



*Acta de la XXXIX Reunión de Trabajo de la Asociación
Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente
Vol. 4, pp. 08.69-08.76, 2016. Impreso en la Argentina.
ISBN 978-987-29873-0-5*

PLANTAS FOTOVOLTAICAS: PERJUICIOS POR NO EVALUAR CONVENIENTEMENTE EL RECURSO SOLAR

R. Righini, R. Aristegui

GERSolar, INEDES-CONICET, Universidad Nacional de Luján, Av. Constitución y Ruta 5, (6700)
Luján, Buenos Aires, Argentina – Tel. (54-02323) 440241– e-mail: gersolar@yahoo.com.ar

Recibido 08/08/16, aceptado 05/10/16

RESUMEN: La nueva ley de fomento a la generación eléctrica mediante energías renovables ha disparado el interés de numerosos actores privados y públicos. Se discuten las consecuencias que puede aparejar una mala evaluación del recurso solar, confiando exclusivamente en estimaciones satelitales o en valores medios anuales. Se puntualiza la consternación que provoca la resolución 136/2016 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación que excluye, de hecho, a los especialistas locales en la evaluación del recurso en las licitaciones actuales de centrales de generación eléctrica que utilicen de energías renovables como fuente primaria.

Palabras clave: Planta fotovoltaica, radiación solar, consecuencias económicas.

INTRODUCCIÓN

La sanción de la ley 27191 y su decreto reglamentario, que establecen las pautas para el fomento del uso de energías renovables destinadas a la producción de energía eléctrica, ha generado un interés marcado por parte de distintos actores privados que desean participar del negocio de la instalación de centrales de generación fotovoltaica.

A diario los grupos de investigación abocados a la evaluación y aplicación con fines energéticos del recurso solar reciben numerosas consultas sobre aspectos económicos relacionados con ese objetivo. El interés se centra en la constitución de los fondos de garantía, en la consecución de los avales crediticios, las tarifas y la duración de los contratos entre partes. Resultan significativamente menores las consultas relacionadas con la distribución espacio temporal de los niveles de energía solar en el territorio nacional y preocupante la liviandad con que se la evalúa. Pareciera ser que se considera que esa información tiene una importancia menor y que de todos modos, basta con recurrir a alguna estimación satelital disponible en Internet para conseguir datos que permitan definir sitios apropiados de instalación y evaluar potenciales rendimientos.

Sin embargo la realidad es más compleja, y el recurso solar lo suficientemente variable, para asumir sin análisis estimaciones basadas en imágenes satelitales ajustadas con pocas comparaciones (o ninguna en algunos casos) con estaciones de medición en tierra. Hacerlo así puede tener consecuencias económicas en la proyección de las plantas de generación que lo usarán como fuente primaria de energía.

El presente artículo pretende mostrar algunos ejemplos en los que una evaluación equivocada de los niveles de energía solar puede tener impactos económicos significativos. Para ello se centrará la discusión en la instalación de una hipotética planta fotovoltaica de generación eléctrica. De aquí en adelante, cuando se mencione a “la instalación”, “las instalaciones” o “la planta”, se hará referencia a esa planta fotovoltaica.

LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

Para evaluar los sitios apropiados de instalación de la planta deben tomarse una serie de decisiones que tengan en cuenta distintos factores. Algunos de ellos a considerar son:

- Niveles de radiación solar en el sitio de instalación.

- Accesibilidad a las redes eléctricas en las que la energía habrá de inyectarse.
- Probabilidad de ocurrencia de eventos meteorológicos adversos, tales como caída de granizo, vientos fuertes, presencia de partículas abrasivas en el aire, ocurrencia de días nublados, entre otras variables que pueden influenciar negativamente la producción de la planta.

Para evaluar los sitios convenientes de instalación de una planta fotovoltaica suele recurrirse a cartas de irradiación solar basadas en estimaciones satelitales. La ventaja de usar este tipo de cartas consiste en que la base de datos (imágenes y datos terrestres) empleada suele tener una extensión temporal de alrededor de veinte años, por lo cual los valores medios obtenidos serían estadísticamente significativos. La desventaja radica en que para desarrollar dichos modelos y evaluar sus errores asociados suelen usarse pocas estaciones de medición de radiación solar a nivel de la superficie terrestre. Algunos de los datos provenientes en estas estaciones de referencia se usan para ajustar las variables del modelo o corregir los valores calculados. Otras estaciones se emplean para validar el modelo en cuestión. El déficit de estaciones de referencia es marcadamente acusado en Sudamérica, donde las redes de medición son pocas, no suelen mantenerse operativas por períodos muy prolongados, presentan bajos niveles de mantenimiento y calibración de sus equipos, y el nivel de cobertura espacial que brindan es relativamente menor comparado con la extensión de los territorios en los que se desea evaluar el recurso solar.

A título de ejemplo, los valores dados por NASA a través de su método SSE de estimación de la radiación solar a nivel de la superficie terrestre, tienen un error medio asociado para los valores diarios medios mensuales de alrededor del 18% cuando se comparan con datos provenientes de estaciones meteorológicas situadas entre el ecuador y una latitud de 60° (<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/documents/SSE6Methodology.pdf>). Ese error fue determinado por la comparación con estaciones BSRN de las cuales hay en Argentina.... ¡ninguna!

Si se analizan las estimaciones realizadas por Solargis, nuevamente puede encontrarse que Argentina aparece desprovista de sitios en los cuales validar las estimaciones del modelo. Este último caso se presenta como más problemático, habida cuenta de que Solargis usa un modelo de estimación semi-empírico, que requiere de datos terrestres para ajustar el cálculo.

Los modelos satelitales, en particular los basados en satélites geoestacionarios como el GOES, tienen una resolución espacial variable, pero que conserva el nivel de meso escala propio del recurso solar. Muchos de ellos promedian valores sobre una zona extensa, tal como lo hace el SSE, en una grilla cuyos nodos se encuentra espaciados 1° en latitud y 1° en longitud (alrededor de 100 km en nuestras latitudes). Estos valores medios resultan, por lo general, aceptables en muchas zonas del planeta pero pueden no ser suficientes para diferenciar sitios aptos para la ubicación de una planta fotovoltaica en lugares que presentan una gran variabilidad espacial del recurso solar.

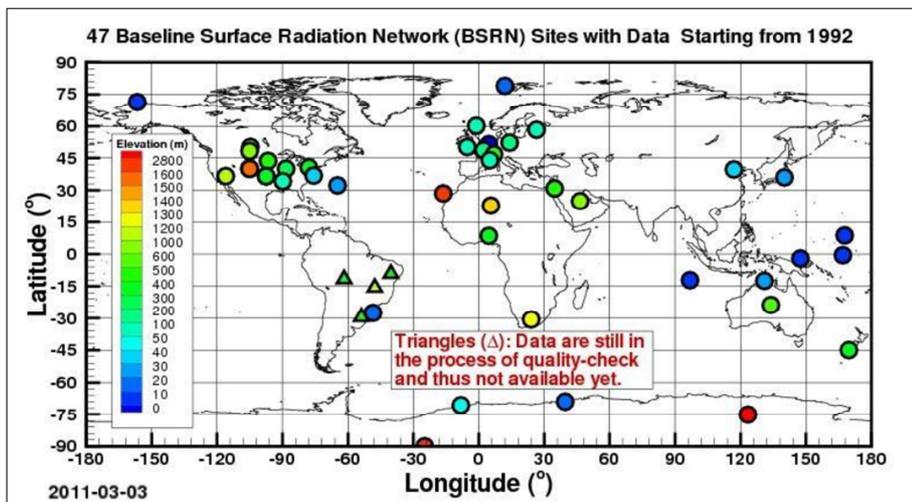


Figura 1: Distribución mundial de las estaciones BSRN usadas como referencia por el modelo SSE de NASA.

Los nuevos satélites poseen una mayor resolución espacial (y las capacidades de almacenamiento y cómputo han crecido exponencialmente), lo que permitirá resolver el problema anteriormente planteado en el futuro. No obstante, en el presente, generar una base de datos con la suficiente extensión temporal necesaria que posibilite brindar datos estadísticamente significativos, requiere el empleo de información más antigua, lo que hace difícil superar las limitaciones de resolución descriptas.

Como ejemplo de las dificultades que pueden presentarse se muestra (ver Tabla 1) la irradiación solar global diaria media mensual a nivel de superficie terrestre en Tucumán, durante el mes de enero. Las cartas del Atlas de Radiación Solar de Argentina (Grossi Gallegos et al) muestran en Tucumán una disminución local de los niveles de radiación provocados por influencia de la selva tucumano-oranense. En esa tabla se muestran los puntos donde NASA calcula el promedio mensual usando el algoritmo SSE sobre una extensa base de 22 años de imágenes. Los sitios en lo que el modelo SSE evalúa la radiación solar en Tucumán no permiten discriminar los valores mínimos locales asociados con la selva.

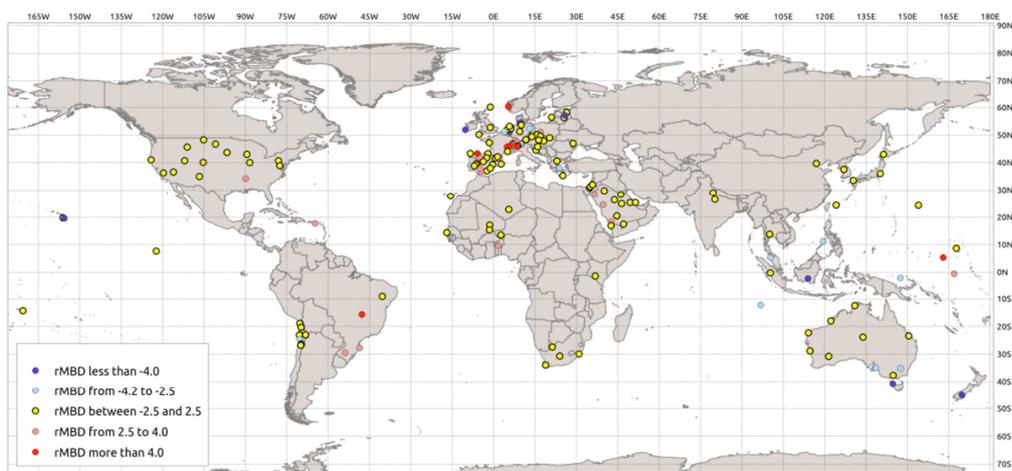


Figura 2: estaciones del modelo usadas por Solargis para la validación de su algoritmo de estimación de la radiación solar (<http://solargis.com/support/knowledge-base/accuracy/overview/>).

Si se tomase el promedio de esos puntos como indicativo de la radiación en ese sitio de la provincia, el valor sería de $6,07 \text{ kWh/m}^2$, mientras que las cartas de radiación solar (Grossi Gallegos et al.) le asignan un valor de 5 kWh/m^2 . Es de destacar que ninguno de los valores estimados por NASA es menor a $5,7 \text{ kWh/m}^2$. Si se tomase como válido el valor ofrecido por el algoritmo SSE, la diferencia sería de alrededor del 20%, lo cual puede tener consecuencias importantes en lo que hace al dimensionamiento de la planta fotovoltaica, a su rendimiento esperado y a la evaluación de su factibilidad económica, tal como se discutirá más adelante en este artículo.

Un ejemplo similar, pero más pronunciado puede observarse para la región andina correspondiente al sur de Jujuy y oeste de Salta, Catamarca y La Rioja. Mientras que el promedio de todas esas celdas da $7,09 \text{ kWh/m}^2$, los niveles de radiación según las cartas del Atlas de Radiación solar de Argentina son decrecientes hacia el este, con una complejidad que los datos satelitales ofrecidos no pueden resolver adecuadamente. Pueden compararse, para ello, dichas cartas con las obtenidas empleando kriging y datos de NASA para trazar las isóneas de radiación para la zona durante el mes de enero.

Lat	Lon	Irradiancia Enero (kWh/m ²)
-28	-66	6,09
-27	-66	6,3
-26	-66	6,47
-28	-65	6,11
-27	-65	5,7
-26	-65	5,79

Tabla 1: Valores medios mensuales estimados por el modelo SSE, usado por NASA, para evaluar el recurso solar en la provincia de Tucumán, correspondientes a una serie de 22 eneros, desde 1983 a 2005.

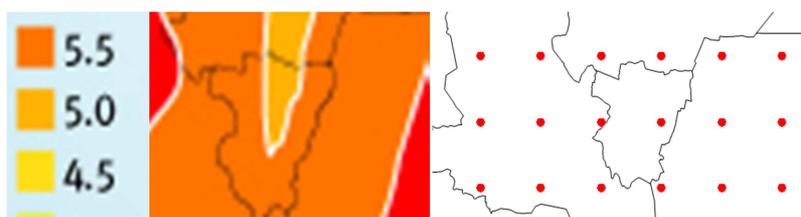


Figura 3: Radiación solar diaria media mensual en kWh/m² para el mes de enero en Tucumán (izquierda: Atlas de energía solar de Hugo Grossi Gallegos) y puntos de cálculo del modelo SSE para esa zona (derecha).

Por supuesto que la utilidad de las estimaciones satelitales no es puesta en duda: el grupo GERSolar al que pertenecemos las ha empleado y las sigue usando asiduamente para evaluar el recurso. En ciertas circunstancias se constituyen en herramientas indispensables para dicha tarea. Pero se quiere indicar, con los ejemplos dados, que no debieran usarse sin un criterio que permita evaluar la incerteza de sus predicciones, ni en ámbitos donde la variabilidad espacial del recurso solar haga que la resolución del cálculo sea insuficiente para tenerla en cuenta. Debe primar el conocimiento de la zona geográfica en cuestión, los datos que allí hayan podido recogerse de mediciones confiables, la evaluación del período de medición y el grado de precisión que caracterice al instrumental usado.

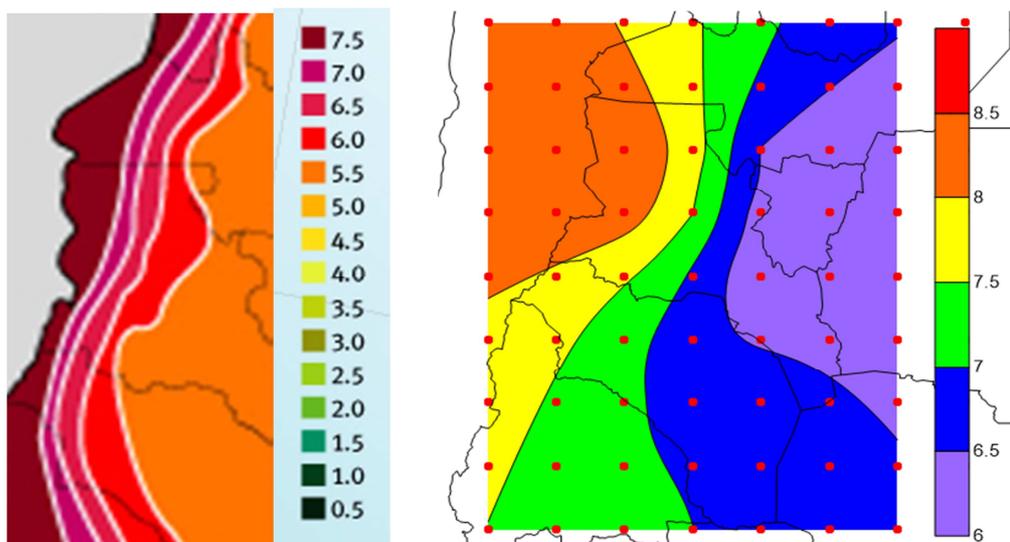


Figura 4: Mapas de isolíneas de irradiación solar media diaria mensual para el mes de enero correspondientes al sur de Jujuy y oeste de Salta, Catamarca y La Rioja. A la izquierda: cartas de Hugo Grossi Gallegos; a la derecha; cartas obtenidas interpolando mediante kriging estimaciones del modelo SSE empelado por NASA.

Esta situación de gran variabilidad espacial de la radiación solar no existe sólo en el noroeste argentino. En las zonas cordilleranas patagónicas también se presenta, unido al hecho de que allí la variabilidad temporal del recurso determina que la medición del recurso deba realizarse durante muchos años para entregar medias mensuales confiables (Righini y Aristegui, 2014).

VARIABILIDAD TEMPORAL

La evaluación de la radiación solar también debe tener en cuenta tres factores que resultan claves para que sus resultados sean útiles.

En primer lugar debe analizarse la extensión de la serie de datos que permitirá estimar los valores medios a usarse en el proyecto. Pocos años de análisis o estimaciones pueden brindar valores medios que no resulten representativos pues la serie puede no ser lo suficientemente extensa como para entregarlos. En líneas generales puede afirmarse que para Argentina bastan dos años en casi todo su territorio para determinar el valor medio diario anual con un error del 5% y un nivel de confianza del 95%

La excepción a esta regla está en el sudoeste patagónico, donde la cantidad de años necesaria para establecer el valor anual es mucho mayor.

En tercer lugar debe considerarse que resulta especialmente útil contar con valores medios mensuales de irradiación solar global a nivel de la superficie para evaluar el desempeño de una planta fotovoltaica (o de cualquier sistema de aprovechamiento que implique recolección de radiación solar en un plano). Aquí es necesario darse cuenta de que el valor medio anual es un indicativo, en todo caso, del potencial de una zona, pero que para analizar el desempeño de la futura planta resulta imprescindible contar con valores diarios medios mensuales. En efecto, esos valores mensuales permiten prever el funcionamiento de la planta a lo largo del año y calcular el ángulo óptimo de inclinación de los paneles que favorezca la producción de energía. Debido a que la declinación solar varía a lo largo del año y, por consiguiente, el arco trazado por el camino aparente del sol en el cielo se va modificando, el ángulo óptimo de colección cambia, en principio, mes a mes.

Este hecho no es menor y debe ser considerado por los diseñadores. Como resulta económicamente costoso variar el ángulo mensualmente, suele hacerse dos veces al año. En los meses invernales, cuando la radiación es menor y el sol está a menor altura, resulta conveniente elegir un ángulo de inclinación que optimice la irradiación sobre el plano de los paneles. Complementariamente, durante el resto del año se suele elegir otro ángulo que haga máxima la energía colectada en ese período. En la Tabla 2 se muestra la energía colectada por metro cuadrado en cuatro escenarios para la ciudad de San Juan: uno en los que el panel se mantiene fijo a una inclinación que optimiza la colección anual, otro en el cual el ángulo varía anualmente dos veces, maximizando la colección en invierno y durante el resto del año, y un último donde se muestra la energía recogida por planos con seguimiento del sol en dos ejes (tracking).

Escenario	Energía colectada (MWh/m²)	Variación porcentual respecto al plano horizontal
Plano Horizontal	1,85	0
Con el ángulo óptimo anual	1,97	+6,9
Con el ángulo óptimo mensual	2,09	+13,24
Con dos ángulos óptimos estacionales	2,07	+12,15
Tracking	2,64	+43,02

Tabla 2: colección de energía por un plano en distintos escenarios de orientación para la ciudad de San Juan.

En los cálculos anteriores, para calcular la energía colectada sobre un plano inclinado, se han utilizado aproximaciones diversas, tales como la de Liu-Jordan (Liu-Jordan, 1963). Efectuarlos implica conocer los valores medios mensuales con la mayor precisión posible. Contar únicamente con el valor medio anual no permite seleccionar los ángulos apropiados ni realizar los cálculos necesarios.

Cada una de las aproximaciones usadas para el cálculo de la radiación solar recibida por el plano inclinado un ángulo fijo o dotado de tracking conlleva un error. Pero no usarlas resigna información que resulta valiosa al momento de la planificación de la planta fotovoltaica.

Resulta destacable, en todos los casos, el incremento porcentual de la irradiación colectada por el plano inclinado respecto al plano fijo horizontal. Incrementar la energía recibida en los porcentajes mostrados tiene consecuencias económicas que se discutirán en la sección siguiente.

CONSECUENCIAS ECONÓMICAS DE LA INFORMACIÓN ERRÓNEA AL MOMENTO DE LA PLANIFICACIÓN

Se presenta un ejemplo con el objetivo de evaluar de qué manera una estimación errónea del recurso solar puede afectar la rentabilidad del emprendimiento. Aquí se emplean únicamente herramientas de análisis financiero para realizar afirmaciones cuantitativas.

Para hacerlo se evaluará el error de la estimación del recurso solar en un 20%. Es un valor muy alto, pero según se mencionó anteriormente, es del orden de lo que las estimaciones satelitales pueden brindar, sobre todo cuando no existen estaciones de referencia en la zona que permitan mejorar el desempeño del modelo de estimación. Y, además, el 20% puede ser consecuencia de la inapropiada resolución espacial de la grilla en donde el modelo es evaluado para predecir el funcionamiento de la planta, tal como puede ocurrir en zonas cordilleranas de Argentina.

Dos herramientas clásicas usadas para evaluar la conveniencia de una inversión son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). El primero es un cálculo que representa el valor esperado de retorno del proyecto (considerando la inversión inicial, las ganancias y las pérdidas anualizadas y una tasa bancaria de interés anual); la TIR es una tasa de interés para la cual el VAN es cero: representa la rentabilidad del proyecto (Rooster R., 1997)

Para ver de qué manera el error en la estimación del recurso solar (y por lo tanto de la energía anual generada) condiciona la inversión, se calcula la tasa de interna de retorno (TIR) y el VAN correspondiente a una planta de 1 MW de potencia pico instalada en las afueras de la ciudad de San Juan (esa planta existe y es San Juan 1, cuya potencia de 1,2 MW excede un 20% la potencia del ejemplo). Se considera que su producción media anual es de 1837 MW.h (el 80% de lo que produce San Juan 1 en valor medio) y que su costo anual operativo es el internacional: 25 USA por kW instalado. Se asume que el interés anualizado en dólares es un 5 % (valor que es un promedio de los créditos en dólares para la producción ofertados por una reciente línea de crédito lanzada por la banca privada). Se estima el costo de la planta en dos millones de dólares y se supone que el contrato que liga al productor de energía con el mayorista que la adquiere tiene una duración de 20 años. Se establece que el valor de venta del MWh producido por la central fotovoltaica es de 113 dólares (el máximo previsto por la reglamentación de la ley 27191).

Bajo esas circunstancias el VAN es de 280.000 dólares y la TIR de 6,58% (y dicho sea de paso se puede notar aquí cuáles son los problemas de fondo que hay que analizar para la producción fotovoltaica: el valor de la tarifa y el interés bancario).

Si la producción estimada de la planta fuese errada y, por las razones anteriormente descriptas su valor descendiera en un 20%, el VAN sería negativo: -240.000 dólares y la TIR 3,53 %. Es decir que se pasaría de una situación rentable a una de inviabilidad financiera.

Por otra parte, subestimar la radiación solar existente en un sitio, también puede ocasionar problemas. Para empezar, la inversión de mayores recursos económicos que los necesarios para generar la energía anual proyectada; por otro, la posibilidad de que la planta no pueda inyectar la energía disponible por dificultades en la red que habrá de distribuirla.

Obviamente los supuestos del ejemplo pueden ser discutidos, pero vale aquí su comparación relativa: un error del 20% (o menor) en la estimación del recurso solar puede definir como rentable una inversión que no lo será, o inversamente, desaconsejar una que en la realidad sería promisoría.

Para analizar la sensibilidad del modelo propuesto al error en la determinación de la energía anual proyectada, se muestran los gráficos de la TIR y el VAN para la planta de 1 MW pico de potencia instalada en San Juan, bajo los supuestos asumidos anteriormente. Los valores de referencia corresponden a una producción media anual de 1837 MWh, y se los decremanta, progresivamente, con disminuciones del 2% en dicha producción esperada.

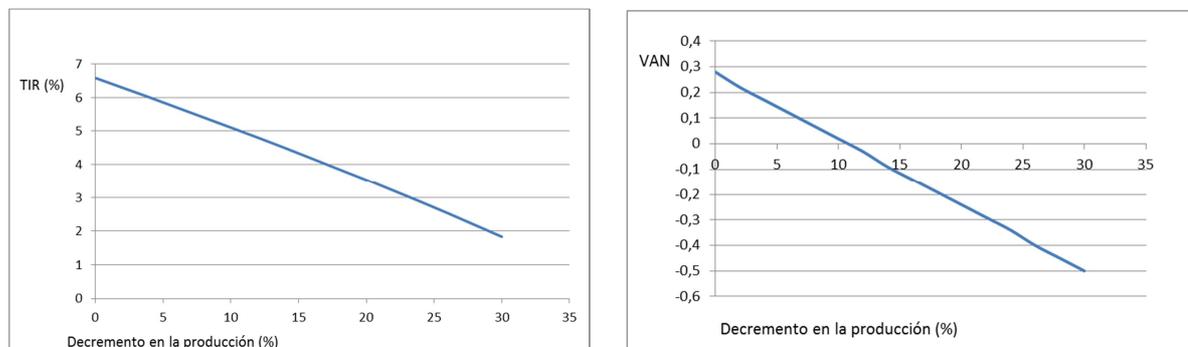


Figura 5: Variación de la TIR y el VAN en función de la disminución de la producción de una planta fotovoltaica de 1 MW pico de potencia instalada en la ciudad de San Juan. Los VAN está expresados en millones de dólares.

Puede verse que, para una producción esperada un 10% menor, la TIR ya estará en un 5%. Ese valor es una referencia para Argentina. Expresa un límite importante para el cual ya no es conveniente la inversión (hablando en términos financieros) sino que resulta más aconsejable obtener la renta simplemente depositando el capital en un banco que pague esa tasa de interés.

Por supuesto que el valor de la generación fotovoltaica no es únicamente económico. La valoración de la energía así producida excede el mero análisis financiero. Conceptos tales como “diversificación de la matriz energética”, “desarrollo sustentable”, “desarrollo tecnológico”, “independencia energética”, tienen un alcance que difícilmente sea ponderado por variables contables. Los costos ambientales y sociales de la producción energética y sus eventuales beneficios deben considerarse y evaluarse (de hecho lo hacen diferentes instrumentos metodológicos) para tener una visión global de los beneficios y/o perjuicios de un determinado proyecto. La energía proveniente de fuentes renovables es mucho más que el dinero puesto en ella y su renta presunta. Pero ello no representa una excusa que disculpe las malas estimaciones de producción.

CONCLUSIÓN

En los casos analizados resulta evidente la importancia de contar con la mejor información posible a la hora de la planificación, tanto en el sitio de instalación como en la operación de la planta. Las estimaciones que emplean imágenes satelitales son una herramienta valiosísima en la evaluación del recurso solar. Pero no son mágicas: su empleo debe evaluarse cuidadosamente mediante la verificación de los niveles estimados con los medidos en estaciones seleccionadas en tierra. Confiar ciegamente en sus pronósticos y en su capacidad de resolución espacial puede llevar a cometer errores importantes, tanto en la selección de los sitios de instalación como en la previsión de la generación esperada.

Los datos que se usen para evaluar la radiación solar deben permitir obtener los valores medios mensuales que provengan de series que resulten estadísticamente significativas. Esas series serán representativos si los errores con que son determinados los valores medios son bajos, sus niveles de confianza altos, y los períodos de análisis lo suficientemente prolongados para tener en cuenta las variabilidades climáticas que puedan presentarse.

En todo los casos, quien proyecte una planta debe tratar de recuperar información de datos solarimétricos tomados en tierra, indagando sobre el instrumental usado, los períodos de medición y la consistencia de las series.

No hacerlo puede aparejar consecuencias graves que comprometan las estimaciones económicas que la inversión conlleva, poniendo en serio entredicho las rentabilidades esperadas. Es por ello que resulta particularmente desconcertante que la resolución 136/2016 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (que determina las bases y condiciones para la presentación de oferentes en el primer llamado a licitación de generación por fuentes renovables). En ella se establece que el consultor independiente que habrá de certificar la disponibilidad del recurso deberá contar con antecedentes de estudios similares por mil megavatios. ¡Mil megavatios! Claramente el objetivo de establecer ese límite, en un mercado cuya potencia eólica y solar instalada no supera los 200 megavatios, es dejar la tarea en manos de consultoras internacionales, descartando de plano a quienes han dedicado años de esfuerzo en evaluar los recursos disponibles (en particular el solar) y conocen las características territoriales y estacionales que determinan y modifican su disponibilidad.

La razón por la cual las autoridades nacionales han fijado esa política nos resulta desconocida (aunque no somos ingenuos). Sólo nos queda insistir, presentando la problemática propia que la evaluación del recurso solar tiene asociada, y al mismo tiempo reclamar que se contemplen los reales intereses de la Nación, no siempre coincidentes con los de los inversores extranjeros y sus promotores en la administración pública.

ABSTRACT: The promoting electricity generation through renewable energy new law has triggered the interest of many private and public actors. The consequences can rig a poor assessment of the solar resource, relying solely on satellite estimates or average annual values are discussed. Causing consternation resolution 136/2016 of the Ministry of Energy and Mining of the Nation which excludes, in fact, local specialists on resource assessment on current tenders for power plants that use renewable energy as mentioned primary source

Keywords: Photovoltaic plant, solar radiation, economic consequences.

BIBLIOGRAFÍA

- R. Righini, R. Aristegui y A. Roldán. Determinación de la cantidad de años de medición necesarios para la evaluación de la radiación solar global a nivel de superficie en Argentina. Energías Renovables y Medio Ambiente. ISSN 0328-932X) vol. 34, 2014, pp. 13-20.
- H. Grossi Gallegos y R. Righini. Atlas de energía solar de la República Argentina, Universidad Nacional de Luján y la Secretaría de Ciencia y Tecnología, Buenos Aires, Argentina, 74 páginas + 1 CD-ROM, mayo de 2007 (ISBN 978-987-9285-36-7).
- Liu B.Y.H. y Jordan R.C. (1961) Daily insolation on surfaces tilted toward the equator. ASHRAE J. 3 (10), 53-59.
- Rooster, R. On the feasibility of energy projects in Africa, Journal of Technology for the People in the Third World. Vol. 3, 1997, pp. 237-260.