

ESTIMACIÓN DEL ÍNDICE DE CAPACIDAD POTENCIAL DE ENERGÍA “ICPE” GENERADA POR MÓDULOS FV

L. Hoesé¹, D. Pontoriero², I. Blasco Lucas³

Instituto Regional de Planeamiento y Hábitat (IRPha) - Facultad de Arquitectura, Urbanismo y Diseño (FAUD)
Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) - Av. Ignacio de La Roza y Meglioli – 5400 San Juan – Argentina
Tel.: +54(0)264 423 2395 / 3259 Int. 349 – Fax: +54(0)264 423 5397 – <http://www.irpha.com.ar>
E-mails: lhoese@iee.unsj.edu.ar, dpontori@iee.unsj.edu.ar, iblasco@farqui.unsj.edu.ar

RESUMEN: El objetivo del trabajo es determinar un Índice de Capacidad Potencial de Energía (ICPE) a partir de datos de irradiación solar y de la eficiencia real de módulos fotovoltaicos (FV) que faciliten el dimensionamiento de sistemas basados en esta tecnología. Su desarrollo incluye por un lado, un procedimiento soportado en tablas dinámicas de MS-Excel elaborado con el fin de generar un año tipo y calcular valores de irradiación solar cuando se cuenta con datos de heliofanía; y por otro, la metodología aplicada para testear los módulos FV, con el fin de definir la eficiencia real de los mismos. Este Índice permite estimar la cantidad de energía eléctrica potencialmente disponible en cada localidad, por unidad de superficie de panel FV instalado, resultando una herramienta útil para realizar aproximaciones en el prediseño de sistemas FV. Se muestran los resultados obtenidos para tres localidades de la Provincia de San Juan.

Palabras claves: Fotovoltaico, índice, capacidad potencial, energía solar, estimación

INTRODUCCIÓN

El objetivo del trabajo consiste en determinar un Índice que permita estimar la cantidad de energía eléctrica potencialmente disponible en cada localidad, por m² de panel fotovoltaico instalado. La determinación de un índice de estas características precisa de dos tipos de datos básicos: la irradiación solar y la eficiencia real de los módulos fotovoltaicos (FV). El principal inconveniente que se presenta es la disponibilidad de valores medios mensuales de radiación solar de la zona en estudio. En la mayoría de los casos estos datos son difíciles de conseguir por falta de estaciones que registren esta variable. Existen mapas de isocías de irradiación trazados a nivel mundial (Löft et al., 1966) obtenidas a partir de datos registrados y otros estimados a partir de valores de heliofanía, usando la ecuación de regresión de Ångström. También se dispone de cartas de distribución mensual de la radiación promedio para Argentina (Grossi Gallegos, 1998), elaborado con la información disponible en la Red Solarimétrica de Argentina. El método desarrollado por Suehrcke (2000) propone una correlación lineal entre la heliofanía y el índice de claridad similar a la propuesta por Ångström. Trabajos más recientes (Righini et al., 2004; Grossi Gallegos y Righini, 2007) presentan cartas de irradiación solar para Argentina obtenidas correlacionando valores de irradiación y heliofanía para un cierto número de estaciones que cuentan con ambos datos, para obtener las constantes de la ecuación de Ångström-Prescott. Otra alternativa es la estimación de los promedios mensuales de la irradiación solar global diaria a partir de los promedios mensuales de la amplitud térmica diaria (Raichijk et al., 2005).

En cuanto a los módulos, se sabe que su rendimiento nominal está determinado para condiciones normalizadas (25° C), pero que su rendimiento real varía proporcionalmente con la temperatura, (Duffie & Beckman, 1991) por lo tanto y teniendo en cuenta las elevadas temperaturas a las que están sometidos los paneles en zonas semidesérticas como las de la provincia de San Juan, se debe tener en cuenta este factor. Por otra parte el rendimiento de los módulos también está afectado por otros factores inherentes a su fabricación que generalmente provocan que los valores de eficiencia del módulo no coincidan con los especificados por el fabricante. En este trabajo se muestran los resultados de los ensayos realizados para determinar la eficiencia de los módulos en condiciones reales de trabajo.

Como objetivo parcial del trabajo se implementan cálculos en Tablas Dinámicas de Excel, que permiten una vez generada la base de datos meteorológicos, obtener el año tipo, realizar el cálculo de la irradiación en los casos en que se cuenta con valores de heliofanía, estimar por aproximación geográfica el valor de la irradiación en lugares cercanos a estaciones que cuentan con registros o estimaciones de esta variable y finalmente calcular el ICPE.

METODOLOGÍA

Para evaluar el recurso solar existente en la zona de estudio, en cuanto a sus posibilidades de aprovechamiento a través de sistemas FV, se trabajó fundamentalmente con datos registrados por el INTA, entidad que proporcionó información de parámetros climáticos correspondientes a 6 estaciones meteorológicas ubicadas en diferentes puntos de la Provincia de San Juan: Albardón, Casuarinas, Cortaderas, Pocito, San Martín y Sarmiento. Los datos obtenidos corresponden a valores día por

¹ Instituto de Energía Eléctrica (IEE). Facultad de Ingeniería (FI). Universidad Nacional de San Juan (UNSJ). Av. Lib. Gral. San Martín 1109 (Oeste). Tel.: +54(0)264 4226444 Int. 246. Fax: +54(0)264 4217309. <http://www.iee-unsj.org>. Investigadora del grupo de Colaboradores del proyecto PICT13-13059 FonCyT-ANPCyT (2004-2007), e integrante del equipo en los proyectos PIC21A383 CICITCA-UNSJ (2003-2005) y PIC21A782 CICITCA-UNSJ (2006-2007), algunos de cuyos resultados se presentan en este artículo.

² Instituto de Energía Eléctrica (IEE). Facultad de Ingeniería (FI). Universidad Nacional de San Juan (UNSJ). Investigador del Grupo Responsable del proyecto PICT13-13059, y Co-Director de los proyectos PIC21A383, y PIC21A782.

³ Miembro de ASADES. Directora de los proyectos PICT13-13059, PIC21A383 y PIC21A782, desarrollados en el IRPha-FAUD-UNSJ.

día y promedios mensuales de Humedad, Temperatura, Velocidad de vientos y Heliofanía, entre otros, medidos en periodos diferentes en cada localidad. En ninguno de los casos se cuenta con valores de radiación solar, dato necesario para el cálculo y diseño de sistemas de aprovechamiento de energía solar, sólo dos estaciones contaban con registros de heliofanía. La información se encontraba dispersa en distintos archivos por año de medición, para cada una de las localidades. A este grupo de datos se agregó la información obtenida durante el desarrollo de un proyecto anterior (Pontoriero et al., 1995) en la localidad de Balde de Leyes (Caucete). Debido a la diversidad y disparidad de la información recopilada y teniendo en cuenta que para el propósito del presente trabajo se necesita contar con valores medios mensuales de varios años con el objeto de encontrar un año tipo estadísticamente representativo de cada localidad, se llevaron a cabo dos tareas:

- **Implementación de Base de Datos (BD) en MS-Excel** que permitiera resumir toda la información necesaria en un solo libro para ser después manejada a través de una tabla dinámica.
- **Estimación de datos de radiación solar** a partir de valores de heliofanía, en aquellas estaciones en las que se contaba con esa información.

Por otro lado, para la determinación del rendimiento de módulos, se realizan en laboratorio ensayos sobre dos tipos de módulos FV, uno de fabricación nacional y otro, extranjera. El valor teórico de rendimiento y su correspondiente corrección por temperatura se realizan a través de los procedimientos especificados en Normas IRAM (IRAM 210013-2, 1998) y se usan mediciones de laboratorio para obtener el rendimiento en condiciones reales de trabajo. En base a los resultados obtenidos con los dos procedimientos se establece un factor de reducción del rendimiento nominal de los módulos. Los valores medios de radiación estimados y el rendimiento real determinado para los módulos, se utilizan para determinar el ICPE mensual de un año tipo en cada una de las localidades (Blasco Lucas et al., 2006a y 2006b).

IMPLEMENTACIÓN DE BASE DE DATOS EN MS-EXCEL

De la información proporcionada por INTA se seleccionaron aquellas variables de interés para el proyecto: Humedad, Temperatura, Velocidad de vientos y Heliofanía. En todos los casos los datos procesados corresponden a un periodo de 10 años o más, como se muestra en la Tabla 1.

Localidad	Coordenadas		Departamento	Período	Localidad	Coordenadas		Departamento	Período
	Lat.	Long				Lat.	Long		
Albardón	31°25'	68°20'	Albardón	1993 – 2004	Media Agua	32°10'	68°25'	Sarmiento	1984 – 2004
Casuarinas	31°48'	68°19'	Sarmiento	1989 – 2004	Pocito	31°20'	68°25'	Pocito	1968 – 2004
San Martín	31°48'	68°29'	San Martín	1974 - 2004	Cortaderas	31°39'	69°19'	Calingasta	1989 – 2004
Balde de Leyes	31°40'	68°25'	Caucete	1994 - 2005					

Tabla 1. Coordenadas geográficas y períodos de mediciones meteorológicas por localidad y departamento.

Se extrajeron los valores medios mensuales y se volcaron en una planilla de MS-Excel estructurada de forma tal, que cada hoja de la misma contuviese la totalidad de los datos correspondientes a una Estación Meteorológica determinada (Fig. 1). La planilla se diseñó de esta manera para poder ampliar fácilmente esta base de datos con otras estaciones meteorológicas que surgiesen en el futuro, simplemente agregando una nueva hoja al libro, permitiendo también agregar sin dificultad los nuevos datos que se registren en años subsiguientes. A esta base inicial se adicionaron los datos de temperatura y radiación acumulada diaria, sobre superficie horizontal, provenientes de mediciones realizadas en la localidad de Balde de Leyes, Departamento Caucete. El periodo de mediciones de esta nueva localidad abarcó en un principio el periodo correspondiente a los años de 1995 a 1998, ya que se disponía de información procesada durante el desarrollo de un proyecto anterior (Pontoriero et al., 1995) y posteriormente se añadió la información elaborada durante proyectos actualmente en ejecución, que abarca los datos registrados entre 1999 a 2005. El procesamiento de estos datos se realizó siguiendo los mismos procedimientos y técnicas utilizadas en un trabajo anterior (Blasco et al., 2004).

Estación	Año	Mes	Temp °C	Humedad %	Heliof Real	Rad. total J/m²	Viento km/h a 2m
Albardón	1993	Noviembre	21,5	65,0			10,3
Albardón	1993	Diciembre	25,4	77,0			10,1
Albardón	1994	Enero	26,8	61,0			7,9
Albardón	1994	Febrero	24,7	59,0			7
Albardón	1994	Marzo	23,8	61,0			5,7
Albardón	1994	Abril	18,7	65,0			7,9
Albardón	1994	Mayo	16,9	68,0			4,6
Albardón	1994	Junio	13,2	57,0			4,5
Albardón	1994	Julio	10,6	59,0			6,5
Albardón	1994	Agosto	14,0	49,0			6,3
Albardón	1994	Septiembre	17,7	53,0			6,7
Albardón	1994	Octubre	20,3	58			7,2
Albardón	1994	Noviembre	24,8	49,0			7,4
Albardón	1994	Diciembre	28,3	57,0			7,5
Albardón	1995	Enero	26,4	56,0			7,5
Albardón	1995	Febrero	24,7	57,0			6,3
Albardón	1995	Marzo	24,2	62,0			5,9
Albardón	1995	Abril	19,7	57,0			4,8
Albardón	1995	Mayo	15,6	61,0			4,2
Albardón	1995	Junio	12,1	62,0			4,8
Balde de Leyes	1996	Septiembre					2157598
Balde de Leyes	1996	Octubre	24,9				25362576
Balde de Leyes	1996	Noviembre	26,0				28656000
Balde de Leyes	1996	Diciembre	30,7				28811592
Balde de Leyes	1997	Enero	29,7				26105796
Balde de Leyes	1997	Febrero	27,2				22435704
Balde de Leyes	1997	Marzo	25,5				17491680
Balde de Leyes	1997	Abril	22,2				13487760
Balde de Leyes	1997	Mayo	16,9				9905760
Balde de Leyes	1997	Junio	10,1				9047880
Balde de Leyes	1997	Julio	12,2				11554560
Balde de Leyes	1997	Agosto	14,0				14597200
Balde de Leyes	1997	Septiembre	18,3				12287880
Balde de Leyes	1997	Octubre	21,8				23760000
Balde de Leyes	1997	Noviembre	26,4				27864000
Balde de Leyes	1997	Diciembre	27,9				27313524

Figura 1: Base de Datos en MS-Excel de mediciones meteorológicas.

ESTIMACIÓN DE RADIACIÓN SOLAR A PARTIR DE HELIOFANÍA

Para considerar la posibilidad de aplicación de sistemas de aprovechamiento de la energía solar, es necesario contar con mediciones de Irradiancia solar (W/m^2), o de Radiación Global Horaria ($J/m^2 \text{ hr}$) o Diaria ($J/m^2 \text{ día}$), estas últimas obtenidas por integración de la Irradiancia sobre una hora o un día.

Entre las alternativas posibles para la estimación de este parámetro, se analizó el método propuesto por Suehrcke (2000) que establece la siguiente relación entre la heliofanía y el índice de claridad para valores medios mensuales:

$$K_t^2 = K_c^2 (n/N)$$

Siendo:

- K_t : índice de claridad
- K_c : constante empírica
- n : heliofanía media mensual medida (heliofanía efectiva)
- N : heliofanía media mensual teórica.

Esta relación lineal fue probada y validada para Argentina (Grossi Gallegos et al., 2003); también fue contrastada con otros modelos como los de Ångström-Prescott, Reitel y Glover-McCulloch (Fasulo et al. 2006) determinándose que este modelo era el que mejor se ajustaba. El valor de la constante de claridad K_c propuesto por Suehrcke es $K_c = 0.70$; el valor encontrado para Ushuaia es 0.75 (Grossi Gallegos et al., 2006), mientras que el valor determinado por Fasulo et al. (2006) a partir de las mediciones hechas en San Luis es de 0.68. Si bien este modelo es adecuado para la estimación de la irradiancia solar, presenta una dependencia estacional (Grossi Gallegos et al., 2006).

Otra alternativa es realizar la estimación de los valores de irradiación solar media mensual a partir de la ecuación de Ångström, y modificada por Page et al. (1964), (Duffie & Beckman, 1991) usando como valores de las constantes de correlación los obtenidos por Righini et al (2004) para la Argentina. El uso de las cartas de isolinéas permite obtener valores mensuales de las constantes, eliminando de esta manera el problema de la dependencia estacional antes mencionado.

Por lo tanto, en aquellas estaciones que cuentan con datos medidos de heliofanía, se realiza la estimación de los valores de irradiación solar media mensual a partir de la ecuación de Ångström, y modificada por Page et al. (1964), (Duffie & Beckman, 1991).

$$K_t = H/H_0 = a + b(h/N)$$

donde : H : radiación total diaria media mensual sobre superficie horizontal (J/m^2).

H_0 : radiación extraterrestre media mensual (J/m^2).

a, b : constantes empíricas

h : heliofanía experimental media mensual (dato de medición)

N : heliofanía media mensual teórica.

Las constantes a y b fueron obtenidas de cartas geográficas de isolinéas de estas constantes trazadas para Argentina, empleando el método de kriging (Righini et al., 2004).

Estas ecuaciones se programaron en una hoja de la BD en MS-Excel, para que vinculadas luego a las hojas de datos de las correspondientes localidades permitiesen obtener en forma automática los valores de irradiación estimados (Fig. 2).

Estación	Año	Mes	Temp °C	Humedad %	Heliof Real	Rad. total J/m²	Viento km/h a 2m
Cortaderas	1989	Enero	20,6	34,0	10,9	2885187,5	8,9
Cortaderas	1989	Febrero	22,1	11,5	11,5	2624089,9	3,1
Cortaderas	1989	Marzo	17,8	8,3	11,7	26893970,6	0,8
Cortaderas	1989	Abril	14,0	41,0	10,7	22200128,1	2,8
Cortaderas	1989	Mayo	8,3	39,0	9,1	17211883	0,4
Cortaderas	1989	Junio	8,9	32,0	8,4	14016607,3	4,2
Cortaderas	1989	Julio	5,5	36,0	8,8	16131989,4	
Cortaderas	1989	Agosto	9,0	35,0	9,2	18943835,9	8
Cortaderas	1989	Septiembre	10,0	34,0	10,2	23895787,8	8,3
Cortaderas	1989	Octubre	15,1	32,0		3873845,6	8,4
Cortaderas	1989	Noviembre	18,4	35,0	12	31763274	7,6
Cortaderas	1989	Diciembre	21,6	32,0	10,2	28354499,1	8,2
Cortaderas	1990	Enero	22,9	35,0	13	31518062,2	7,5
Cortaderas	1990	Febrero	20,5	33,0	11	27580166,3	6,9
Cortaderas	1990	Marzo	17,8	24,0	11	25431045,8	5,5
Cortaderas	1990	Abril	13,8	26,0	10	21316977,3	2,5
Cortaderas	1990	Mayo	9,9	27,0	9	16426944,4	3,7
Cortaderas	1990	Junio	6,4	35,0	8	13660544,3	2,2
Cortaderas	1990	Julio	4,9	44,0	9	15879276,4	3,2
Cortaderas	1990	Agosto	8,9	37,0	10	19919363	5,7
Cortaderas	1990	Septiembre	10,0	38,0	9	22444316	7,4

Figura 2: Base de Datos en MS-Excel para estimación de irradiación solar por localidad.

ESTIMACIÓN DE RADIACIÓN SOLAR EN ESTACIONES SIN REGISTROS DE HELIOFANÍA

Una vez completada la base con los datos estimados de radiación en las dos localidades que contaban con datos de heliofanía, se procedió a generar una tabla dinámica para permitir la selección de un mes determinado y realizar los cálculos requeridos en forma automática para cada una de las localidades de la base. Esta tabla permitió mostrar para el mes seleccionado, los promedios de todos los parámetros de la base de datos o sólo aquellos valores que interesaran. En la Fig. 3, se muestran todos los cálculos realizados para cada una de las estaciones, para el mes de Diciembre.

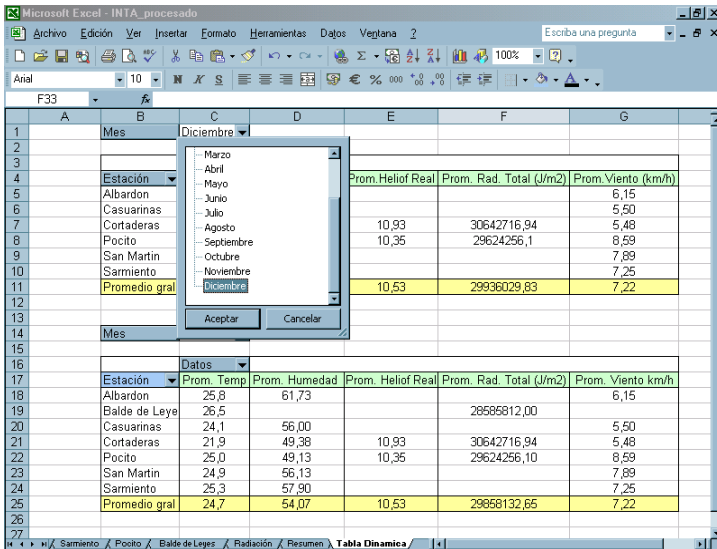


Figura 3: Cálculos realizados para cada una de las Estaciones, para el mes de Diciembre.

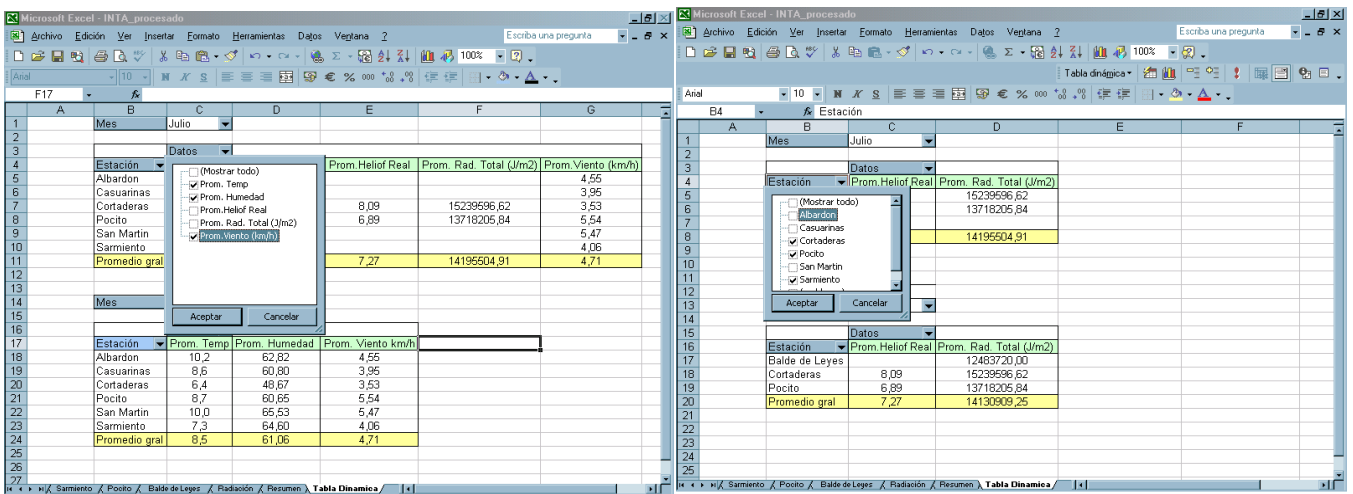


Figura 4: Promedios para el mes Julio; y valores de Irradiancia y Heliofanía para Cortaderas, Pocito y Balde de Leyes.

A modo de ejemplo de las selecciones posibles de realizar, en la Fig. 4, se muestra por un lado, sólo las *Promedios de Temperatura, Humedad y Velocidad del Viento*, para el mes Julio; y por otro, sólo valores de *Irradiancia y Heliofanía* para las estaciones de *Cortaderas, Pocito y Balde de Leyes*. En el caso de seleccionar todos los meses, el resultado de la tabla daría el promedio anual de cada variable para las estaciones seleccionadas.

Esta tabla puede ser usada para encontrar datos estimados en regiones en las que no existen valores medidos, si se cuenta con estaciones cercanas a dicha zona. En estos casos bastaría con seleccionar en la tabla las estaciones que rodean a la región, y los valores obtenidos en la fila correspondiente a Promedio Gral., serían los valores estimados de esta región. En el caso particular de la Provincia de San Juan la cantidad de estaciones meteorológicas instaladas no son suficientes para este uso, ya que se encuentran dispersas, pero hay en la actualidad proyectos del Gobierno Provincial, a través de la DRE (Dirección de Recursos Energéticos) y EPSE (Energía Provincial Sociedad del Estado) para la instalación de estaciones meteorológicas en diversos puntos de la Provincia.

COMPORTAMIENTO DE LOS MÓDULOS FV

El comportamiento de los módulos FV obedece a varios factores. En primer lugar, la energía eléctrica generada depende directamente de la radiación solar recibida. La temperatura ambiente y la temperatura sobre el módulo inciden en forma inversamente proporcional, es decir a mayor temperatura, menor es la energía generada. Para analizar el efecto de la radiación y la temperatura sobre el comportamiento del módulo se parte de los datos de condiciones normales especificados por el fabricante. Los parámetros especificados normalizados se establecen para una radiación de 1000 W/m^2 , para una temperatura ambiente de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, una temperatura de celda de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ y una aeromasa de 1,5. Para estas condiciones se define una potencia pico de un módulo que corresponde al mayor de los productos de una corriente por una tensión de generación.

Cuando las condiciones de temperatura exterior no son las de referencia habrá una alteración de las especificaciones técnicas. Un aumento de temperatura se manifiesta en una celda con un aumento de la corriente y en una disminución en mayor

proporción de la tensión, provocando una disminución de la potencia pico del módulo dependiendo del tipo de celda y de módulo.

Características de los Módulos FV Ensayados

Para realizar un análisis detallado del rendimiento se seleccionan dos tipos de módulos FV de similares características, en potencia y tipo de tecnología (monocristalinos), uno de ellos ensamblado en Argentina y otro fabricado en el exterior. Se realiza el cálculo del rendimiento teórico para especificaciones del fabricante, en condiciones normales de operación de celda (NOCT) y para obtener el rendimiento real se realizan en laboratorio ensayos de los mismos. Las especificaciones técnicas de los fabricantes se resumen en la Tabla 2.

Módulo FV	Corriente de Corto Circuito [A]	Corriente Típica en Carga [A]	Tensión de Circuito Abierto [V]	Tensión Típica en Carga [V]	Temperatura normal de operación de celda (NOCT) [°C]	Área de colección del módulo (Am) [m ²]	Potencia Pico [W]
Nacional	3,40	3,05	21,70	17,4	42	0,38	53
Extranjero	3,22	2,94	21,20	17,0	42	0,39	50

Tabla 2. Especificaciones Técnicas de los fabricantes de los módulos FV ensayados en laboratorio.

Rendimiento de los Módulos FV

En función de la incidencia que la temperatura tiene en el comportamiento de las celdas FV, se define un Coeficiente de Temperatura que depende de la relación de temperatura de celda con la temperatura de referencia, el cual indicará en qué proporción disminuye la tensión o aumenta la corriente en el módulo. Esta dependencia afecta el rendimiento de los módulos (Duffie & Beckman, 1991; IRAM 210013-2, 1998). En la tabla 3 se presentan las ecuaciones utilizadas y los cálculos realizados.

	Coeficiente de temperatura	Coeficiente de temperatura	Rendimiento a 25 °C	Rendimiento a Temperatura Prevista [%]
Número Ecuación	(1)	(2)	(3)	(4)
Ecuación	$\mu = (\eta_{prev} - \eta_{ref}) / (T_{celda} - T_{ref})$	$\mu = \eta_{ref} * \mu_{Vo} / V_{pmax} = \eta_{ref} * \mu_{Io} / I_{pmax}$	$\eta_{ref} = (I_{pmax} * V_{pmax}) / (G_{ref} * A_m)$	$\eta_{prev} = -\eta_{ref} - \mu * (T_{celda} - T_{ref})$
Módulo FV Nacional	$\mu_{Vo} = -0,0775 \text{ V/}^\circ\text{C A/}^\circ\text{C}$	$0,139 * 0,0775 / 17,4 = 0,00062$	$(3,05 * 17,4) / (1000 * 0,39) = 0,139$	$0,139 - 0,00062(42^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 0,128$ $0,139 - 0,00062 * (65^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 11,42 \text{ (verano)}$ $0,139 - 0,00062 * (40^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 12,84 \text{ (invierno)}$
Módulo FV Extranjero	$\mu_{Vo} = -0,051 \text{ V/}^\circ\text{C A/}^\circ\text{C}$	$0,128 * 0,051 / 17,0 = 0,00038$	$(2,94 * 17,0) / (1000 * 0,39) = 0,128$	$0,128 - 0,00038 * (42^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 0,121$ $0,128 - 0,00038 * (65^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 11,28 \text{ (verano)}$ $0,128 - 0,00038 * (40^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 12,23 \text{ (invierno)}$

Tabla 3. Ecuaciones utilizadas y cálculos realizados para la determinación del rendimiento real de los módulos FV.

siendo: μ : Coeficiente de temperatura

η_{prev} : Rendimiento o eficiencia del módulo para la temperatura prevista de celda de 42°C

η_{ref} : Rendimiento o eficiencia del módulo para la temperatura de referencia de 25 °C

T_{celda} : Temperatura prevista de la celda

T_{ref} : Temperatura de referencia de 25 °C

μ_{Vo} : Coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto del módulo

V_{pmax} : Tensión correspondiente al punto de potencia pico del módulo

μ_{Io} : Coeficiente de temperatura para la Corriente de corto circuito

I_{pmax} : Corriente correspondiente al punto de potencia pico del módulo

A_m : Área de colección del módulo

G_{ref} : Radiación Solar incidente de referencia sobre el módulo = 1000 W/m²

Normalmente se especifican los valores de coeficiente de temperatura para tensión de circuito abierto o coeficiente de temperatura para corriente de corto circuito. Este valor se obtiene experimentalmente en laboratorio.

Ensayo de Módulo FV nacional

Los ensayos realizados dan un valor de μ_{Vo} de $-0,0775 \text{ V/}^\circ\text{C A/}^\circ\text{C}$, como se muestra en la Tabla 3. Realizados los cálculos se obtiene con la ecuación (4) un $\eta_{prev} = 0,128$ que expresado en porcentaje corresponde al 12,8 %. Este es el valor del rendimiento que debería tener el módulo para una temperatura de celda de 42°C, por ello la especificación del fabricante es del 11 % para este módulo. Durante la experiencia realizada en laboratorio se mide una temperatura máxima promedio de celda en verano de 65 °C, mientras que en invierno de 40 °C. Esto implica un rendimiento previsto, de acuerdo a la ecuación (1), de 11,42 % para verano, y de 12,84 % para invierno. Los valores obtenidos serían el máximo rendimiento teórico que se podría alcanzar en los módulos para estas temperaturas. Si se desea analizar el rendimiento real de los módulos deben ser calculados a través de la ecuación:

$$\eta_{real} = (I_{mod} * V_{mod}) / (G_i * A_m) \quad (5)$$

Siendo:

η_{real} : Rendimiento o Eficiencia de los módulos

I_{mod} : Corriente medida del módulo

V_{mod} : Tensión medida del módulo

A_m : Área efectiva de colección del módulo

G_i : Radiación Solar incidente real sobre los módulos

Al reemplazar en la ecuación (4) con las mediciones realizadas en laboratorio, se obtiene el rendimiento de los módulos en base a datos reales. Los valores de rendimiento de los módulos se mantienen por debajo al 10 % a lo largo de todo el día, esto es razonable ya que a pesar de que la radiación va variando a través del día, también lo hace en forma proporcional la corriente generada por los mismos y la tensión del sistema. Este rendimiento es levemente inferior al calculado teóricamente para invierno y lo cual es también razonable debido a que existen otros factores que no se han mencionado como son el polvo acumulado sobre los módulos y las pérdidas de conexión entre las celdas, las resistencias serie y paralelo interna del módulo, entre otros, que hacen reducir su rendimiento.

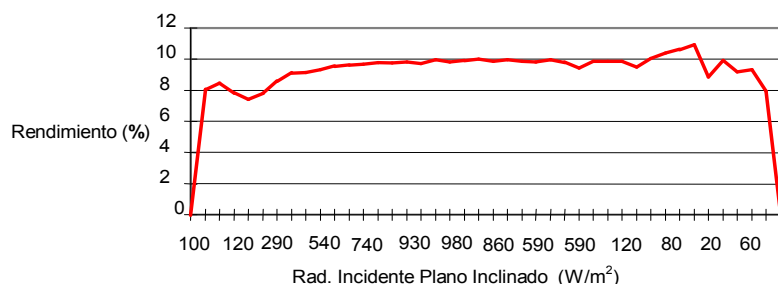


Figura 5: Rendimiento de un módulo FV nacional en un día de invierno.

A modo de ejemplo se muestra en la Fig. 5 el rendimiento de un módulo nacional de 53Wp en un día de verano, en el cual se mantiene cercano al 10 % durante gran parte del día, con picos instantáneos que superan este valor. Normalmente este módulo se mantiene entre el 8,9 y el 10,3 % de rendimiento, dependiendo de las condiciones y la época del año. Este rendimiento se obtuvo para un módulo con un año de funcionamiento, lo cual implica que el mismo irá disminuyendo a través del tiempo por envejecimiento de las celdas.

Ensayo de Módulo FV Extranjero

Se repiten los ensayos realizados para el módulo nacional, en este caso para un módulo de fabricación extranjera. En este caso el valor obtenido experimentalmente del coeficiente de temperatura es $\mu_{vo} = -0,051 \text{ V/}^\circ\text{C A/}^\circ\text{C}$ (Tabla 3). A su vez aplicando la ecuación (4), el $\eta_{prev} = 0,121$, que expresado en porcentaje corresponde al 12,1%. Este es el rendimiento que debería tener el módulo para una temperatura de celda de 42°C, motivo por el cual la especificación del fabricante es del 11% para este módulo. Durante la experiencia realizada en laboratorio se mide una temperatura máxima promedio de celda en verano de 65 °C, mientras que en invierno de 40 °C. Esto implica un rendimiento previsto, de acuerdo a la ecuación (1) de 11,28 % para verano y de 12,23 % para invierno. Los valores obtenidos serían el máximo rendimiento teórico que se podría alcanzar en los módulos para estas temperaturas. Se aplica luego la ecuación (5), siguiendo el mismo procedimiento que para los módulos FV nacionales.

Módulo FV	Rendimiento teórico (%)	Rendimiento especificado por el fabricante a 25°C (%)	Rendimiento previsto (%)	Rendimiento Real (%)
Nacional	12,8	11	11,42 - 12,84	8,9 - 10,3
Extranjero	12,1	11	11,28 - 12,23	9,3 - 10,5

Tabla 3. Rendimientos teóricos, previstos y reales para módulo nacional y extranjero.

Consideraciones Generales

Es probable que la diferencia entre ambos fabricantes se deba a que los módulos nacionales son armados en argentina (con celdas importadas del extranjero) con una tecnología distinta a la utilizada en los módulos extranjeros, que son fabricados y armados con una tecnología que responde a controles de calidad muy exigentes.

Se puede concluir que los rendimientos reales de todos los módulos son inferiores, alrededor de un 20 % menos, que los especificados por los fabricantes debido a varios motivos. Entre ellos podemos especificar:

- Normalmente en condiciones reales se acumula polvo sobre los vidrios de los módulos, reduciendo la cantidad de energía capaz de producir el módulo estando libre de polvo. En especial en zonas desérticas de San Juan con muchos vientos que acarrear polvo y arena. Por esta razón es conveniente limpiar los módulos semanalmente.
- Los módulos conectados a baterías no trabajan en su punto de potencia pico (que ronda alrededor de los 17 Volt), sino que las condiciones de tensión están fijadas por la tensión del sistema que corresponde a la tensión de batería, que varía entre 10.8 V y 14.5 V (puntos de corte de descarga y carga que impone el regulador de carga a la batería). Por lo tanto al estar fijada la tensión, se generará una corriente distinta a la de pico, que producirá un potencia menor a la máxima posible. Este valor variará a lo largo del día en forma proporcional a la variación de la radiación solar.
- Existen pérdidas de potencia en el acoplamiento de las celdas, que son las pérdidas propias de contacto.

- La elevación de temperatura en las celdas cambia la curva característica del conjunto de los módulos y el punto de funcionamiento varía, disminuyendo la potencia generada. El período estival de San Juan alcanza temperaturas muy elevadas.
- La potencia depende directamente de la radiación incidente normal a la superficie colectora que recibe el módulo, y esto dependerá del ángulo de inclinación del módulo y de la época del año, ya que varía significativamente el ángulo de altura solar.

INDICE DE CAPACIDAD POTENCIAL DE ENERGÍA (ICPE)

Aplicando los resultados obtenidos precedentemente, se obtiene un *Índice de Capacidad Potencial de Energía (Wh/m² día)*. Este *Índice* da una idea de la cantidad de energía disponible en cada localidad, por unidad de superficie de panel FV instalado. Definido de este modo, se plantea la siguiente ecuación:

$$ICPE = H * \eta_{real}$$

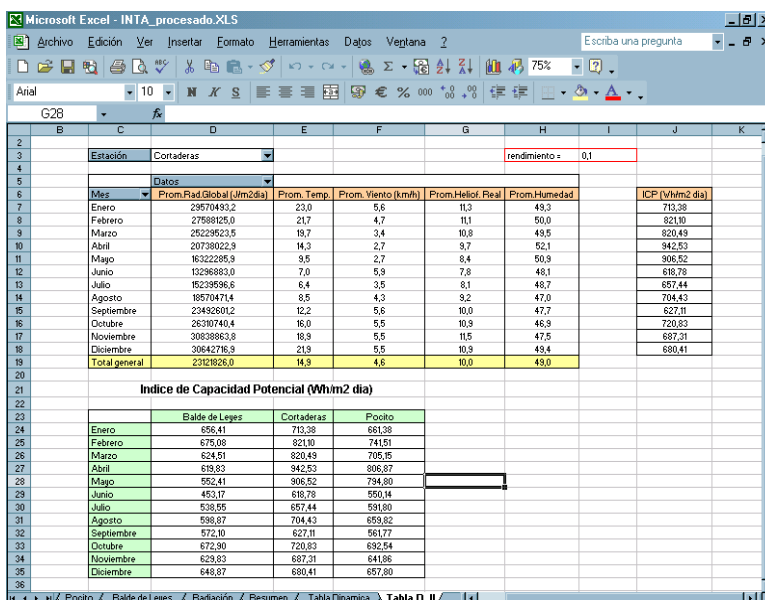
donde: *ICPE* : Índice de Capacidad Potencial (Wh/ m² día)

H : Radiación total diaria media mensual sobre superficie inclinada (Wh/ m²)

η_{real} : Rendimiento o eficiencia real de los módulos

Para este caso se consideró $\eta_{real} = 10\%$, conforme los resultados de los ensayos realizados. Teniendo en cuenta que la latitud de las localidades en estudio esta alrededor de los 31° (Tabla 4) y que para lograr un mayor aprovechamiento de la energía en el invierno se aconseja una inclinación de 15° a 20° más que la latitud del lugar (Duffie & Beckman, 1991), se calcula la radiación sobre plano inclinado *H_i*, para 45°, inclinación media del módulo adecuada para esta latitud.

Programando esta fórmula para que trabaje en forma conjunta con una nueva tabla dinámica, en donde seleccionando previamente la localidad se puede obtener el año tipo para cada una de las variables registradas (Fig.6), se calculan los *ICPE's* mensuales para aquellas estaciones que cuentan con datos de radiación solar. La Tabla 4 muestra los valores obtenidos para 3 localidades seleccionadas



Mes	Índice de Capacidad Potencial de Energía [Wh/m ² día]		
	Balde de Leyes	Cortaderas	Pocito
Enero	656,41	713,38	661,38
Febrero	675,08	821,1	741,51
Marzo	624,51	820,49	705,15
Abril	619,83	942,53	806,87
Mayo	552,41	906,52	794,8
Junio	453,17	618,78	550,14
Julio	538,55	657,44	591,8
Agosto	598,87	704,43	659,82
Setiembre	572,1	627,11	561,77
Octubre	672,9	720,83	692,54
Noviembre	629,83	687,31	641,86
Diciembre	648,87	680,41	657,8

Figura 6. Obtención del Índice de Capacidad Potencial mediante el uso de tablas dinámicas.

Tabla 4. Índice de Capacidad Potencial de Energía (Wh/m² día) para las localidades seleccionadas.

CONCLUSIONES

El soporte informático en libro de MS-Excel utilizando la facilidad de tablas dinámicas resulta una herramienta útil para automatizar el procesamiento de datos meteorológicos, la obtención de irradiancia solar a partir de datos de heliofanía, y el cálculo del índice ICPE. El diseño de su estructura facilita la posterior incorporación de registros de nuevas estaciones.

El Índice ICPE propuesto permite estimar la cantidad de energía eléctrica potencialmente disponible diariamente por mes en cada localidad, por unidad de superficie de módulos FV instalados, pues se basa en el rendimiento real de los mismos.

Resulta de este modo un instrumento válido para tomar decisiones cuando se desea seleccionar la localidad donde se obtengan mayores ICPE. En el ejemplo de aplicación en tres localidades de la Provincia de San Juan realizado en función del rendimiento real de módulos de 50Wp, resulta un orden de prelación donde Cortaderas está en primer lugar, seguida de Pocito y Balde de Leyes.

Por sus características es además apropiado para realizar prediseños de sistemas FV, por lo cual los resultados de este trabajo fueron aplicados en el desarrollo de un método simplificado de diseño para sistemas FV (Pontoriero et al., 2007) que permite obtener buenas aproximaciones de dimensionamientos.

El estudio se limitó a módulos de una potencia determinada, porque se contaba con los datos de su rendimiento real a través de mediciones y ensayos realizados respectivamente en campo y laboratorio. Sin embargo, el ICPE puede ser calculado para módulos con otras potencias pico, siempre que se dispongan mediciones de los mismos en condiciones reales de uso.

REFERENCIAS

- Blasco I., Hoesé L., Rosés R., Carestía C., Facchin M., Gómez W., Pontoriero D., Hidalgo E., Simón L., De La Torre M. (2004-). Vivienda Clima y Energía: Diagnóstico y Propuestas en Casos de Estudio. Cap.II 1 Datos Meteorológicos. Libro Digital Interactivo en edición. 1040 páginas. IRPHa-UNSJ. ISBN: 950-605-361-8.
- Blasco Lucas I., Carestía C., Vega L., Fábrega M., Re G., Simón L., Hoesé L., Pontoriero D., Merino N., Hidalgo E., Roses E., Pignatari G. (2006a). Unidades Productivas Sustentables en Zonas Rurales Árido-Sísmicas. Instituto Regional de Planeamiento y Hábitat (IRPHa). San Juan, Argentina. Libro Digital, 380 páginas.
- Blasco Lucas I., Pontoriero D., Hoesé L. (2006b). PV Application for Rural Productive Uses on Micro-Scale. RTPV40 on Digital Proceedings of the World Renewable Energy Congress IX. Elsevier and Pergamon. Florence, Italy.
- Duffie J., Beckman W. (1991). Solar Engineering of Thermal Processes, pp 68-70, 119-121 y 774-777. 2da ed. John Wiley & Sons, Inc. USA.
- Fasulo A., Adaro J., Nieto M. (2006). Análisis de cinco años de mediciones de la radiación solar en la ciudad de San Luis. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 10, pp. 11-27 a 11-33, Argentina.
- Grossi Gallegos H. (1998). Distribución de la Radiación solar Global en la República Argentina II. Cartas de Radiación. Energías Renovables y Medio Ambiente 5, 33-42.
- Grossi Gallegos H., Roberti A., Renzini G., Sierra V. (2003). Algunos comentarios sobre el modelo de Suehrcke y su aplicación en Argentina. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, 7, 2, 11-01 a 11-05 versión CD-ROM (2003).
- Grossi Gallegos H., Roberti A., Sierra V. (2006). Análisis de los datos de radiación solar disponibles en Ushuaia, Argentina. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 10, pp. 11-09 a 11-14, Argentina.
- Grossi Gallegos H. y Righini R. (2007). Atlas de Energía Solar de la República Argentina. 1ra ed. SECYT – UNL, Argentina.
- Löft G., Duffie J., Smith C. (1996). World Distribution of Solar Energy. Solar Energy 10, 27-37.
- Norma IRAM 210013-2 (1998). Módulos Fotovoltaicos. Características eléctricas en condiciones normalizadas. Instituto Argentino de Racionalización de Materiales.
- Pontoriero D., Blasco I., Hoesé E., Hoesé de Serpa L., Avila E., Trincado M. (1995). Provisión Fotovoltaica en Zonas Semidesérticas. Caso de la Población Rural Aislada Balde de Leyes. Actas de la XV CLER (Conferencia Latinoamericana de Electrificación Rural). Buenos Aires, Argentina.
- Pontoriero D., Hoesé L., Blasco I. (2007). Método de pre-diseño de sistemas fotovoltaicos "FV-PREDIM". Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente (AVERMA), Vol. 10, XXX ASADES.
- Raichijk C., Grossi Gallegos H., Righini R. (2005). Evaluación de un método alternativo para la estimación de valores medios mensuales de irradiación global en Argentina. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 9, pp. 11-05 a 11-08, Argentina.
- Righini R., Grossi Gallegos H., Raichijk C. (2004). Trazado de Nuevas Cartas de Irradiación Solar Global para Argentina a partir de Horas de Brillo Solar (Heliofanía). Energías Renovables y Medio Ambiente. Vol. 14 pp. 23-31, Argentina.
- Suehrcke H. (2000). On the relationship between duration of sunshine and solar radiation on the earth's surface: Ångström's equation revisited. Solar Energy 68(5), 417-425.

AGRADECIMIENTO

A Gesa Palte, estudiante de Física de la Universidad Albert-Ludwigs de Freiburg, Alemania. Por su valiosa colaboración en el procesamiento de datos meteorológicos durante su pasantía en el IRPHa (11/2004 a 08/2005).

ABSTRACT

The work target is to determine an Energy Capacity Potential Index (*ECPI*) from solar irradiance data and the real efficiency of photovoltaic (*PV*) modules which allows facilitating the systems sizing based on this technology. Its development includes on the one hand, a procedure supported in dynamic tables of MS-Excel elaborated with the purpose of generating a year type and estimating values of solar irradiation when bright sunshine data are available; and by another one, the methodology applied to test *PV* modules, in order to define the real efficiency of them. This Index permits to calculate the amount of electrical energy potentially available in each locality, by the unit surface of installed *PV* module, which turns it in a useful tool to make approaches in the of *PV* systems pre-design. Results obtained for three localities of San Juan Province are shown.

Keywords: Photovoltaic, index, potential capacity, solar energy, estimation.