

EVALUACION DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EN EDIFICIO COMERCIAL CONECTADO A RED DE DISTRIBUCIÓN EN LA PROVINCIA DE SAN JUAN

D. Pontoriero, M. Facchini, J. Serrano Mora, G. Barón

Instituto de Energía Eléctrica – Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional de San Juan - Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (IEE –FI - UNSJ -CONICET)
Av. Libertador San Martín 1109 (Oeste), CP 5400 San Juan
Tel. 0264-422644 – Fax 0264-4210299 e-mail: dpontori@iee.unsj.edu.ar

Recibido 10/09/15, Aceptado 13/10/15

RESUMEN: En zonas con potencial de recurso solar se hace imprescindible analizar la posibilidad de utilizar generación fotovoltaica (FV) como fuente de generación eléctrica, considerando factores técnicos, económicos y ambientales.

En la Provincia de San Juan, con un recurso solar abundante, la Universidad Nacional de San Juan en cooperación con el Gobierno de la provincia y la Empresa Distribuidora Eléctrica de Caucete (DECSA) viene desarrollando proyectos de generación solar fotovoltaica (FV) en conjunto, con el objetivo de acrecentar la aplicación de la tecnología FV en generación distribuida a pequeña-mediana escala.

En el presente trabajo se describe la instalación de un sistema FV comercial conectado a la red eléctrica de distribución. Se analiza el diseño del sistema y de la estructura soporte, se realiza una evaluación de la energía generada y los índices de producción y pérdida. Se presentan los resultados y conclusiones más relevantes hasta esta etapa.

Palabras clave: energía solar, generación fotovoltaica, conectada a red, sector comercial, evaluación técnica.

INTRODUCCION

Actualmente, los países industrializados generan electricidad en grandes instalaciones centralizadas, tales como centrales de combustible fósil (carbón, gas natural, fuel oil), nuclear o hidroeléctricas. Estas centrales son excelentes a escala de rendimientos económicos, pero transmiten la electricidad normalmente a muy grandes distancias y el rendimiento energético y medioambiental es bajo.

Las centrales eléctricas se ubican en lugares determinados en función de factores económicos, de seguridad, logísticos o medioambientales, entre otros, que provocan que la mayoría de las veces la energía se genere muy lejos de donde se consume. En este aspecto la generación distribuida (GD) ofrece una ventaja significativa, dado que se genera muy cerca del lugar del consumo, a veces incluso en el mismo edificio, reduciendo la cantidad de energía que se pierde en su transporte y el tamaño y número de las líneas eléctricas que se deben construir y mantener en óptimas condiciones.

Los sistemas empleados como fuentes de energía distribuida son plantas de generación a pequeña escala utilizadas para proporcionar una alternativa o una ayuda a las tradicionales centrales de generación eléctrica.

Aquí surge la aplicación de la energía solar FV, considerando que el uso de la energía FV de manera eficiente ayuda a reducir las emisiones de CO₂ y el calentamiento global (Defaix, 2012). La aplicación de la generación solar FV conectada a redes de distribución posibilita la utilización de redes inteligentes que permiten optimizar la producción y distribución de energía eléctrica con usuarios que no solo consumen sino que también generan electricidad usando la misma red. Las tecnologías de información (TIC) empleadas en redes inteligentes permiten el control bidireccional de energía equilibrando mejor la oferta y la demanda entre productores y consumidores.

La Provincia de San Juan tiene todas las posibilidades, condiciones climáticas, geográficas y de disponibilidad de recurso solar para que el uso de la energía solar FV pueda explotarse masivamente. Es una de las provincias de la Argentina que posee mayor irradiación solar, recibe una media anual de irradiación o radiación solar de 2.000 hasta 2.400 kWh/m² en algunas zonas, obtenidas de mediciones realizadas en estaciones meteorológicas instaladas en varias zonas de San Juan. Asimismo, la elevada irradiación directa permite tener una mejor respuesta energética de los módulos FV.

Es por ello que el gobierno de la provincia viene desarrollando el Proyecto Solar San Juan, que pretende fundar las bases para el crecimiento de la tecnología FV en Argentina (Doña, 2009). En el marco de este proyecto, el Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) ejecuta actualmente, en cooperación con la empresa Distribuidora Eléctrica de Caucete S.A. (DECSA), el proyecto denominado “Inserción de Energía Solar Fotovoltaico Conectada a Red como Generación Distribuida en el Sector Residencial: Instalación Piloto, Ensayos, Mediciones y Formulación de Procedimientos Técnico-Administrativos”. En el marco de este proyecto se han instalado cinco sistemas pilotos de generación FV con potencia entre 1.6 kWp y 4 kWp en los sectores residencial, comercial y organismos gubernamentales y está financiado por el Fondo para la Investigación Científica y Tecnológica (FONCYT), la UNSJ y la Dirección de Recursos Energéticos (DRE) del Ministerio de Infraestructura del Gobierno de la Provincia de San Juan.

Uno de los objetivos específicos en este proyecto es la evaluación del desempeño de los sistemas FV ante distintos escenarios de consumo, generación y modalidades de inyección a la red, en conjunto con condiciones meteorológicas-ambientales. A este fin se implementó una campaña de medición continua de diversos parámetros eléctricos como corrientes, tensiones y potencias del sistema FV, como así también variables meteorológicas-ambientales.

En el presente trabajo se describe la instalación de un sistema FV comercial conectado a la red eléctrica de distribución de la empresa DECSA de la Provincia de San Juan. Se presenta el diseño del sistema FV y las consideraciones tenidas en cuenta, la configuración de conexión utilizada, los componentes instalados y los medidores de cada una de las variables requeridas para su evaluación. Se analizan los ángulos de inclinación óptimos para obtener la mayor energía posible del sistema FV, considerando seguridad y simplicidad.

Se presentan los resultados obtenidos de este balance de energía y las conclusiones obtenidas en esta etapa. A partir de este análisis se evidencia el buen comportamiento energético del sistema FV considerado y el correcto intercambio energético que se produce con la red de distribución, teniendo en cuenta otras evaluaciones realizadas en el mundo (Cáceres et al., 2014; Jahn et al., 2000, van Sark et al., 2012).

DISEÑO DEL SISTEMA FV

Para realizar el diseño del sistema FV se partió de datos relacionados con el consumo del edificio seleccionado (Sulaiman, 2012). Si bien la entrada del edificio poseía suministro trifásico se definió instalar el sistema en una de las fases la cual alimenta el sector de consumo comercial bajo interés. La categoría tarifaria equivalente para el consumo previsto abastecer es T1G3, que corresponde a un consumo entre 580 y 4000 kWh por bimestre. El sistema FV se proyectó de manera que generara alrededor de 600 kWh por mes, resultando, con la radiación disponible en San Juan, una potencia a instalar de alrededor de 4 kWp. Por ello se pensó, en primer lugar, en el inversor requerido y se definió seleccionar un inversor de 4 kW. A partir de allí se realizó una búsqueda en el mercado para definir qué tipo y marca de inversor se deseaba. Luego de realizar comparaciones entre los existentes en el mercado y priorizando la calidad y confiabilidad se decidió seleccionar un inversor de la marca SMA, modelo Sunny boy 4000TL-20, de 4 kW de potencia, salida 220 Vca, 50 Hz y sin transformador de salida.

Por otro lado se seleccionó un tipo de panel FV disponible en el mercado, para lo cual se realizó un concurso de precios y en función de la calidad y costo se adquirieron módulos FV policristalinos de 295 Wp.

A partir del tipo de módulo y teniendo en cuenta las recomendaciones del modelo de inversor seleccionado, los fabricantes de SMA proveen un software que permite calcular la cantidad de módulos FV requeridos, resultando un campo FV de 12 módulos de 295 Wp. La otra opción era colocar 14 módulos pero se superaba la potencia admitida por el inversor. Se tuvo muy en cuenta, además, que en San Juan se pueden alcanzar valores de irradiancia de 1200 W/m², es decir un 20% más que los valores estándares de radiación para los cuales están definidos los valores de potencia pico de los módulos FV. Por ello se definió una potencia pico en el campo FV total menor que la nominal del inversor, de manera de protegerlo y que no se superen los valores máximos admitidos por el mismo. Si bien con el efecto de pérdidas por temperatura y otras pérdidas se pierde potencia de generación, se consideró el máximo valor que podría generarse considerando 1200 W/m² de irradiancia con temperaturas de -10°C, parámetros que se pueden alcanzar en la provincia de San Juan.

Por otro lado en función de la corriente y la tensión, tanto del campo FV como a la salida del inversor, se seleccionaron las correspondientes llaves termo-magnéticas de protección. También se instaló una puesta a tierra del inversor y otra puesta a tierra de la instalación eléctrica, en lugares distintos.

Para conectar el sistema FV a la red se evaluaron dos posibilidades: a) La primera fue conectar la salida del inversor del lado interno del edificio, después del medidor de entrada. En este caso dicho medidor debe ser bidireccional para registrar tanto la energía que va a la red proveniente del sistema FV como la energía que el edificio toma de la red. Adicionalmente se debe conectar otro medidor unidireccional que registre la energía total generada por el sistema FV que en este caso viene ya incluido con el equipo del inversor. b) La segunda posibilidad era conectar la salida del inversor del lado de la red, antes del medidor de entrada. En este caso el medidor de entrada es unidireccional y se requiere otro medidor unidireccional para registrar la energía generada por el sistema FV. En la Figura 1 se observan los tipos de conexión evaluados. En la parte a) el medidor M1 debe ser bidireccional y el medidor M2 debe ser unidireccional, mientras que en la parte b) ambos medidores (M1 y M2) son unidireccionales.

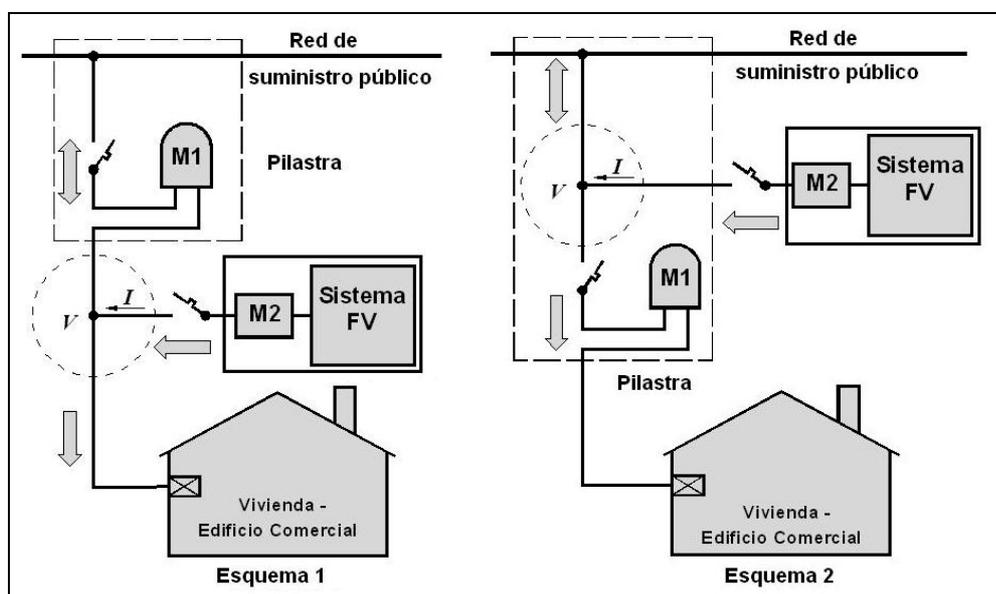


Figura 1: Esquemas de conexión: a) Después del medidor b) Antes del medidor

Ambos sistemas mostrados en la Figura 1 tienen sus ventajas y desventajas, que no se describen en este trabajo (Serrano Mora et al., 2013). Se seleccionó el sistema a) con un medidor bidireccional para hacer una evaluación más precisa de los flujos de energía ya que de este modo se puede determinar que parte de la energía generada por el sistema FV va a la red y que parte va al consumo del edificio. De todas maneras la conexión se realizó en la misma pilastra de entrada del edificio de modo que la distribuidora tuviera acceso a la medición. En esta Figura 1 se puede observar el sentido de los flujos de energía del sistema FV. La energía FV generada parte va al edificio y parte a la red eléctrica, según el consumo del comercio, y cuando no hay generación FV, o la misma no es suficiente para abastecer la carga del comercio, la carga toma energía de la red eléctrica (Pontoriero et al., 2014).

El objetivo prioritario de las mediciones implementadas es obtener la mayor cantidad de información posible para evaluar el comportamiento y la eficiencia de los componentes y del sistema FV. Desde el punto de vista de las variables atmosféricas requeridas están fundamentalmente la radiación solar global incidente en el plano de los módulos, la radiación global horizontal, la temperatura ambiente y la temperatura de las celdas FV. Para medir la radiación se utilizan celdas FV de referencia ya que captan radiación con el mismo espectro que las celdas de los módulos FV. También se monitorea el viento ya que incide en la respuesta energética de los módulos FV. Relacionadas con esta variables atmosféricas se monitorea la temperatura de los módulos FV a través de un sensor PT100 conectado en la parte posterior de una celda central de un módulo (Pontoriero et al., 2013).

Desde el punto de vista eléctrico se requiere registrar los valores de corriente, tensión y potencia a la salida del campo FV y los valores de corriente, tensión y potencia a la salida del inversor, que corresponden a la potencia inyectada a la red. Cabe acotar que para que el inversor se acople a la red es indispensable que la tensión y la frecuencia a la salida del inversor sea exactamente la misma que la tensión y corriente de la red a la que se acopla. El inversor está protegido ante variaciones de tensión y de frecuencia y superados ciertos márgenes se desconecta de la red.

En todos los casos se siguieron las recomendaciones indicadas en la norma internacional IEC 61724, relacionada con la monitorización de sistemas FV. Se utilizaron sistemas de adquisición de datos para monitorear y registrar los valores de las variables antes mencionadas. Estos equipamientos permiten medir valores sensados para distintos periodos de tiempo y registrar los valores promedios en dichos periodos según se definan. El criterio fundamental tenido en cuenta es que el registro de las diversas variables se realiza en sincronismo y con el mismo período de tiempo de modo de poder comparar valores de distintos sistemas de adquisición de datos, considerando también un periodo suficiente para registrar la mayor cantidad de eventos posibles. En este caso se escogió un período de registro de 15 minutos.

Se utilizó un sistema de adquisición de datos para obtener la información de la temperatura de celda de los módulos FV, la radiación global incidente en plano inclinado (plano de inclinación de los módulos) y la radiación incidente global en plano horizontal. Para los datos atmosféricos como temperatura ambiente, radiación global en plano inclinado, humedad ambiente y velocidad y dirección de vientos, se utilizó una estación meteorológica. Para monitorear y registrar datos eléctricos de generación del campo FV y lo entregado por el inversor se utilizaron otros sistemas de adquisición de datos, adquiridos también a SMA (proveedor del inversor). Asimismo se realizan periódicamente mediciones puntuales.

Teniendo en cuenta lo expresado anteriormente, en la Figura 2 se muestra el esquema de conexión a la red eléctrica y al edificio considerando el inversor y los instrumentos de medición conectados. Se hace notar que en el inversor está incluido el seguidor de máxima potencia (MPPT) necesario para un mejor aprovechamiento de la energía generada por el campo FV, ya que el mismo tiene la función de hacer funcionar el campo FV en un punto de la curva que corresponde al que genere más potencia con las condiciones de irradiación y temperatura reinante.

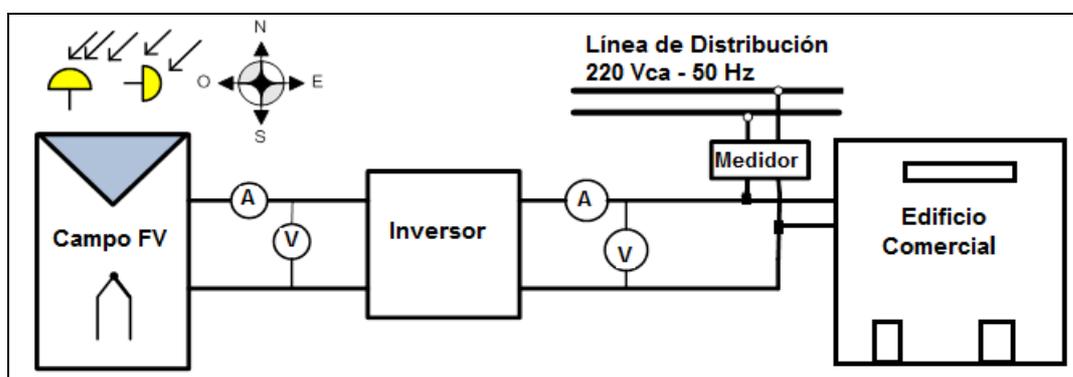


Figura 2: Esquema de conexión del sistema FV a la red con sus instrumentos de medición

Los módulos FV se encuentran instalados en el techo del edificio con estructuras soportes regulables en su ángulo de inclinación.

SELECCIÓN DE LOS ÁNGULOS DE INCLINACIÓN

Con el objetivo de estudiar la ganancia energética que se podría obtener variando el ángulo de inclinación de los módulos FV, se analizó la construcción de una estructura soporte para los módulos que permitiera la posibilidad de variar el ángulo de inclinación de los mismos. Se estudiaron tres alternativas posibles a partir de una posición horizontal: Un ángulo de inclinación fijo para todo el año, un ángulo óptimo para cada mes y un ángulo estacional. Para el análisis de estas alternativas se utilizó el software PVSYST.

El programa PVSYST permite realizar una simulación observando cómo se modifica la energía generada en función del ángulo de inclinación de la superficie captadora de la radiación (módulos FV). Para llevar a cabo las simulaciones fue necesario cargar en el programa los valores de las coordenadas geográficas de Caucete – San Juan, lugar de la instalación. Asimismo se cargaron los datos de irradiación global horizontal promedios diarios mensuales de un año tipo de la Ciudad de San Juan, cercana a Caucete, tomados de una estación meteorológica durante más de 10 años.

A partir de estos datos se generaron las simulaciones mediante el uso de modelos estocásticos realizados por el equipo Collares-Pereira. El modelo genera una secuencia de días y luego una secuencia de horas en el día, utilizando las matrices de transición de Markov.

En la Tabla 1 se presentan los valores de irradiación global para distintos ángulos de inclinación de los módulos FV, las simulaciones fueron corridas para un ángulo azimut de 0° y un factor de albedo de 20% (Albedo para zona urbana).

Meses	Irradiación Global en Plano Inclinado [kWh/m ² .mes]																			Angulo de Inclinación	
	0 [°]	5 [°]	10 [°]	15 [°]	20 [°]	25 [°]	30 [°]	35 [°]	40 [°]	45 [°]	50 [°]	55 [°]	60 [°]	65 [°]	70 [°]	75 [°]	80 [°]	85 [°]	90 [°]	Óptima	Óptimo Mensual
Enero	245,2	245,1	243,4	240,3	235,6	229,7	222,6	214,1	204,5	193,9	182,2	169,4	155,8	141,8	127,3	112,6	97,5	82,9	68,9	245,2	[0°]
Febrero	201,8	204,7	206,3	206,7	205,7	203,5	200	195,3	189,4	182,3	174,1	165	155	144	132,5	120,2	107,4	94,2	80,9	206,7	[15°]
Marzo	185,4	192,1	197,5	201,8	204,8	206,5	206,9	206	203,8	200,4	195,7	189,7	182,7	174,5	165,2	155	143,9	131,9	119,3	206,9	[35°]
Abril	129,6	137,7	145	151,4	156,9	161,4	164,8	167,3	168,6	168,9	168,1	166,3	163,4	159,5	154,5	148,6	141,8	134,2	125,7	168,9	[45°]
Mayo	101,7	110,6	118,9	126,5	133,3	139,2	144,3	148,5	151,7	154	155,2	155,5	154,8	153	150,3	146,7	142,1	136,5	130,2	155,5	[55°]
Junio	76,2	83,3	89,9	95,9	101,4	106,3	110,6	114,1	117	119,1	120,4	121	120,9	120	118,3	115,9	112,8	108,9	104,4	121	[55°]
Julio	89,6	98,1	106,1	113,4	120	125,9	131	135,2	138,6	141,1	142,7	143,3	143,1	141,9	139,8	136,8	132,9	128,1	122,6	143,3	[55°]
Agosto	110,7	118,1	124,8	130,8	135,9	140,3	143,8	146,5	148,2	149	148,9	147,9	146	143,1	139,4	134,9	129,5	123,3	116,5	149	[45°]
Septiembre	159,3	166,9	173,5	179	183,4	186,6	188,6	189,4	189	187,5	184,7	180,8	175,7	169,5	162,3	154,1	144,9	134,9	124,1	189,4	[35°]
Octubre	204,3	208,6	211,6	213,3	213,6	212,6	210,3	206,7	201,8	195,7	188,7	180	170,6	160,2	148,8	136,6	123,7	110,3	96,5	213,6	[20°]
Noviembre	230,1	230,7	229,9	227,6	223,9	219	213	205,6	197,1	187,6	177,1	165,6	153,2	140,1	126,7	112,9	98,8	84,7	71,2	230,7	[5°]
Diciembre	255,1	253,8	250,9	246,4	240,4	232,9	224	214,3	203,6	191,7	178,8	164,7	149,8	134,8	120	104,6	88,8	74,6	60,7	255,1	[0°]
Año	1989	2050	2098	2133	2155	2164	2160	2143	2113	2071	2016	1950	1871	1782	1685	1579	1464	1345	1221	2285,3	[25°]

Tabla 1: Valores de Irradiación Global mensual para Distintos Ángulos de Inclinación.

En la tabla se resaltan los máximos valores de irradiación por mes y este valor se presenta para distintos valores de ángulo de inclinación. Además, en las últimas columnas, se presentan los valores óptimos con su respectivo ángulo de inclinación.

En la Figura 3 se presentan las curvas de radiación solar mensual para los distintos ángulos de inclinación de los módulos y su envolvente, siendo esta la que produce una mayor radiación solar en el año. Se analizó, en el mismo software, el ángulo de inclinación fijo para todo el año obteniendo valores entre los 25 y 30° para la localidad donde se previó instalar el sistema FV. Por ello se consideró un ángulo de 25° para la alternativa de un solo ángulo de inclinación fijo para todo el año.

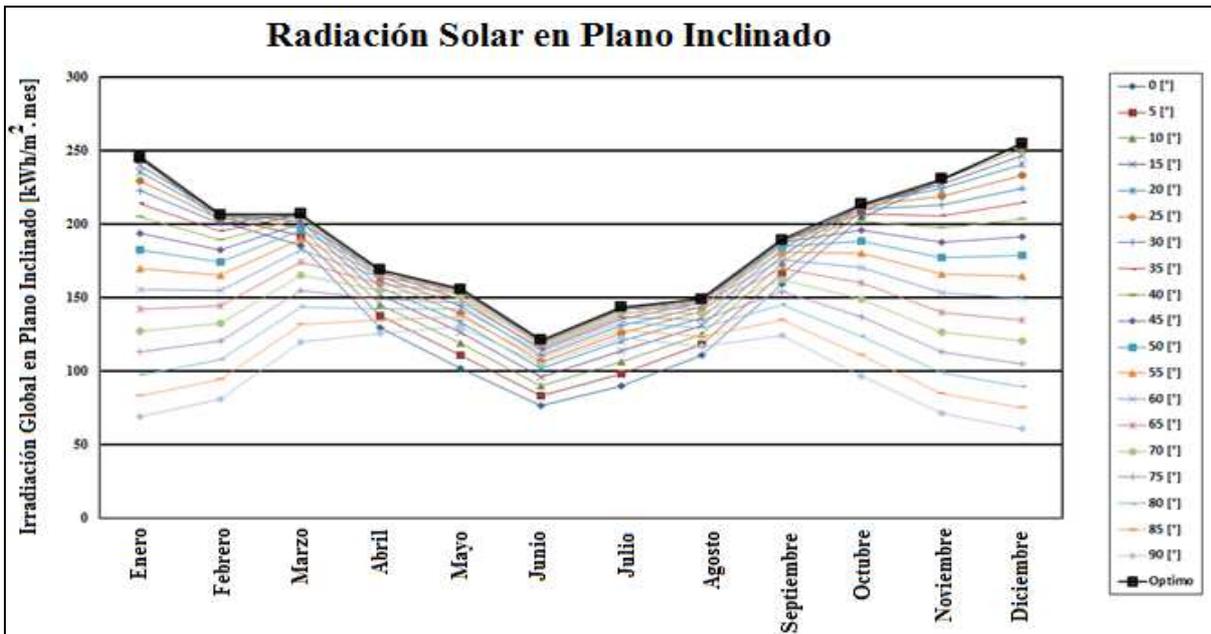


Figura 3: Radiación Solar para Plano Inclinado y Curva Envolvente del Óptimo Mensual.

En la Figura 4 y en la Tabla 2 se puede observar la eficiencia del aprovechamiento obtenido contemplando las tres alternativas de colocación de los módulos FV a partir de una posición horizontal. La eficiencia expresa el grado de captación de la radiación solar que tiene el sistema FV en función de la posición de los módulos FV.

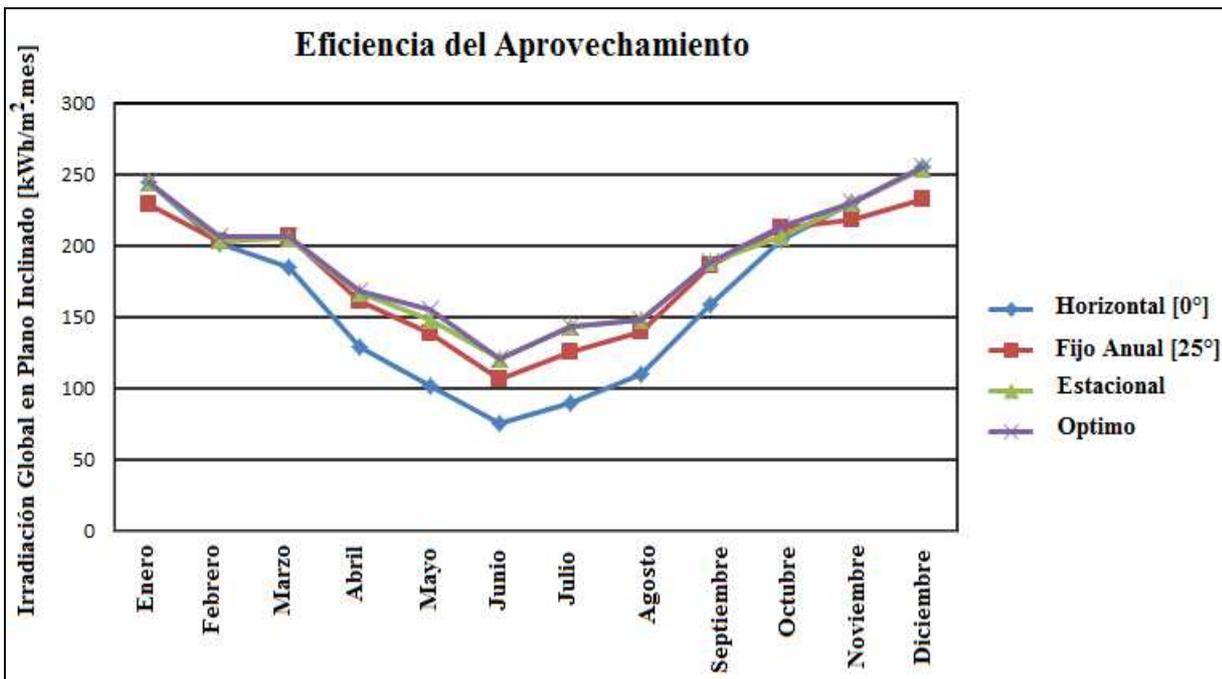


Figura 4: Comparación entre Distintas Alternativas de Inclinación del módulo.

Estas tres alternativas consisten en: a) Plano inclinado a 25° grados fijo todo el año, b) Plano con inclinación por estación agrupado en tres posiciones en el año – Verano (Enero, Febrero, Noviembre y Diciembre), Invierno (Mayo, Junio, Julio y Agosto) y Resto (Marzo, Abril, Septiembre y Octubre), con los siguientes ángulos de inclinación Verano 5°, Invierno 55° y Resto 35°, y por último c) Plano con ángulo de inclinación mensual óptimo, variando el ángulo de inclinación mensualmente.

De la Figura 3 y en la Tabla 2 se puede apreciar, tomando como referencia la irradiación global en el plano horizontal, que: al pasar al plano inclinado con ángulo fijo todo el año se aumenta la irradiación

recibida por los módulos en un 8,79%; al considerar un plano inclinado que varíe por estación se aumenta la irradiación recibida por los módulos en un 13,85% y que utilizando un plano inclinado promedio mensual óptimo se aumenta la irradiación recibida por los módulos en un 14,9%.

Meses	Irradiación Global en Plano Inclinado [kWh/m ² .mes]			
	Planos			
	Horizontal [0°]	Fijo Anual [25°]	Estacional (Ver 5° - Res 35° - Inv 55°)	Optimo
Enero	245,2	229,7	245,1	245,2
Febrero	201,8	203,5	204,7	201,8
Marzo	185,4	206,5	206	206,9
Abril	129,6	161,4	167,3	168,9
Mayo	101,7	139,2	155,5	155,5
Junio	76,2	106,3	121	121
Julio	89,6	125,9	143,3	143,3
Agosto	110,7	140,3	147,9	149
Septiembre	159,3	186,6	189,4	189,4
Octubre	204,3	212,6	206,7	213,6
Noviembre	230,1	219	230,7	230,7
Diciembre	255,1	232,9	253,8	255,1
Año	1989	2163,9	2271,4	2280,4

Tabla 2: Tabla Comparativa en Forma Mensual de la Mejora en Cuanto a la Inclinación.

Se puede apreciar que la mayor ganancia se obtiene cuando se adopta un ángulo de inclinación que varíe en forma mensual, pero se debe tener en cuenta que el cambio de inclinación es una tarea que implica tiempos de mano de obra y esfuerzos cuando es manual, como así también riesgos operativos durante la maniobra, por lo que resulta conveniente minimizar estas operaciones a lo largo del año. Con la opción de modificación de la inclinación de tres posiciones al año (Inclinación Estacional) se provocaría una pérdida del 1,05% del recurso solar respecto del esquema con un cambio mensual de los ángulos de las estructuras, disminuyendo notablemente los riesgos operativos vinculados al cambio de inclinación.

Por lo anterior, las estructuras instaladas fueron operadas con ángulos de inclinación estacionales, como se mencionan en la Tabla 3.

MES	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Ángulo	5°	5°	35°	35°	55°	55°	55°	55°	35°	35°	5°	5°

Tabla 3: Ángulos de Inclinación adoptadas para cada mes.

Para obtener prácticamente estos ángulos de inclinación se diseñaron y construyeron tres estructuras de hierro iguales, que contienen cuatro módulos FV de las características ya mencionadas, de modo que se pudiera cambiar los ángulos en forma simple y segura. Cada una de estas estructuras tiene la posibilidad de moverse a través de un sistema de barras y sujeción que hacen las estructuras muy seguras y firmes frente a vientos muy fuertes considerando que las mismas se montaron en un techo que está en un segundo piso del edificio.

La tarea del cambio de ángulo de inclinación se realiza en forma muy simple y en pocos minutos entre dos personas, solamente desplazando dos barras perforadas que poseen dos pernos roscados que sujetan la estructura en ambos extremos, mientras pivotean en otro punto de sujeción. Las barras perforadas están medidas de manera de obtener los ángulos requeridos.

INDICES DE COMPORTAMIENTO

En la norma IEC 61724 se indican los lineamientos relacionados con los índices de comportamiento normalizados de sistemas FV, los cuales permiten comparar sistemas de distintas configuraciones y en distintas localizaciones mediante la evaluación de los índices de producción, pérdidas y rendimientos. La determinación de estos índices son unos de los parámetros más importantes para evaluar en un sistema FV y se considera fundamental su cálculo.

Los índices de producción indican la operación real del campo FV relativa a su capacidad nominal. Entre estos índices de producción se puede mencionar el *índice de producción final del sistema FV*, Y_f , que es la porción de energía neta de salida diaria de toda la planta FV (suministrada por el campo FV) por kW de campo FV instalado, ecuación 1.

$$Y_f = \frac{E_A}{P_0} \times \eta_{LOAD} \quad (1)$$

Donde E_A es la energía de salida diaria del campo FV expresada en kWh y P_0 es la potencia nominal instalada en kW. Este índice de producción representa el tiempo en número de horas por día que el campo FV necesitaría operar a su potencia nominal de salida P_0 para generar la misma energía diaria que la obtenida cuando el sistema fue monitoreado. Por otro lado η_{LOAD} es el rendimiento con que la energía proveniente de todas las fuentes se trasmite a las cargas y es el cociente entre la energía de salida total del sistema FV y la energía de entrada total del sistema FV.

Otro índice de producción es el *índice de producción de referencia*, Y_r , que se calcula dividiendo la radiación total diaria en el plano G_T expresada en kWh/m²d de los módulos por la radiación de referencia G_{Iref} expresada en kWh/m² en el plano de los módulos, según la Ecuación 2.

$$Y_r = \frac{G_T}{G_{Iref}} \quad (2)$$

Este índice de producción representa el número total de horas por día durante el cual la radiación solar debería estar en niveles de radiancia de referencia para contribuir con la misma energía incidente con la que fue monitorizada. Así Y_r debería ser, en efecto, el número de horas de sol pico por día h/d, llamado también horas efectivas de sol.

Las pérdidas normalizadas se basan en los índices de producción. Las pérdidas indican la cantidad de tiempo durante el cual el campo FV debería operar a su potencia nominal P_0 para mantener las pérdidas. Entre ellas se puede destacar el *índice de relación de comportamiento*, R_p o *PR (Performance ratio)*, que indica el efecto global de las pérdidas sobre la potencia del campo FV debido a la temperatura del campo FV, a una incompleta utilización de la irradiación y a los fallos o ineficiencias de los componentes del sistema entre otros. Este índice se obtiene según la ecuación 3.

$$R_p = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (3)$$

Estos índices se definen en un período de tiempo (día, mes, o año). El índice de producción final Y_f del campo FV debería tener unidades de h/mes para Y_f mensual y h/año para Y_f anual. De igual forma los índices de producción anual o mensual de producción de referencia Y_r , las pérdidas y rendimientos pueden calcularse usando índices de producción del campo FV.

RESULTADOS OBTENIDOS

A partir del seguimiento del sistema FV durante dos años se obtuvo la energía que generó el sistema FV. En la Figura 5 se puede observar la energía generada por mes durante los años 2013 y 2014. Como se observa la energía generada dependió, sobre todo, de las condiciones meteorológicas de esos

años. Se puede apreciar en la Figura 5 que la energía generada por mes alcanza valores de 600 kWh de acuerdo a lo previsto en el diseño mencionado anteriormente. Se debe hacer notar que en realidad la potencia instalada en módulos FV fue de 3540 Wp y no de 4000 Wp como se previó originalmente debido fundamentalmente a la necesidad de proteger el inversor y además, por contar con módulos de 295 Wp, no era posible colocar 14 módulos porque se superaba la potencia admitida por el inversor.

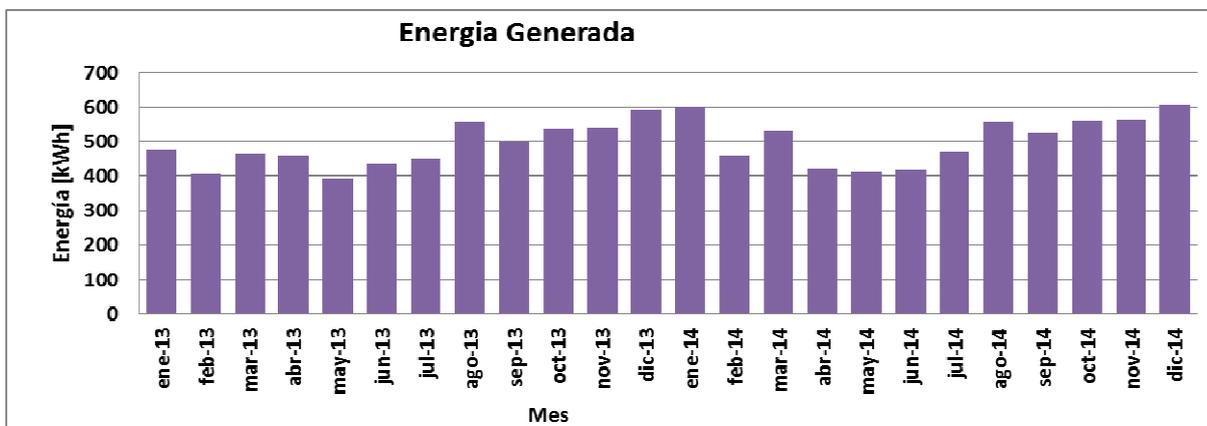


Figura 5: Energía generada por el sistema FV durante los años 2013 - 2014.

Los meses con menor energía generada se deben a las pérdidas energéticas producidas en el sistema debido fundamentalmente a las altas temperaturas y suciedad de los módulos, que pueden cambiar temporalmente, mientras que las demás pérdidas (por conexión, por potencia, por cableado, por rendimiento de inversor, entre otros) son similares en todos los periodos.

Como ya se mencionó anteriormente, la determinación de los índices de comportamiento, se considera fundamental en la evaluación de un sistema FV. En el sistema estudiado se obtuvieron los índices de comportamiento mencionados en el apartado anterior. En la Figura 6 se muestran los valores promedios diarios mensuales del índice de producción relativa, Y_r , para los años, 2013 y 2014 considerados en esta evaluación.

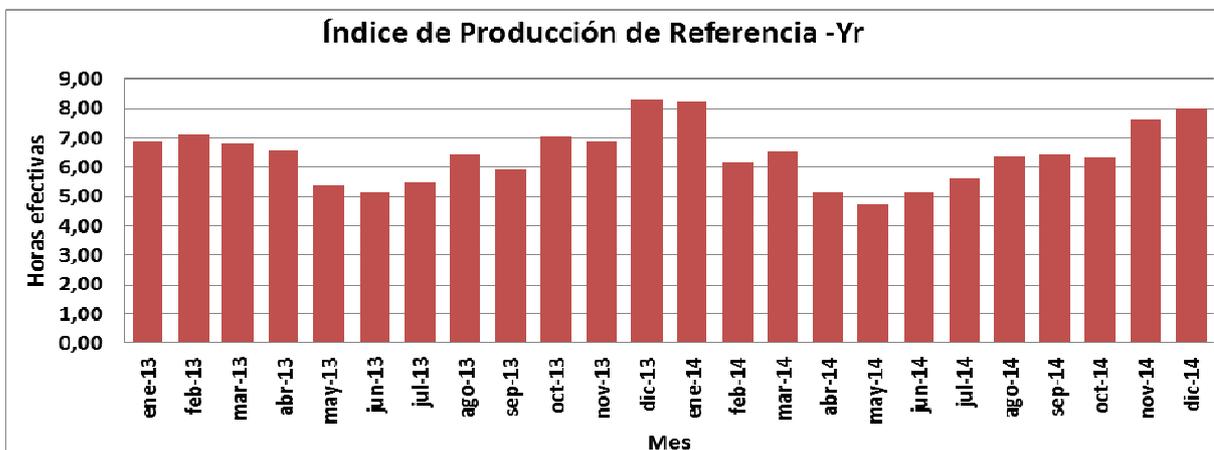


Figura 6: Valores promedios diarios mensuales del índice de producción de referencia.

Como ya se definió el índice Y_r representa las hora efectivas de sol, en este caso promedios diarios mensuales, que significan la cantidad de horas al día que se mantendría una irradiancia de referencia de 1000 W/m^2 . En la Figura 6 se aprecia que este valor varía entre 5 y 8, siendo evidentemente mayor en verano que en invierno y como se observa además, no es igual para el 2013 que para el 2014 ya que la radiación incidente es distinta para cada año.

El otro índice estudiado fue el índice de producción final mostrado en la Figura 7, donde se observan valores diarios mensuales de este índice para los dos años en estudio. Este índice se obtuvo como el

cociente entre la energía generada y la potencia instalada, en este caso la energía generada diaria promedio mensual. Este índice expresa al índice de producción relativa afectado por las pérdidas, es decir a las horas efectivas multiplicadas por las pérdidas producidas en el sistema FV, por ello se denomina, también, horas equivalentes, y por ende son menores de las horas efectivas.

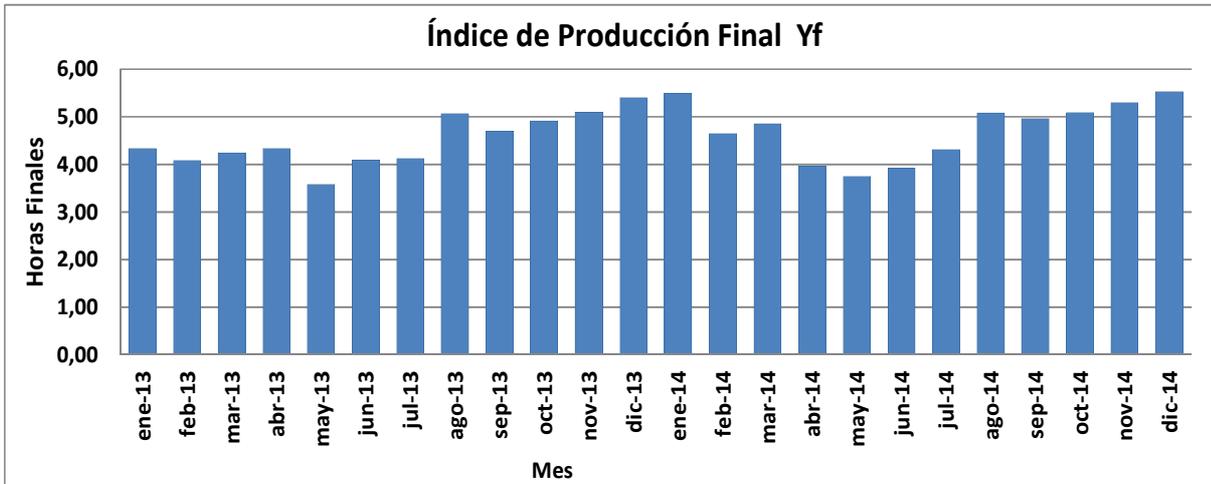


Figura 7: Valores promedios diarios mensuales del índice de producción final

Finalmente el índice evaluado fue el índice de relación de comportamiento, denominado R_p o PR que representa las pérdidas reales que posee el sistema FV, es adimensional y se obtiene como el cociente entre Y_f e Y_r . En estas pérdidas se incluyen todas las que afectan su productividad. Como se observa en la Figura 8, se grafica el valor promedio diario mensual de este índice PR presentando valores entre 0.57 y 0.80, lo que significa que las pérdidas varían entre el 43 y el 20 % según el mes del año.

Se observa en esta Figura 8 que las pérdidas son mayores en verano y menores en invierno y esto se debe a que las altas temperaturas tienen un efecto muy importante en el rendimiento del sistema FV. También se observa una variación en los mismos meses del año 2013 y del 2014 y debido fundamentalmente que la temperatura y la suciedad de los módulos no es la misma.

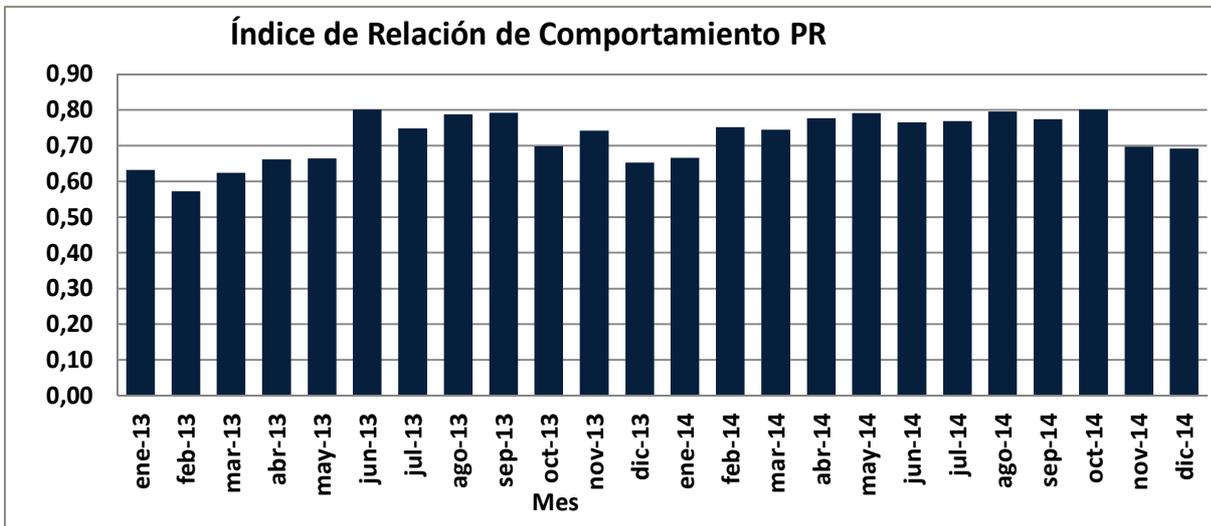


Figura 8: Valores promedios diarios mensuales del índice de relación de comportamiento

Otra evaluación importante para destacar es la evolución comparativa entre los tres índices mencionados para los dos años de estudio, como se muestra en la figura 9. Se evidencia que en verano cuando la radiación es mayor y por lo tanto también la generación, los índices Y_r e Y_f son mayores (línea roja y azul), sin embargo son mayores las pérdidas ya que el índice PR (línea verde) es menor. Es decir que en verano a pesar de que la radiación es alta y por lo tanto la generación eléctrica, son

más altas en proporción las pérdidas por temperatura. Lo contrario sucede en invierno donde es mayor el índice *PR* y menor son los índices *Yr* e *Yf* debido a las bajas temperaturas.

También se debe mencionar que en verano las pérdidas también están afectadas por la suciedad en los módulos debido a que es una estación de muchos vientos y eso deja mucho polvo en los módulos.

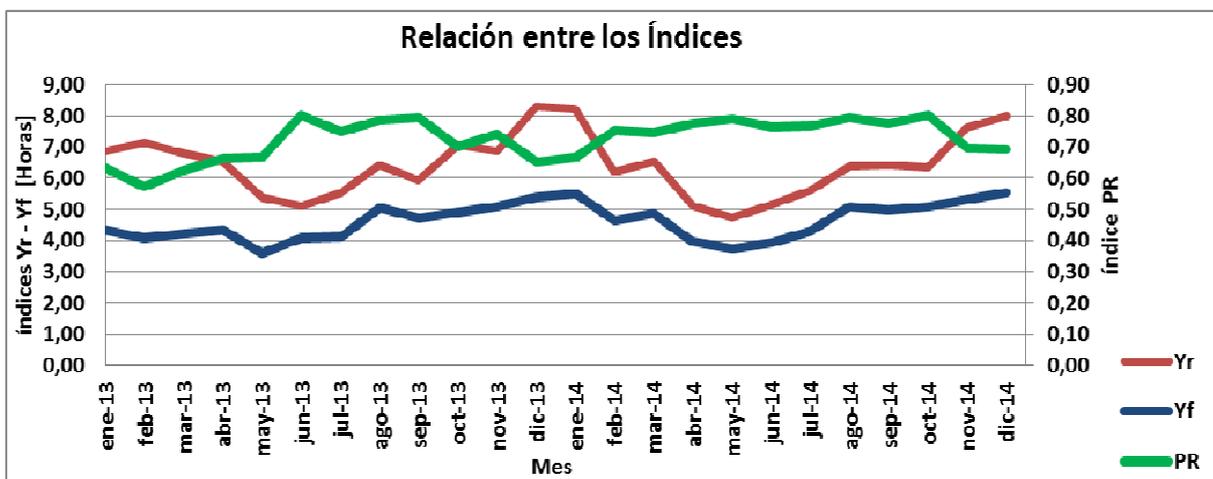


Figura 9: Relación entre Valores promedios diarios mensuales de los índices de comportamiento

CONCLUSIONES

En función de los resultados ya enunciados se pueden resaltar algunas conclusiones que se consideran importantes.

En primer lugar se puede mencionar que la energía de generación que se obtuvo del sistema FV evaluado coincide con las expectativas esperadas en función de las consideraciones realizadas en el diseño aquí expuesto.

Las pérdidas obtenidas con el índice *PR* son mayores en verano y menores en invierno y esto se debe a que las altas temperaturas tienen un efecto muy importante en el rendimiento del sistema FV y a los vientos reinantes en esta estación del año en la Provincia de San Juan.

De la comparación de los índices de comportamiento surge que en verano, a pesar de que la radiación es alta y por lo tanto mayor la generación eléctrica, las pérdidas son más altas debido a las altas temperaturas existentes en las celdas FV. Lo contrario sucede en invierno cuando la radiación es más baja y por lo tanto la generación eléctrica, en cuyo caso las pérdidas son más bajas debido a las bajas temperaturas en las celdas, es decir el índice *PR* es mayor.

Los valores obtenidos, tanto de los índices de producción de referencia como de los índices de producción final, es decir, las horas efectivas y equivalentes obtenidas respectivamente, son altos comparados con los de otras regiones del mundo donde se han publicado estos valores de instalaciones FV realizadas. Ello se debe a los altos niveles de radiación existente en la Provincia de San Juan y por la adecuada generación eléctrica que se obtiene el sistema.

Otro tanto se puede mencionar con respecto al índice de relación de comportamiento *PR*, ya que los valores de 0.80 de este índice expresan un valor de pérdidas muy bajo del sistema FV evaluado comparado con los valores obtenidos en otras instalaciones FV publicadas. Este valor se da en invierno por las bajas temperaturas en las celdas FV, y además, posiblemente, por la buena productividad energética obtenida debido a la limpieza semanal de polvo y suciedad que se realiza de los módulos FV. Mientras que en verano el valor de pérdidas es mayor por las altas temperaturas en las celdas FV y por lo tanto los valores de *PR* son más bajos, como se mencionó anteriormente.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece la valiosa participación de los alumnos avanzados de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la UNSJ, Andrés Galván, Claudio Castro y Darío Recabarren, quienes han participado en la recolección y procesamiento de la información obtenida del sistema FV bajo estudio.

También se agradece la participación de la Fundación de la Universidad Nacional de San Juan como unidad de vinculación tecnológica, que ha permitido concretar convenios de cooperación con instituciones y organismos tales como DECSA y DRE, administrando además, fondos provenientes del FONCYT y de la DRE para el proyecto mencionado en la Introducción de este trabajo.

REFERENCIAS

- Defaix P.R., van Sark W.G.J.H.M., Worrell E., de Visser E. “Technical potential for photovoltaics on buildings in the EU-27” *Solar Energy* 2012, pp. 2644-2653
- Doña V.M., Strada T.J., Hoesè A. (2008-2009). “Proyecto Solar San Juan: Objetivos y Etapas”. Gobierno de la Provincia de San Juan – Argentina.
- Cáceres M, Vera L.H., Busso A.J., De la Casa J. “Analysis and Evaluation of the First Grid Connected PV System in Northern Argentina”. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. 2014, pp. 3957 – 3960.
- Jahn U, Nasse B. (2000). Analysis of Photovoltaic Systems. IEA-PVPS, Report IEA-PVPS T2-01, pp. 5-230
- van Sark W.G.J.H.M., Reich N.H, Müller B., Armbruster A., Kiefer K., Reise Ch. “Review of PV Performance Ratio Development”. World Renewable Energy Forum, WREF 2012, Including World Renewable Energy Congress XII and Colorado Renewable Energy Society (CRES) Annual Conference, At Denver, Volume: 6
- Sulaiman S. I., Abdul Rahman T. K., Musirin I.I, Shaari S., Sopian K. “An intelligent method for sizing optimization in grid-connected photovoltaic system” *Solar Energy* 2012. pp. 2067-2082.
- Serrano Mora J.M., Baron G.D., Pontoriero D.H., Facchini M.L., Paredes A.N. (2013) “Evaluación de la Calidad de la Energía Inyectada por Sistemas de Generación Fotovoltaica Conectados a Redes de Distribución”. XV Encuentro Regional Ibero-Americano del CIGRE – Brasil.
- Pontoriero D.H., Facchini M.L, Serrano Mora J.M., Baron G.D., Hoese L.I. (2013) “Evaluación Técnica de Sistemas de Generación Fotovoltaica Conectada a Redes de Distribución”. XV Encuentro Regional Ibero-Americano del CIGRE – Brasil.
- Pontoriero D.H., Facchini M.L., Morán F.A., Galvan A. Balance Energético en Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Electrica de Distribucion. Congress on Electricity Distribution (CIDEL 2014) Buenos Aires - Argentina.

ABSTRACT

In zones with potential solar resource becomes essential to analyze (considering technical, economical and environmental factors) the possibility of using photovoltaic generation (PV) as a resource of electric generation.

The Province of San Juan counts with an abundant solar resource so the National University of San Juan in cooperation with the Government of the Province and the utility Distribuidora Eléctrica de Caucete (DECSA) are carrying out projects of (PV) solar generation with the aim of increasing the application of the PV technology in distributed generation at small and medium scale.

The installment of a PV commercial system linked to the electric distribution network is described in this work. The system design as well as the support structure is analyzed. At the same time, an assessment of the energy generated is carried out, evaluating indexes of production and loss. Results together with the most relevant conclusions of this stage are included at the end.

Keywords: solar energy, photovoltaic generation, linked to the network, commercial sector, technical evaluation.