

ANÁLISIS PREDICTIVO SOBRE LA CANTIDAD DE HORAS DE GENERACIÓN DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Autores: Gerardo Szwarc (1), Nicolás Rocchia (2),
Docentes Asesores: Diego M. Ferreyra (3), Emanuel Bernardi (4)
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Francisco, Grupo GISEner.
Avenida de la Universidad 501 (2400) San Francisco. Provincia de Córdoba. Argentina.

Tel. (03564) 421147/435402. <http://www.sanfrancisco.utn.edu.ar/>
(1) gerardoszwar@gmail.com, (2) nicolasrocchia@gmail.com,
(3) dferreyra@sanfrancisco.utn.edu.ar, (4) bernardiemanuel@gmail.com

Resumen

En el presente trabajo, se busca obtener una función matemática que modelice la cantidad de horas de generación de una instalación solar fotovoltaica que se encuentra interconectada con la red de distribución eléctrica. Al analizar la variación de la cantidad de horas de generación a lo largo del año se observó que sigue una onda cuasisinusoidal, lo cual hizo suponer que un modelo matemático de este tipo sería adecuado para la predicción de las mismas. La función obtenida se genera en base a la cantidad de horas de generación de la instalación en 2016, y se verifica su fiabilidad contrastándola con los datos obtenidos en 2017. Dicha verificación es realizada mediante un análisis de correlación entre el modelo teórico y los datos reales. Los datos son obtenidos a través del estudio de la información de funcionamiento de la instalación provista por el equipo inversor que inyecta la energía a la red.

Palabras clave: energía solar, paneles fotovoltaicos, horas de generación, predicción, regresión no lineal.

Introducción

Es necesario que la función generada ajuste de la mejor forma a los datos reales de funcionamiento, para así realizar una estimación para los años posteriores. La predicción de la cantidad de horas de generación es importante ya que permite estimar la cantidad de energía generada en un momento determinado del año. Debido a la variación del horario de amanecer y ocaso en diferentes puntos geográficos, separados una distancia considerable, la aplicación de esta función está limitada a la zona próxima al lugar de la instalación pudiendo extrapolarse a otras ubicaciones conociendo la localización geográfica de las mismas. [3]

La instalación utilizada como base de estudio se encuentra emplazada en la UTN Facultad Regional San Francisco y consta de doce paneles solares fotovoltaicos de 1,65 m², un peso de 22 kg por panel y una eficiencia del 14,2%. Esta se ha dimensionado teniendo en cuenta el consumo promedio de un hogar, de aproximadamente 360 kW·h por mes. [9]

Desarrollo

La instalación cuenta con un equipo inversor, el cual toma medición de diferentes variables de funcionamiento de la instalación y a través de un software provisto por el fabricante los almacena en una PC. [5] Analizando estos datos se obtienen las horas de inicio y final de generación de cada día.

El horario de inicio y final de generación difiere del horario de amanecer y ocaso debido a la necesidad, por parte de la instalación, de una irradiación solar mínima que permita generar el nivel de tensión adecuado, con una corriente mínima para iniciar la generación. Tal como es deducible, estos horarios dependen de la época del año considerada, obteniendo mayor cantidad de horas de generación en la época de verano y menor cantidad en la época de invierno (Fig. 1). [4]

Si bien la irradiación solar y las condiciones climáticas no son iguales para idénticas fechas de años diferentes, las horas de generación pueden ser predichas con mayor certeza que la energía generada, debido a que el clima influye en menor medida sobre este parámetro. [1] [2]

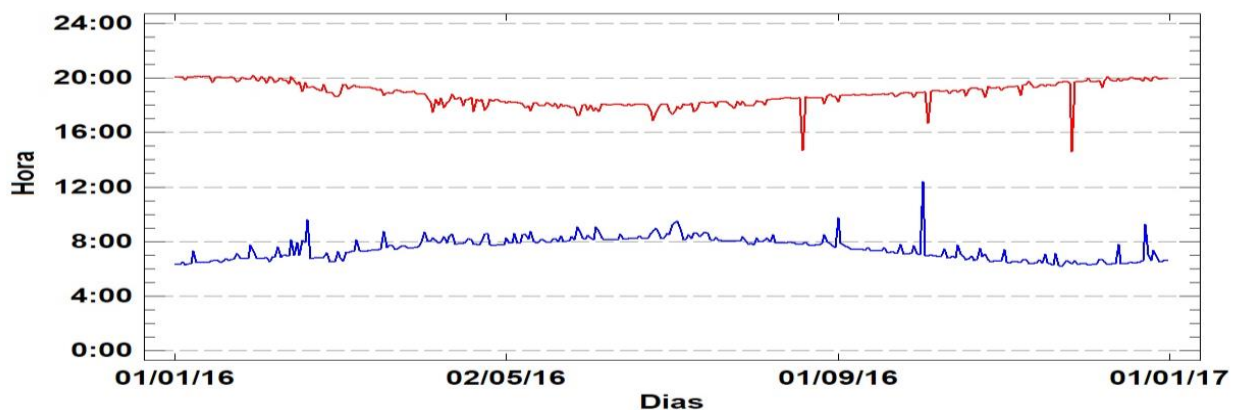


Figura 1: Horas de inicio y final de la generación

En primera instancia, se optó por representar gráficamente la cantidad de horas de generación de cada día durante el año 2016. El resultado fue una serie de puntos, los cuales al ser unidos mediante una línea continua permite apreciar una curva cuasisinusoidal (Fig.2). Es por este motivo que se decide realizar un modelado sinusoidal para la estimación.

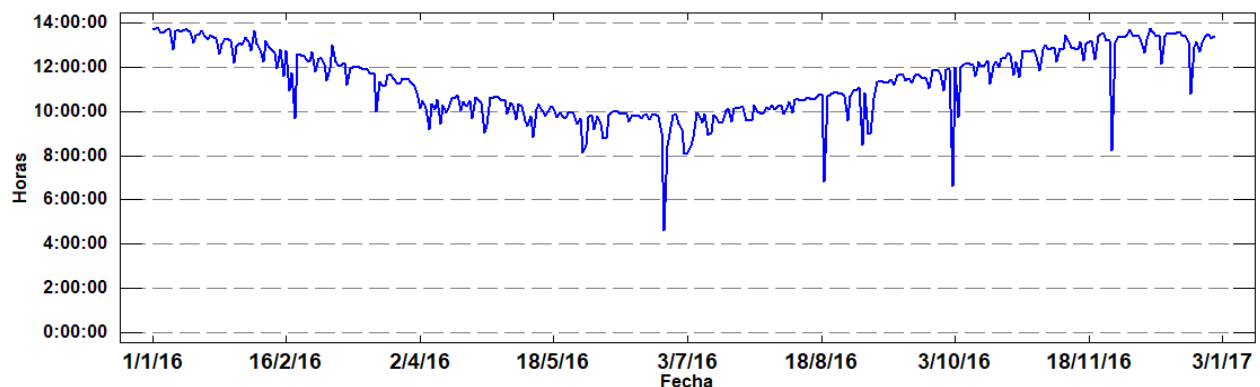


Figura 2: Horas de generación

En los datos analizados se encuentran cuatro valores atípicos. Dichos valores, de gran variación en la cantidad de horas de generación, son el producto de cortes de energía por mantenimiento en la red eléctrica a la cual se encuentra conectado el sistema.

Cuando el equipo inversor detecta un corte de energía en la red a la cual se encuentra conectado, abre el circuito de generación evitando que se entregue energía. Esta medida de seguridad es necesaria para garantizar la integridad física de personas que puedan estar en contacto con la red teóricamente desconectada del suministro de energía.

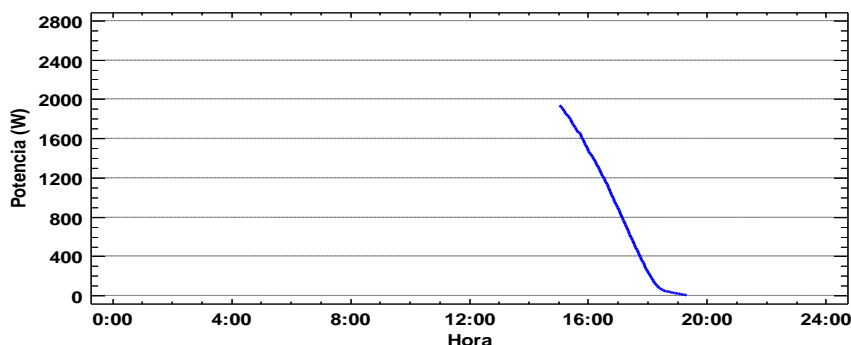


Figura 3: Generación del día 27/10. Ejemplo de valor atípico

Un ejemplo de estos días es el mostrado en la Fig. 3 donde el inicio de generación (cercano a las 15:00 h) y la potencia que suministra al iniciar, demuestran claramente el motivo de la disminución en la cantidad de horas de generación, siendo el mismo similar para los cuatros valores considerados como atípicos.

Debido a las pocas veces que se producen estos cortes en el año, la imprevisibilidad de su aparición y duración, se decide estimar su valor realizando un promedio entre la cantidad de horas de generación del día anterior y del día siguiente. Esto se muestra en la tabla 1. [6]

Tabla 1: Valores atípicos

Día	Cantidad de horas de generación reales	Cantidad de horas de generación estimadas
25/06/2016	4:35	8:43
19/08/2019	6:48	10:43
02/10/2016	6:36	11:57
26/11/2016	8:12	13:09

Los datos que se presentan en la Fig. 4 ratifican la evolución esperada en la cantidad de horas de generación: naturalmente, los días de menor cantidad de horas de generación (con un mínimo de unas 8 h para esta latitud) corresponden al período invernal, mientras que los días de mayor cantidad (con un máximo de 14 h para esta latitud) son los del verano.

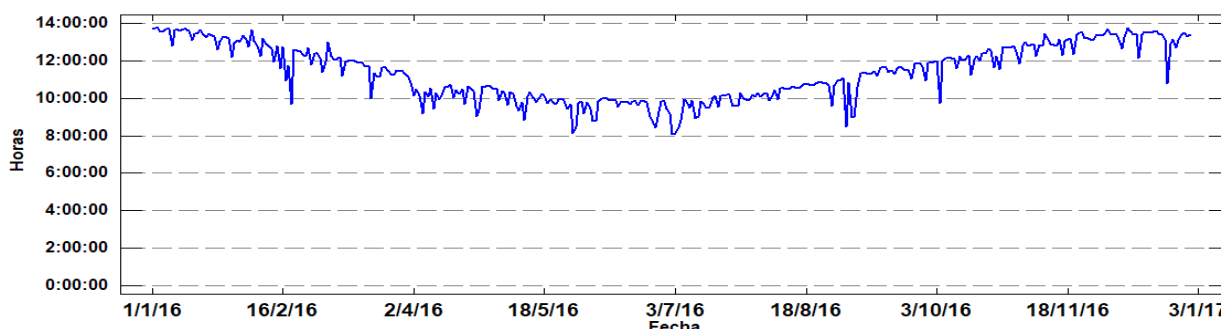


Figura 4: Cantidad de horas sin valores atípicos

Debido a que el ajuste es no lineal, los residuos no son normales, por lo tanto, no es aplicable el estimador R^2 que se utiliza para determinar la fidelidad de ajuste de los modelos lineales. Por esta razón, se realiza un proceso de correlación entre los datos y la predicción. [8]

Al igual que la regresión lineal, la regresión no lineal realiza la estimación de los parámetros en base al criterio de mínimos cuadrados. Sin embargo, a diferencia de esta, no existe una solución matemática explícita y se precisa del uso de algoritmos específicos para la resolución del problema de minimización, que implican aproximaciones numéricas iterativas. [7]

De este modo, la regresión no lineal requiere de un mayor grado de interacción del usuario, tanto para la inicialización del procedimiento de estimación como para la interpretación de los resultados. Es por ello, que a partir de la inspección de los datos disponibles y del conocimiento previo del fenómeno bajo estudio, se propone el siguiente modelo de ajuste

$$\text{Cantidad de horas} = a + b * \sin\left(c + 2 * \pi * \frac{\text{día}}{366}\right) \quad (1)$$

Donde a, b, c son los parámetros a estimar. Además, se inicializa el proceso iterativo con los valores $\{11, 1, 1\}$ correspondientes a $\{a, b, c\}$, respectivamente.

Para el acondicionamiento de los datos y la estimación de los parámetros se utilizó el lenguaje R. Específicamente la regresión no lineal se realizó empleando la función `nls` del paquete `stat`.

El algoritmo de ajuste converge, con una tolerancia menor a 2×10^{-6} , luego de 5 iteraciones, arrojando los valores $\{11,396; 1,952; 1,787\}$ correspondientes a $\{a, b, c\}$, respectivamente.

De la evaluación de la predicción y realizando una correlación entre los datos y la predicción empleando el modelo de ajuste se obtiene un coeficiente de correlación $\rho = 0,937$, el cual al ser próximo a 1 indica que el modelo ajusta correctamente a la serie de datos.

La Fig. 5 muestra la curva obtenida en este análisis superpuesta con la cantidad de horas de generación presentada en la Fig. 4.

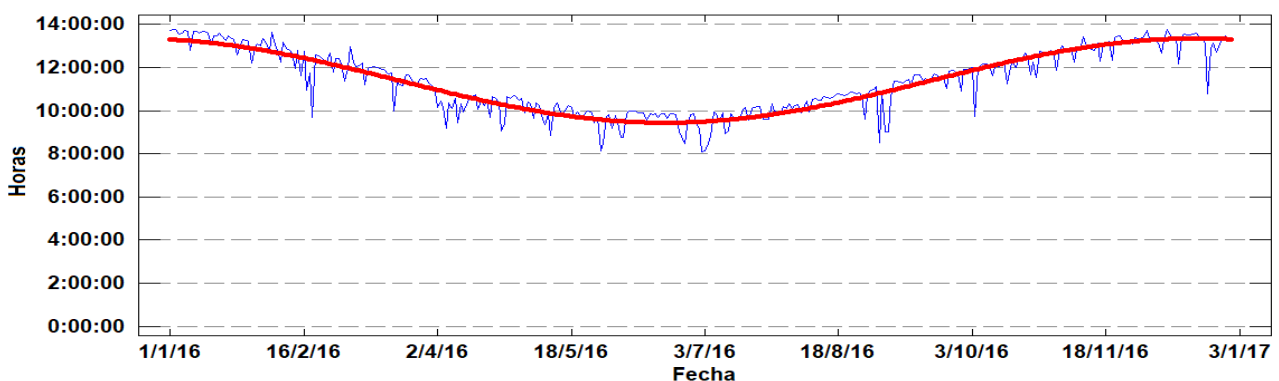


Fig. 5: Curva predictiva obtenida

Para analizar los residuos se utiliza un histograma, el mismo se presenta en la Fig. 6.

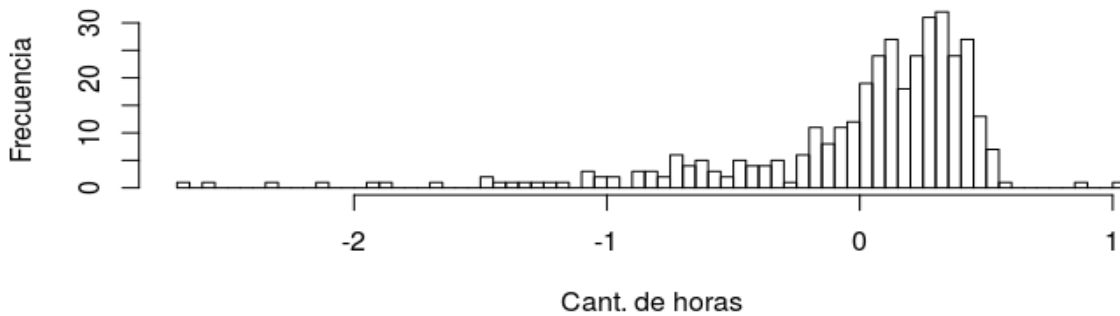


Fig. 6: Histograma de residuos

El histograma de residuos presenta una asimetría negativa lo cual significa que la media es menor que la mediana. Esto se debe a que, algunos días, la cantidad de horas de generación fue menor a la cantidad de horas obtenida con la curva teórica, aun así estos días son pocos, así como también su diferencia.

El hecho de que p tenga un valor tan elevado y que el histograma de los residuos presente una asimetría negativa tan notoria, sugiere dos interpretaciones: por un lado, la cantidad de horas de generación en función del día del año presenta un muy buen ajuste con respecto a la función propuesta y por otro lado, es notoria la incidencia de días del año en que la reducción en la cantidad de horas de generación es marcadamente menor que lo previsto, aun habiendo estimado los reemplazos para los valores atípicos, esto último obedece a circunstancias climáticas especialmente adversas para la generación.

Para comprobar que la función generada sea la correcta se aplica a los datos de generación de 2017, obteniendo la siguiente gráfica.

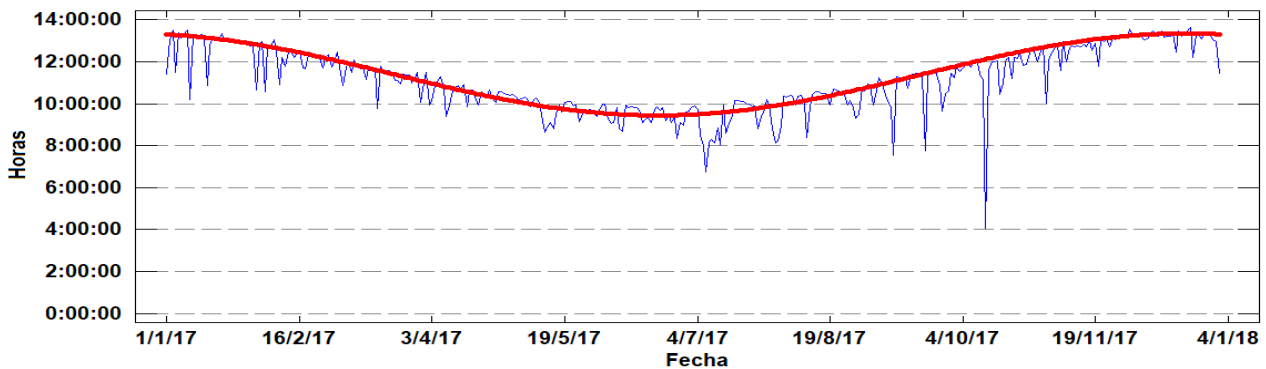


Fig. 7: Modelo generado aplicado a datos de generación de 2017

En la Fig. 7 se puede observar cómo la curva se adapta fidedignamente a los datos reales. Además de esto, la correlación obtenida es de 0,871. Como este valor es nuevamente cercano a 1 queda demostrado que el modelo se adapta razonablemente a los datos reales.

Debido a que el año 2016 fue un año bisiesto, la función generada toma un ciclo de esta cantidad de días, es por ello que para lograr la correcta predicción se debió considerar al 01 de enero del 2018 dentro del año 2017

Conclusiones

Pese a la variación en la cantidad de horas de generación propia del cambio estacional a lo largo del año y a la imprevisibilidad climática se ha logrado generar una función que permita predecir la cantidad de horas de generación para un determinado día del año.

Ha quedado demostrado que la función generada es aplicable para una instalación solar fotovoltaica que se encuentre en una región próxima al lugar donde se ubica dicha instalación. Existen algoritmos como el evaluado en las referencias, que, en conjunto con el procedimiento desarrollado en el presente trabajo permiten obtener una función similar aplicable a distintas regiones a la mencionada.

Al estimar la cantidad de horas de generación y teniendo una estimación de la potencia diaria media que puede generar la instalación en cada momento del año, se podrá pronosticar razonablemente la energía generada en un determinado período del año.

Referencias bibliográficas

D. M. Ferreyra, M. L. Bertossi, N. J. Rocchia, G. D. Szwarc, "Energía solar fotovoltaica con conexión a red en la zona central de Argentina", en "CLADI 2017. Congreso Latinoamericano de Ingeniería" (ISBN 978-987-1896-84-4), Paraná (Argentina), 2017, en prensa

D. M. Ferreyra, A. C. Sarmiento, N. J. Rocchia, G. D. Szwarc, "Impacto de una instalación solar fotovoltaica piloto con conexión a red en el interior de Argentina", Segundo Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica (II CITTIE, ISSN 2591-3913), Buenos Aires (Argentina), 2017, en prensa.

I. Reda, A. Andreas, "Solar position algorithm for solar radiation applications", Solar Energy, vol. 76, nro. 5, pp. 577-589, 2004

G. D. Szwarc, N. J. Rocchia, "Caracterización de parámetros de funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica en función del tiempo", en "VII Jornadas de Ciencia y Tecnología, CyTAL 2016. Libro de actas" (ISBN 978-987-1896-61-5), Villa María (Argentina), 2016, pp. 157-162

AEG Power Solutions GmbH, "Protect PV 2000 & 2800 On-Grid Solar Inverter. Operating Instructions", Warstein-Belecke (Germany), July 2012

Chen and Lon-Mu Liu "Joint Estimation of Model Parameters and Outlier Effects in Time Series", Journal of the American Statistical Association, Vol. 88, No. 421, march 1993

Guillermo Rivas M., Luis A. López P., Antonio Velasco M. "Regresión no lineal" Revista Colombiana de Estadística. Volume 14, Issue 27, (eISSN 2389-8976. Print ISSN 0120-1751). 1993.

Andrej-Nikolai Spiess and Natalie Neumeyer "An evaluation of R2 as an inadequate measure for nonlinear models in pharmacological and biochemical research: a Monte Carlo approach" BMC Pharmacol. 10:6–17. 2010.

Righini R, Grossi Gallegos H, "Mapa de energía solar colectada anualmente por un plano inclinado un ángulo óptimo en la República Argentina", Actas del IV Congreso Nacional/Tercero Iberoamericano sobre Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía (HYFUSEN), 2011 (pp. 11-161)