestras para situaciones óptimas y lugares con mucha insolación.

Cambiando al tercio de los anuncios y las expectativas, hay que comentar que el optimismo sigue siendo la nota imperante. Por ejemplo, Greenpeace ha publicado una nueva edición de su Guía Solar<sup>12</sup>. La tabla 3 recoge los valores de productividad estimados en ella, para tres regiones diferentes y para tres tamaños diferentes de generador. Desde luego, esta estimación es notablemente más sensata que la contemplada en la versión anterior de dicha guía, que consideraba hasta 1500 kWh/kW. Pero, aun así, creo que está bastante por encima de la realidad. ¡Y ojalá me equivoque!

	<i>Potencia nominal</i>		
	3 kW	30 kW	300 kW
Máximo	1428	1469	1590
Mínimo	873	898	971
Medio	1190	1224	1324

Tabla 3. Valores estimados por Greenpeace para la productividad de los sistemas fotovoltaicos conectados a la Red en España, expresados en kWh/kW.

<sup>12</sup> [www.greenpeace.org/espana\\_es](http://www.greenpeace.org/espana_es)

## ***Reglamentación***

La regularización de los sistemas fotovoltaicos conectados al Red cuando el cliente dispone de un contrato de suministro en media tensión, sigue sin solución adecuada en la normativa actual. En consecuencia, los sistemas del Instituto de Energía Solar (uno de 14,1 kW que funciona desde 1994, u otro de 25 kW que funciona desde 2002) continúan operando al margen de la ley. ¡Ya estamos cerca de los 100 000 kWh inyectados en la Red!

ASIF trabaja muy activamente para resolver esta situación. Desde aquí hacemos votos por el éxito de esta importante actuación.