

ALGUNOS COMENTARIOS ACERCA DE PROSPECTIVA EN FV

Resumen de datos encontrados en la literatura acerca de la curva de aprendizaje y el futuro de la tecnología fotovoltaica, realizado en el marco del Proyecto “Observatorio de Prospectiva Tecnológica Energética Nacional” PAE2004 N° N° 22763 – Subproyecto “Observatorio Buenos Aires” N° 22879 de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT).

Juan Plá
Investigador Adjunto-CONICET
Grupo Energía Solar
CAC-CNEA

INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica (FV) concita desde las últimas décadas una gran atención en diversos sectores de la sociedad por diversos motivos. Desde el punto de vista técnico, aparece inmediatamente a la vista una enorme cantidad de energía desaprovechada como lo es la energía radiante del Sol sobre la superficie terrestre, cuya magnitud es tal que excede muchas veces el total del consumo humano (alrededor de 1500 veces en el año 2000, según [1]). La posibilidad de una fuente de energía dispersa, modular, y adaptable a las más diversas aplicaciones forman parte de su atractivo. Otros aspectos que favorecen la energía solar FV son la generación silenciosa y la larga vida útil de los componentes.

Un aspecto social de importancia es la posible participación de la energía FV en la mitigación de los efectos de la emisión de gases y demás efectos contaminantes en la generación de energía por parte de las fuentes convencionales de energía, básicamente aquellas basadas en la quema de combustibles fósiles. Este hecho ya tiene un valor económico reconocido a partir de la firma del protocolo de Kyoto por la mayoría de los países más desarrollados, así como en el estudio del potencial daño ambiental realizado por la Unión Europea (proyecto ExternE, *External Costs of Energy*) [1].

El presente trabajo se basa en información pública que se encuentra en la literatura especializada en el tema y en algunos sitios de Internet donde se vuelca información del mismo tipo. Cabe aclarar desde un principio que los datos son preliminares e incompletos, y requieren una mayor revisión y elaboración. En todos los casos se citan las fuentes de modo que todos los datos puedan ser verificados.

CURVA DE APRENDIZAJE EN LA TECNOLOGÍA FV

Como sucede con muchas ramas de la industria, y en particular con tecnologías en el área de la generación de energía, la tecnología FV cumple con una tendencia denominada curva de aprendizaje (*learning curve*), según la cual el costo (o precio) del bien (en este caso de un módulo o sistema FV) se reduce en una determinada proporción llamada tasa de aprendizaje (*learning rate*) cuando se duplican las ventas acumuladas [1].

La curva de aprendizaje expresa la experiencia ganada en una cierta tecnología, y usualmente se expresa según la ecuación [1]:

$$c_t = c_0 (n_t / n_0)^\alpha \quad (1)$$

donde c_t es el costo unitario en el tiempo t , c_0 es el costo unitario en el tiempo 0, n_t es la producción acumulada en el tiempo t , n_0 es la producción acumulada en el tiempo 0, y α es el parámetro de elasticidad de aprendizaje. Cada vez que se duplica la producción acumulada, el costo decrece a un valor que se expresa como el costo inicial multiplicado por un factor denominado relación de progreso (*progress ratio*) PR (igual a $1 - \alpha$ - la tasa de aprendizaje) [1]:

$$PR = 2^\alpha \quad (2)$$

Así, la tasa de aprendizaje resulta igual a $1-2^\alpha$. Tanto la relación de progreso como la tasa de aprendizaje se suelen expresar en valores porcentuales.

Esta herramienta es utilizada por varios autores para analizar la perspectiva de la entrada en competencia desde el punto de vista económico de la tecnología FV [1-6].

En una primera aproximación, tal vez demasiado simplificada, se utilizan los valores históricos de producción acumulada de módulos FV (en MW) y el promedio del costo por Watt pico (Wp) para determinar por extrapolación cual sería la producción acumulada necesaria para llegar a un cierto valor de costo donde se supone sería competitiva con otras tecnologías usualmente utilizadas para la generación de energía eléctrica.

Existe un cierto consenso según el cual una *PR* del 80% es un valor razonable según la tendencia histórica para FV [1,3,4], es decir una reducción en el costo por Wp del 20% cada vez que se duplica la producción acumulada. Estos valores dependen de cual es el valor inicial y el intervalo elegidos, lo cual introduce algún grado de incertidumbre adicional y una cierta valoración subjetiva. En el trabajo de Parente et al. [2], se encuentra una aceleración del aprendizaje al considerar datos correspondientes a los períodos 1981-1990 y 1991-2000, consignando valores de *PR* del 79,8% y 77,4% respectivamente, y para los cuales existe una diferencia estadística relevante [2].

Por otra parte, Green [3] puntualiza la posibilidad de una desaceleración al considerar lo sucedido con otras tecnologías de generación de energía, como turbinas eólicas y usinas alimentadas a gas, al llegar a similares niveles de producción acumulada. La figura 1 muestra esta situación.

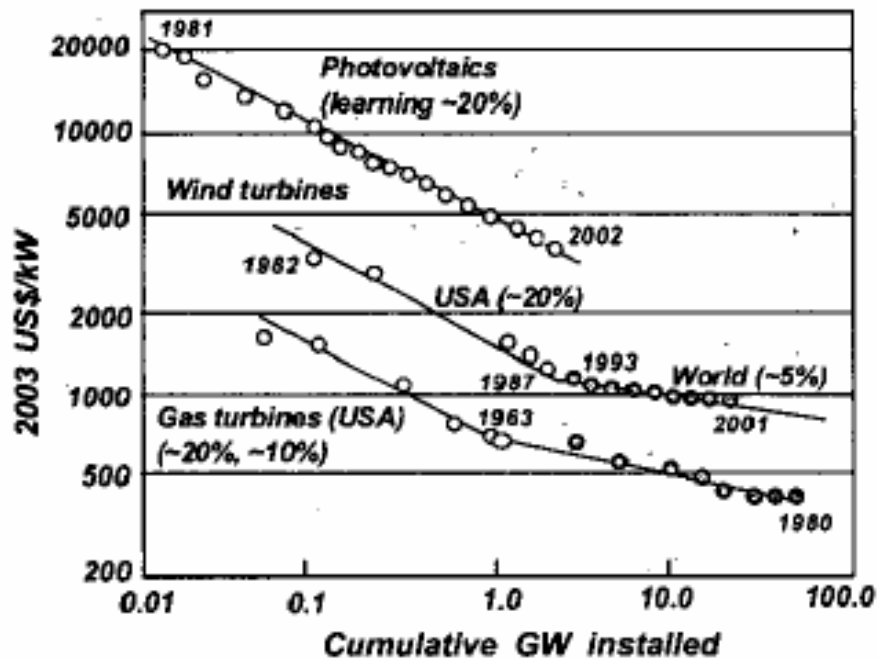


Figura 1. Comparación de las curvas de aprendizaje para FV con otras tecnologías relacionadas (gráfico extraído de [3]).

Según Green, dada la gran tasa de crecimiento anual de la producción FV actual (del orden del 30%), llevaría solo 14,6 años¹ llegar a un nivel de precios competitivos con la generación por combustibles fósiles con una *PR* del 80% [3]. Al realizar la antedicha comparación, Green

¹ Notar que el artículo de referencia es del año 2003.

cuestiona esta cifra y concluye que es necesario un salto en la tecnología que permita mantener los niveles históricos de aprendizaje.

El trabajo de Poponi [4] es sumamente minucioso y plantea distintos escenarios para la prospectiva de FV. Su planteo incluye la consideración del sistema fotovoltaico completo, es decir los módulos más el resto de los componentes conocido por la sigla BOS (*Balance of System*), cuyo costo tiene una cierta heterogeneidad según cual sea la aplicación del sistema. Realiza también una muy interesante discriminación al momento de calcular cual es el precio a alcanzar para la competitividad económica, ya que diferencia la generación como de carga intermedia (*intermediate load generation*), donde el sistema sería propiedad de la empresa pública generadora, y la de un sistema FV integrado a un edificio (BIPV, *Building Integrated Photovoltaics*) diseñado para su propietario. En ambos casos el precio de generación que se pretende como objetivo es muy diferente, calculándose en 0,05 \$/kWh en el primer caso y 0,15 \$/kWh en el segundo, dado que en este último caso lo que interesa es el precio efectivamente pagado por la electricidad más que el costo de generación. Los detallados cálculos de Poponi para el nivel de precios de competitividad promedio para un sistema FV resultan de 0,9 \$/Wp y 3,2 \$/Wp respectivamente, mientras que los valores para los módulos FV estarían alrededor de 0,5 \$/Wp y 1,9 \$/Wp [4]².

Una vez definidos estos valores, se plantean distintos escenarios para llegar a los mismos. El valor de $PR = 80\%$ es considerado como un límite inferior, incluyéndose cálculos para valores de 85% y 90%, además de valores extremos del 30% y 15% para la tasa de crecimiento anual de la producción.

Los resultados que obtiene son muy sensibles a los valores de PR y de crecimiento de la producción. Los valores correspondientes a la capacidad de generación para un precio de competitividad de 3,2 \$/Wp varían de 27 a 409 GWp [4]; los valores asociados a un precio de competitividad de 0,9 \$/Wp resultan no realistas o no son útiles para una evaluación confiable en términos de predicción, dado las grandes cantidades (entre 1440 y 1700000 GWp) y tiempos implicados [4]. Así, estas cifras sugieren preguntarse si alguna vez los sistemas FV serán una opción *para la generación para carga intermedia* en centrales de potencia.

Poponi propone un escenario realista según el cual se mantendrían en el futuro una tendencia de $PR = 85\%$ y un crecimiento anual del mercado del 25%. Bajo estas hipótesis, los sistemas FV alcanzarían el precio de competitividad de 3,2 \$/Wp alrededor de 2018. Si se verifican hipótesis más optimistas, los sistemas FV podrían alcanzar la competitividad sin subsidios en aplicaciones BIPV en los primeros años de la próxima década.

Otro aspecto a tener en cuenta es la expectativa de reducción de costos en los componentes BOS. Aún cuando el costo del BOS históricamente ha bajado tanto o más que el precio de los módulos FV, sustanciales reducciones del mismo son inciertos, y por lo tanto esta posibilidad debe ser cuidadosamente considerada para un análisis detallado [4].

Una simple vista a la curva de aprendizaje para la tecnología FV considerando los datos más recientes da algunos elementos de juicio adicionales respecto del análisis realizado por los autores mencionados hasta el momento. En la figura 2 se muestran el gráfico correspondiente a la curva de aprendizaje donde se incluyen valores de producción acumulada hasta 2007 y precios promedio de venta de módulos hasta 2006, valores que fueron extraídos de la referencia [7].

Como puede verse, la tendencia histórica hasta 2002 (tal como fuera presentada en [2] y [3]) verifica el valor de $PR \approx 80\%$, considerando solo datos a partir de la década del 80 (considerando también los primeros años de la entrada de FV en el mercado, la tendencia resulta más acelerada). Sin embargo, a partir de esta fecha se observa un estancamiento y aún un aumento en el precio promedio de los módulos FV, lo cual de alguna manera indicaría que la predicción realizada por Green [3] se verifica. Las razones de este estancamiento no son del todo claras, pero algunos indicios pueden encontrarse en el artículo de Hug [8] sobre la actualidad del mercado alemán de FV.

Hug comenta que dada la política de subsidios del Estado, la industria FV tiene altos niveles de inversión y las ganancias de los productores de Si, obleas y celdas solares son buenas, así como el desempeño de las grandes compañías FV. Asimismo, remarca que los márgenes de ganancias de la industria FV se duplicaron en los últimos dos años (el artículo de referencia es

² Los precios del artículo de Poponi está expresados en dólares estadounidenses del año 2002.

de fines de 2006) pasando del 15 al 30%, mientras los costos disminuyeron significativamente, hecho que es atribuido a que la alta demanda mundial excede la oferta [8]. Así, las compañías alemanas fueron capaces de aumentar los precios durante este período, donde el precio promedio de los módulos por Wp pasó de 3,14 € en 2003 a 3,95 € en 2006.

El artículo de Hug también presenta los márgenes de ganancia de la cadena de valor, donde se observa que dichos márgenes son mayores cuanto más cerca se está del inicio de la cadena, es decir el fabricante de Si. Este hecho seguramente está vinculado a que, como ya es reconocido hace tiempo (ver por ejemplo la ref. [9]), la industria electrónica no es capaz de suministrar el Si suficiente para mantener los actuales niveles de producción y crecimiento de la industria fotovoltaica, lo cual implica un encarecimiento del mismo por falta de oferta. Esta situación había sido enunciada en cierta forma en el trabajo de Poponi, al afirmar que "... es posible que la tendencia decreciente de los costos en la tecnología FV basada en Si cristalino que se predice para el futuro puede desacelerarse debido al costo de las obleas de Si." [4].

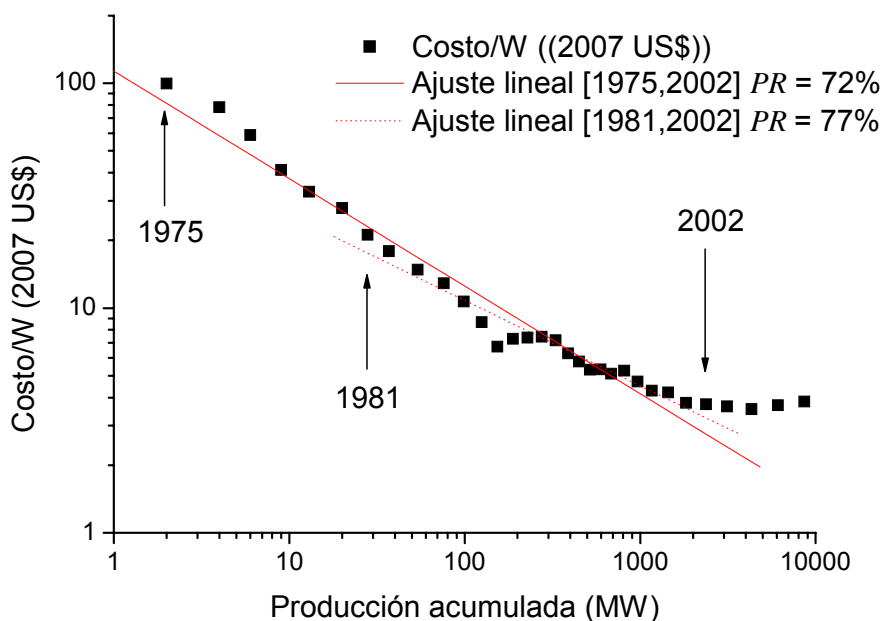


Figura 2. Curva de aprendizaje según datos extraídos de [7].

Sin embargo, observando la curva de la Figura 2 puede observarse que con anterioridad, a fines de la década del 80, hubo un estancamiento de los precios. En consecuencia, este estancamiento que se verifica en la actualidad podría ser también un fenómeno transitorio. Cabe aclarar que la curva marca una tendencia histórica que, consecuentemente, debe ser vista como un promedio a lo largo del tiempo considerando grandes cantidades de producción. Esto significa que la actual tendencia en el precio de la tecnología FV bien podría no deberse a un estancamiento de la misma sino a una situación transitoria que puede ser superada desde la innovación tecnológica y la economía de escala.

De hecho, siguiendo de alguna manera el razonamiento anterior, el planteo personal de Green es que la única posibilidad de innovación tecnológica de producir a menor costo para el futuro del FV es fabricar celdas utilizando películas delgadas de Si sobre vidrio (CSG, *Crystalline Silicon on Glass*) [3].

Más allá de las consideraciones técnico-económicas hechas hasta el momento y aún más allá de la política de subsidios que implementan varios países desarrollados para impulsar el empleo de la tecnología FV como alternativa energética, existe un tema no siempre considerado en este tipo de análisis y que le asigna una mayor complejidad: la internalización de los costos asociados al deterioro de la salud y del medio ambiente por la quema de combustibles fósiles. Este tema será brevemente considerado en la próxima sección.

CONSIDERACIÓN DEL COSTO DE LOS DAÑOS ASOCIADOS A LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y COBERTURA DE LA BRECHA DE COSTO

La evaluación de los costos en salud y deterioro medioambiental asociados a las distintas tecnologías de generación de la energía eléctrica es un punto donde la tecnología FV puede tener una ventaja comparativa. La mayor conciencia a nivel global de las consecuencias de la utilización indiscriminada de combustibles fósiles es uno de las causas que están impulsando el desarrollo y posible penetración a gran escala de la tecnología FV en el futuro próximo.

Más allá de las razones éticas y políticas asociadas a la utilización de fuentes de energía renovables con el fin de velar por la salud de la población actual y preservar el medio ambiente para las próximas generaciones, existe la decisión de la Unión Europea de internalizar los costos externos de la energía, en particular el costo ambiental [1]. Van der Zwaan y Rabl presentan en [1] un resumen comparativo de los costos del daño producido por las principales tecnologías de generación de energía, basado en los resultados de la serie de proyectos ExternE de la Comisión Europea. Estos costos se refieren a la emisión de material particulado de diámetro menor a 10 μm , SO_2 , NO_2 , CO , CO_2 , y compuestos orgánicos volátiles. Multiplicando el costo por kg de contaminante por las tasas de emisión para cada tecnología, resulta el costo de contaminante por kWh de electricidad.

El resultado muestra que los costos de daño son particularmente altos para la generación con carbón, que puede resultar comparable al precio de la electricidad, mientras que para la generación con gas natural los costos de daño son alrededor de un tercio a la mitad de aquellos correspondientes al carbón [1]. Los costos de daño asociados a la energía nuclear como los de la mayoría de las energías renovables son pequeños (del orden de algún %) respecto al precio de la electricidad [1].

Si los costos de daño son internalizados, la tecnología FV podría ganar una ventaja en costo del orden de 0,01-0,04 $\$/\text{kWh}$ relativo a los combustibles fósiles, y más aún si se consideran plantas de generación en actividad más viejas. Considerando el incremento del uso del gas natural y dado que la otra competencia principal para el FV es la hidroelectricidad, el límite inferior de 0,01 $\$/\text{kWh}$ será probablemente el más relevante para el futuro [1].

Basados en estas consideraciones, van der Zwaan y Rabl [1] utilizan un crédito de 0,25 $\$/\text{Wp}$ de costo de daño evitado por el FV para evaluar su incidencia para la entrada en competitividad utilizando la curva de aprendizaje. Considerando un costo unitario para la entrada en competitividad de 1 $\$/\text{Wp}$, se plantean distintos escenarios para valores de PR entre 0,7 y 0,9, y calculan cual deberá ser la producción acumulada necesaria y el costo de la misma. La brecha en el costo de la producción acumulada, es decir la diferencia entre aquel calculado para los valores previos y el considerado al valor de competitividad, es aquella que deberá ser pagada por instalaciones FV que ofrezcan un beneficio suficiente respecto a las tecnologías convencionales, por aquellos consumidores que estén dispuestos a pagar más por fuentes de energía más limpias, o por los subsidios estatales. Una alternativa planteada por van der Zwaan y Rabl es requerir que las empresas generadoras tengan un porcentaje mínimo de FV en su esquema de generación; así, el costo extra sería pagado por los consumidores. Según el particular punto de vista de estos autores, desde la perspectiva de la sociedad este costo será tan grande como los costos por daño evitados cuando el FV reemplaza a las fuentes convencionales. Por ejemplo, para una $PR = 0,8$ es necesaria una producción acumulada de 148 GWp con una brecha de 64.000 millones de $\$$ y costos por daño evitados de 37.000 millones de $\$$, es decir un 58% de la brecha, justificando según los autores un mayor esfuerzo de la sociedad para el aumento de la participación del FV en el mercado [1]³.

La aproximación de Sandén [6] es en este sentido diferente, ya que pone los subsidios para la entrada en competitividad del FV en la perspectiva del consumo de electricidad de los países desarrollados. Bajo las hipótesis típicas de $PR = 0,8$ y un costo unitario a alcanzar de 1 $\$/\text{Wp}$, la producción acumulada calculada es de 382 GWp y el costo del subsidio alcanza un valor pico de 0,001 $\$/\text{kWh}$ en relación al consumo total de electricidad en los países desarrollados. En el caso de una tasa de crecimiento anual del 30%, el tiempo durante el cual se aplicaría el

³ No es del todo explícito, pero los valores de costos en el artículo de van der Zwaan y Rabl parecen estar expresados en dólares estadounidenses del año 2000, asumiendo una paridad cambiaria aproximadamente igual a la del euro en aquel momento.

subsidio es de 21 años [6]. Asimismo, da varios ejemplos de subsidios comparables (o mayores) al necesario para FV en distintos países como Suecia, Japón y Alemania, no solo a la producción de electricidad utilizando energías renovables sino también energía nuclear y carbón [6].

Más allá de lo planteado en los párrafos anteriores, la decisión política de adoptar nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica no pasa exclusivamente por consideraciones económicas. En particular, los objetivos de mitigación de la emisión de gases de efecto invernadero a corto y mediano plazo pueden implicar la gradual aplicación de penalidades en el precio desde políticas nacionales para la reducción total de las emisiones [5].

CURVA DE APRENDIZAJE VERSUS PERSPECTIVA DE PORTFOLIO: UN ENFOQUE ALTERNATIVO

Mientras que el potencial de la tecnología FV es analizado frecuentemente mediante la curva de aprendizaje, tal como fuera presentado en las secciones anteriores, existe una evaluación financiera alternativa conocida como CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), donde se realiza una evaluación del riesgo de los activos y recursos que componen una determinada cartera (*portfolio*) [5]. Utilizando el modelo CAPM, el valor relativo de la tecnología FV es determinado evaluando *portfolios* de alternativas de tecnologías energéticas que la incluyan.

El análisis realizado en [5] tiene al menos dos indeterminaciones: por un lado, nadie puede asegurar que los bajos costos de producción de las plantas basadas en combustibles fósiles se mantengan en el tiempo y, por otro, no se conoce como debería ser la futura infraestructura de energía y electricidad.

Los actuales precios record de los combustibles fósiles sumados a la tensión en los mercados mundiales de petróleo requieren la revisión de las proyecciones de dichos precios. En este marco, la opción alternativa de menor costo podrían ser las plantas alimentadas con carbón, aunque la aplicación de políticas de reducción de emisiones de CO₂ incrementaría el costo de la electricidad debido a pérdidas en la eficiencia [5].

La infraestructura de generación de energía y electricidad hacia 2040 o 2050 diferirá de la actual basada en combustibles fósiles, y los países desarrollados encararán una transición hacia una economía de baja emisión de carbono y baja contaminación. Las nuevas tecnologías gradualmente complementarán las existentes, en un marco donde la planificación de la política energética deberá balancear las alternativas de menor costo y las de menor riesgo.

Las fuentes renovables de energía se denominan 'sin riesgo' por dos motivos: no tienen volatilidad en el precio de sus insumos durante el uso de la instalación y tampoco sufrirán de eventuales restricciones ambientales asociadas al uso de estas tecnologías. Dado el vaciamiento de las reservas de combustibles fósiles y la acumulación de las tensiones ambientales por el incremento de la concentración de CO₂, la actual infraestructura energética se volverá gradualmente demasiado riesgosa [5].

Un *portfolio* apropiadamente diseñado es aquel que producirá una disminución del riesgo por medio de la diversificación. Un *portfolio* estará compuesto por una serie de tecnologías que producirán un retorno que será expresado en ¢/kWh o kWh/¢. Por otra parte, en el trabajo de Albretch [5] el riesgo por la volatilidad en el precio se calculará como la desviación estándar (SD) de los precios de los combustibles en el período 1990-2002. Los valores de SD calculados para el gas, el carbón y el uranio resultan, respectivamente, 0,109, 0,224 y 0,173, mientras los coeficientes de correlación entre gas y carbón, gas y uranio, y carbón y uranio son, respectivamente, -0,226, 0,354 y -0,0157 [5]. Los detalles acerca de las hipótesis utilizadas en los cálculos pueden encontrarse en el citado trabajo de Albretch.

El retorno de un dado *portfolio* será calculado simplemente como la suma ponderada del retorno de cada tecnología, mientras que el riesgo de dicho *portfolio* se calculará como el promedio ponderado de los riesgos SD de cada tecnología y sus correspondientes coeficientes de correlación. Así, para un *portfolio* con N tecnologías resulta

$$\sigma_P = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N X_i X_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j \quad (3)$$

donde X_i es la proporción de energía generada por la tecnología i , σ_i el riesgo para la tecnología i , y ρ_{ij} los correspondientes coeficientes de correlación [5]. Albretch realiza una serie de cálculos considerando, por un lado, determinadas opciones tecnológicas actuales y, por otro, proyecciones al año 2025 con y sin costos ambientales asociados, cuyos detalles e hipótesis involucradas pueden encontrarse en [5]. A modo de ejemplo, el análisis de *portfolio* para gas, carbón, nuclear y eólica correspondiente al año 2005 (actual) se muestra en la Figura 3.

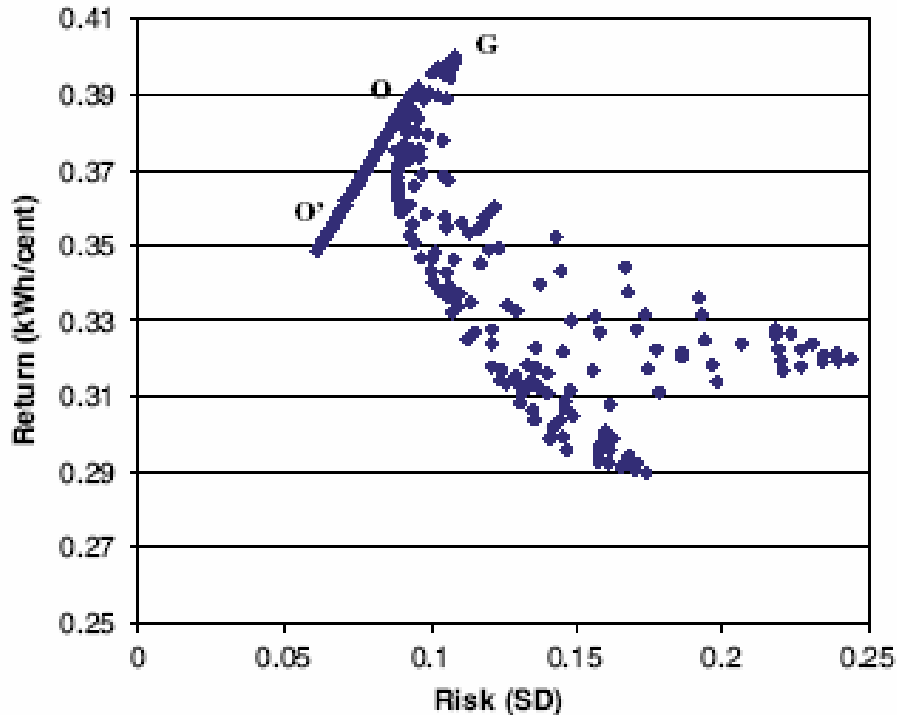


Figura 3. Análisis de *portfolio* para las tecnologías gas, carbón, nuclear y eólica (gráfico extraído de [5]).

En la Figura 3, el punto identificado como G corresponde a un *portfolio* con generación de gas en un 100%, mientras que el punto extremo derecho de mayor riesgo corresponde a un 100% de carbón y el extremo de riesgo intermedio a 100% nuclear. Considerando únicamente estas tres tecnologías resulta una región de bajo riesgo y alto retorno entre los puntos O y G, aunque el riesgo no puede ser reducido a menos de 0,0886. El *portfolio* de O corresponde a un 88% de gas y 12% de carbón, y al aproximarse a G aumentan tanto el retorno como el riesgo. Partiendo de desde O, el agregado de la tecnología eólica (sin riesgo) desde 0% a un 35% de participación produce la línea recta O-O'. La inclusión de la tecnología eólica expande las posibilidades de combinaciones eficientes retorno-riesgo pero, además, permite bajar el riesgo, que es una capacidad que únicamente tienen las fuentes renovables [5]. Como ejemplo, para un 20% de participación de la tecnología eólica en un *portfolio* con 70,4% de gas y 9,6% de carbón resulta un riesgo de 0,0562 con un retorno de 0,3663 kWh/¢.

Albretch presenta también un escenario para el año 2025 incluyendo la tecnología FV, asumiendo que ésta será tan competitiva como la nuclear, pero aún no competitiva respecto de otras tecnologías energéticas que hubieran podido mejorar su eficiencia. Este escenario aparentemente optimista en realidad está sesgado contra las energías renovables por dos razones: se asume que los precios de los combustibles (gas natural, carbón, uranio) así como su volatilidad son idénticos a los de 2005 [5].

El resultado de las simulaciones se muestra en la Figura 4. En estas simulaciones, la tecnología FV se agrega con una participación gradualmente aumentada hasta un 25% a partir de los puntos A y B que tienen una buena relación retorno-costos para la combinación gas, carbón, nuclear y eólica. El *portfolio* A es 61,6% gas, 8,4% carbón y 30% eólica con un retorno

de 0,4137 kWh/¢ y un riesgo de 0,0656, mientras que el B está conformado por 50% gas, 9,5 carbón, 10,5% nuclear y 30% eólica, con un retorno de 0,3968 kWh/¢ y un riesgo de 0,0628. Así, se obtienen los portfolios A' y B', cuyas conformaciones y valores de retorno y riesgo resultan:

A': (46,2% gas, 6,3% carbón, 22,5% eólica, 25% FV); 0,3853 kWh/¢ de retorno y 0,0492 de riesgo

B': (37,5% gas, 7,12% carbón, 7,87% nuclear, 22,5% eólica, 25% FV); 0,3726 kWh/¢ de retorno y 0,047 de riesgo

Las combinaciones A' y B' suponen una participación total de las renovables del 47,5%, lo cual probablemente sea una proporción no realista dado su carácter intermitente. Una participación algo menor, entre los puntos A y A', de 25,5% eólica, 15% FV junto con 52,4% gas y 7,1% carbón resulta en un retorno de 0,3966 con un riesgo de 0,0557. Este nivel de retorno es altamente competitivo respecto de *portfolios* con alta participación de carbón y/o nuclear [5].

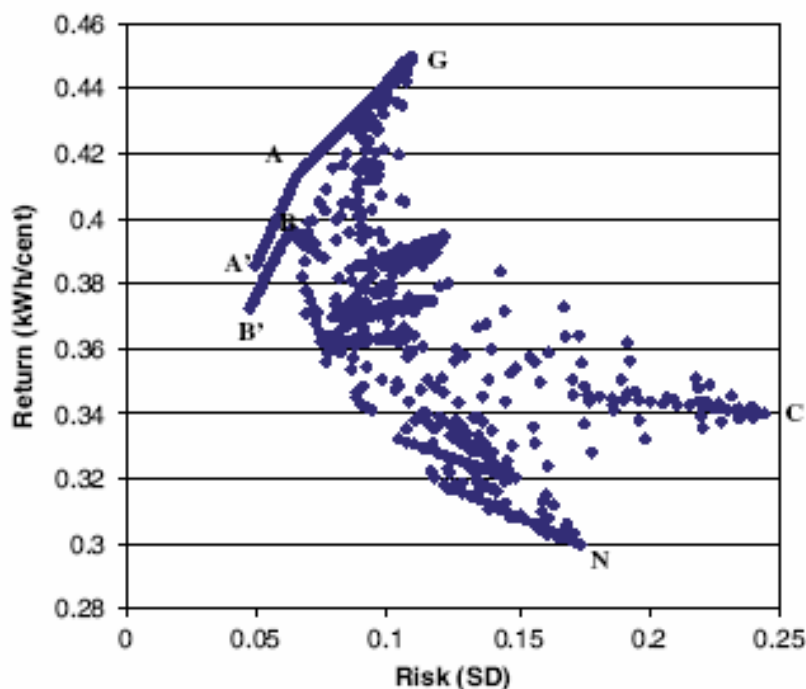


Figura 4. Análisis de *portfolio* para las tecnologías gas, carbón, nuclear, eólica y FV para el año 2025 (gráfico extraído de [5]).

CONCLUSIONES PRELIMINARES

Hay en la actualidad una diferencia significativa entre el costo de producción de energía mediante la tecnología FV respecto de las fuentes convencionales. Esta brecha puede ser en parte cubierta, aunque no eliminada, considerando los costos por el daño ambiental y a la salud asociado a las tecnologías que utilizan combustibles fósiles.

La situación descrita corresponde a la generación de energía eléctrica de base, pero existe una ulterior ventaja cuando se consideran los picos de consumo en horas de alta insolación, donde el FV puede tener una ventaja comparativa.

La brecha de costos hace necesaria la introducción de subsidios por parte del Estado para volver a la tecnología FV competitiva en el mediano plazo, como de hecho sucede en varios países desarrollados, y un análisis más complejo que considere el concepto de riesgo podría dar otros elementos de juicio a la hora de definir una política energética para el mediano y largo plazo. Cabe destacar que un marco donde las reservas de combustibles fósiles son limitadas, los incrementos de precios de los mismos serán inevitables y que el riesgo de una súbita alza con graves consecuencias macroeconómicas existe, con lo cual el precio a pagar por el desarrollo de la tecnología FV puede hasta resultar modesto.

La actual situación de los precios en el mercado FV global abre una cierta incertidumbre sobre su evolución futura, y supone de hecho un estancamiento que podría afectar todas las previsiones acerca de la entrada en competitividad de la tecnología FV. Sin embargo, cabe destacar que en este tipo de análisis es necesario considerar intervalos de tiempo y/o producción acumulada suficientemente grande. Asimismo, el problema de falta de oferta de Si para sostener el crecimiento del mercado FV, probablemente una de las razones principales del actual estancamiento, estaba ya previsto desde hace algunos años y se pusieron en marcha diversas iniciativas para aumentar la producción de Si. En el curso de los próximos años, a medida que la producción de Si para aplicaciones FV crezca, este problema debiera ir desapareciendo.

Para finalizar, cabe aclarar que este informe no pretende ser completo y exhaustivo, esperándose que sucesivas versiones puedan brindar un panorama más abarcador y un análisis más profundo.

REFERENCIAS

1. B. van der Zwaan, A. Rabl. Prospects for PV: a learning curve analysis. *Solar Energy* **74** (2003) 19-31.
2. V. Parente, J. Goldemberg, R. Zilles. Comments on experience curves for PV modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* **10** (2002) 571-574.
3. M.A. Green. Green energy visions: personal views on the future of photovoltaics. *Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japón* (2003) O1-O5.
4. D. Poponi. Analysis of diffusion paths for photovoltaic technology based on experience curves. *Solar Energy* **74** (2003) 331-340.
5. J. Albrecht. The future role of photovoltaics: A learning curve versus portfolio perspective. *Energy Policy* **35** (2007) 2296-2304.
6. B.A. Sandén. The economic and institutional rationale of PV subsidies. *Solar Energy* **78** (2005) 137-146.
7. Earth Policy Institute, http://www.earth-policy.org/Indicators/Solar/2007_data.htm#fig1 (consultada el 25-04-2008)
8. R. Hug. Photovoltaic industry achieves record profits, discussion over high module prices continues. The Solarserver-Forum for Solar Energy. http://www.solarserver.de/solarmagazin/artikel_0806_e.html (26-10-06).
9. A.F.B. Braga, S.P. Moreira, P.R. Zampieri, J.M.G. Bacchin, P.R. Mei. New processes for the production of solar-grade polycrystalline silicon: A review. *Solar Energy Materials and Solar Cells* **92** (2008) 418-424.