

MODELO MATEMÁTICO PARA SIMULAR LA INTERACCIÓN ENTRE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y LA RED DE BAJA TENSIÓN

M. Cáceres^{1*}, E. Pinto², A. Busso^{*}, C. Cadena[§], L. Vera^{*}

* GER – Grupo en Energías Renovables - FaCENA – UNNE.

Av. Libertad 5470 – 3400 Corrientes. Argentina.

Tel./Fax: (03783) 473931 e-mail: chiro_frida@yahoo.com.ar

[§] INENCO – CONICET - UNSa

RESUMEN: Este artículo presenta un modelo matemático que permite simular las condiciones de acoplamiento de sistemas de generación fotovoltaica a la red partiendo de parámetros eléctricos básicos del sistema (corriente, tensión, potencia). El modelo está compuesto por una etapa (o subsistema) que representa el comportamiento de la red de baja tensión, caracterizada por su curva de demanda, y por otra etapa que representa al sistema de generación fotovoltaica a ser conectado a la red. La simulación fue desarrollada en su totalidad utilizando las herramientas disponibles en Matlab/Simulink y con modelos que fueron implementados mediante la interfase que el programa ofrece. Los resultados en este artículo se obtienen de simular un sistema fotovoltaico de 4.2 KWp de potencia conectado a la red de baja tensión del laboratorio del Grupo en Energías Renovables (GER) en la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales y Agrimensura – Universidad Nacional del Nordeste (FaCENA – UNNE). La característica de demanda fue determinada mediante medición de los consumos en cada una de las fases del mencionado laboratorio. Luego del acoplamiento de los modelos matemáticos parciales desarrollados y analizando los resultados obtenidos se puede afirmar que el presente modelo permite simular la interconexión de sistemas con diferentes características en redes con distintas demandas, convirtiéndose en una herramienta útil para la proyección, diseño y evaluación de sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Palabras clave: modelo matemático, sistemas fotovoltaicos, acople a red, red de distribución eléctrica.

INTRODUCCIÓN

La mayoría de las redes de distribución eléctrica del mundo fueron diseñadas para operar en configuración radial con una sola fuente de energía (Canova et al., 2007). En este tipo de redes la energía fluye desde las estaciones o subestaciones hacia cada punto de la red. El empleo de este tipo de sistemas acarrea altos costos de transporte y distribución de la energía. Es por esto que, desde hace una década aproximadamente, se emplea, cada vez con más fuerza, el concepto de generación descentralizada como una nueva alternativa de distribución de energía eléctrica, es decir, la incorporación de pequeñas unidades de generación localizadas próximas al lugar de consumo (Morán et al., 2009).

Para la expansión de los sistemas de generación descentralizada, la generación fotovoltaica conectada a red (SFVCR) representa una alternativa conveniente ya que, debido a sus características físicas, estos sistemas pueden ser instalados en puntos convenientes de la red sin necesidad de realizar obras civiles de gran envergadura. Una pregunta que se deriva de este concepto de generación descentralizada es la determinación real de las ventajas de estos sistemas, es por esto que una forma de predecir el impacto de este tipo de sistemas en la matriz energética o de determinar la conveniencia de su instalación en un determinado sector, es mediante el empleo de modelos matemáticos que se basan en circuitos eléctricos simplificados, en los cuales la demanda responde a modelos probabilísticos o a datos adquiridos a través de medidas de consumo de energía eléctrica (Heunis y Herman, 2002).

Considerando lo anteriormente expuesto se determina la necesidad de desarrollar un modelo matemático que pueda proporcionar el comportamiento de sistemas de generación fotovoltaica y de la red de distribución en intervalos de tiempo tales que permitiere analizar los efectos de transitorio, así como también el efecto global de la interacción de estos sistemas. De esta forma, en este trabajo se presenta un modelo que permite simular la interacción entre la red y un SFVCR a partir de parámetros que reproducen estadísticamente el perfil de demanda, las características eléctricas del sistema fotovoltaico, las condiciones de insolación y los parámetros característicos de la red de distribución eléctrica teniendo de esta forma un modelo que agrupa los principales parámetros que intervienen en un estudio de interacción entre sistemas de generación intermitente y la red convencional de energía eléctrica. El modelo, desarrollado completamente en *Matlab/Simulink (2010)*, permite visualizar el flujo energético entre sistemas y las características instantáneas de las señales eléctricas.

¹ Manuel Cáceres, Becario ANPCyT – UNNE.

² Exequiel Pinto, Subsecretaría de Energía de la Provincia de Corrientes.

El presente estudio y los resultados presentados forman parte de un proyecto que tiene como finalidad analizar el impacto de los SFVCR dentro de la matriz energética de la región nordeste Argentina. Este análisis deriva de los objetivos de un proyecto de instalación de un SFVCR en la fachada del Departamento de Física (Facultad de Ciencias Exactas - UNNE - Corrientes). Esta iniciativa está siendo llevada a cabo por el Grupo en Energías Renovables (GER) en el marco de un estudio de generación descentralizada de energía eléctrica a través de fuentes intermitentes de generación.

METODOLOGÍA

El sistema a modelar está constituido básicamente por dos subsistemas, la red junto a la carga o demanda y el SFVCR. Cada uno de estos subsistemas a su vez se caracterizan por sus componentes, en el caso específico de la red de baja tensión, su funcionamiento es definido a través del perfil de demanda y las características eléctricas del sistema de generación o transformación. El comportamiento del SFVCR, en cambio, queda definido a partir de las características de funcionamiento del arreglo de módulos fotovoltaicos y las características del inversor encargado de la interconexión con la red. Para desarrollar el modelado de cada uno de los subsistemas por separado y relacionar las variables de entrada, cada uno de los subsistemas fue desarrollado en *Matlab/Simulink (2010)*, en su mayoría con bloques de la librería *SimPowerSystems*. Seguidamente se analizó el acoplamiento de estos modelos.

MODELO MATEMÁTICO DE RED DE BAJA TENSIÓN

En Cáceres et al., (2010) se presentó un modelo matemático de red de baja tensión monofásico desarrollado en *Simulink* (Figura 1a). El mismo presenta una curva de demanda determinada a partir de parámetros medidos en el tablero seccional del segundo piso del Departamento de Física de la FaCENA – UNNE, lugar donde se prevé instalar un sistema de generación fotovoltaica. El modelo es monofásico y consiste en un circuito equivalente de Thévenin que alimenta a las distintas cargas de cada tablero seccional del edificio de Física. Los elementos que constituyen dicho circuito fueron calculados a partir de las características físicas y geométricas de los conductores que constituyen la instalación de acometida al edificio en cuestión y de las características eléctricas del transformador alojado en la subestación transformadora que alimenta al edificio. El comportamiento de la demanda de las cargas eléctricas del edificio son función del tiempo y presentan un patrón que fue reproducido mediante una superposición de distribuciones de Gauss empleadas como función de ajuste. De esta forma, el modelo de demanda fue desarrollado como una fuente de corriente controlada por señales que son función del tiempo y cuyo perfil depende de las características de la carga. En la Figura 1b se muestran cada una de las etapas que constituyen el modelo de demanda variable en el tiempo, la amplitud y fase de la corriente suministrada por la fuente controlada ($I_{cont.}$) queda determinada a partir de las variaciones que sufren tanto la función que representa la resistencia de carga ($R=f(t)$) como la que representa la reactancia de carga ($X=f(t)$) con el tiempo de simulación (representado por un reloj). El resto de los bloques constituyen las operaciones matemáticas que se requieren para la determinación de dicha amplitud y fase. El sistema así constituido permite el acoplamiento del modelo de generador fotovoltaico para la simulación en conjunto.

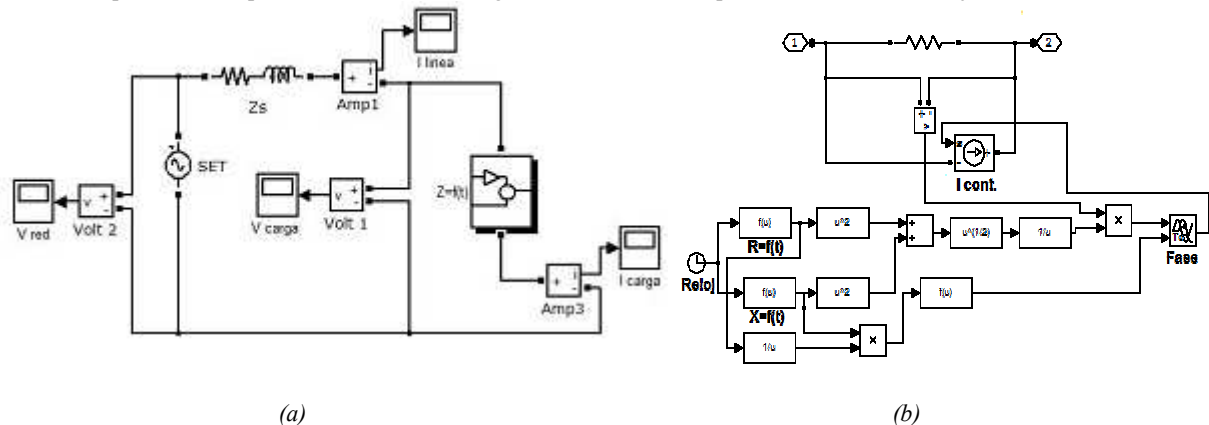


Figura 1: (a) Configuración adoptada para simular el modelo de red de baja tensión en Simulink. (b) Modelo matemático de demanda de energía eléctrica en Simulink.

MODELO MATEMÁTICO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED

Un sistema de generación fotovoltaica conectado a red está constituido básicamente por dos elementos, el arreglo de módulos fotovoltaicos y el inversor que inyecta toda la energía generada por los módulos a la red.

Descripción del modelo matemático de arreglo fotovoltaico

Existen diversos modelos matemáticos de módulos fotovoltaicos que han sido desarrollados a lo largo de los años y que poseen mayor o menor complejidad (Vera, 2004). Para este trabajo se ha adoptado, para el arreglo fotovoltaico, un modelo desarrollado por ECEN 2060 (2008) que es compatible con la librería de *Simulink*, concebido a partir de las ecuaciones del modelo equivalente eléctrico de módulo fotovoltaico de un diodo. Los datos de entrada utilizados son la radiación solar y la tensión de polarización del arreglo y entrega, como datos de salida, la potencia y la corriente para cada condición de entrada.

Comportamiento del inversor

El inversor debe polarizar el arreglo de módulos fotovoltaicos en el punto de máxima potencia en las distintas condiciones de radiación solar y temperatura que el sistema de generación soporte en condiciones reales de funcionamiento, de esta forma se consigue inyectar a la red la máxima cantidad de energía generada por los módulos fotovoltaicos. Los inversores comerciales emplean para este fin un algoritmo que realiza el seguimiento de punto de máxima potencia (SPMP). Este último generalmente está constituido por una red adaptadora de impedancias (Patel y Agarwal, 2009). En el modelo desarrollado el SPMP es una función que determina el valor de tensión de polarización del arreglo de módulos requerido para lograr la máxima potencia de salida para cada condición de irradiancia, afectada por un factor de eficiencia configurable según el tipo de inversor utilizado. En este primer modelo de arreglo fotovoltaico e inversor no fueron considerados los efectos de temperatura.

La función de eficiencia de conversión del inversor depende de la relación entre potencia de salida del inversor y su potencia nominal. Para desarrollar esta función existen diferentes modelos, en el presente estudio se utilizó la Ec. (1) propuesta por Rampinelli et al., (2008). Cada una de las constantes involucradas en dicha ecuación depende de las características propias del inversor a emplear y pueden ser extraídas mediante ajuste de la curva de eficiencia del inversor que provee el fabricante u obtenida a través de ensayos.

$$\eta_{inv} = \frac{\frac{P_{CA}}{P_{NOM}}}{\frac{P_{CA}}{P_{NOM}} + \left(K_0 + K_1 \frac{P_{CA}}{P_{NOM}} + K_2 \left(\frac{P_{CA}}{P_{NOM}} \right)^2 \right)} \quad (1)$$

Donde: η_{inv} = Eficiencia del inversor; P_{CA} = Potencia de salida del inversor; P_{NOM} = Potencia nominal del inversor; K_0 , K_1 y K_2 = Constantes de ajuste de la curva de eficiencia.

Modelo Matemático del inversor

El inversor fue modelado como una fuente de tensión controlada en serie una impedancia de acoplamiento de tipo inductiva. Esta impedancia de acoplamiento permite inyectar potencia puesto que si existe una diferencia entre las tensiones aplicadas a sus terminales tendrá que circular corriente entre un sistema y otro. En los inversores que no emplean transformador de aislación esta impedancia inductiva se diseña como parte de un filtro pasabajos empleado para eliminar las armónicas de alta frecuencia de las señales de salida. Estas armónicas aparecen a causa del comportamiento alineal de los dispositivos de conmutación asociados a la conversión de corriente continua a corriente alterna (CC-CA). En inversores que poseen aislación esta impedancia normalmente se asocia al transformador que cumple la función de aislación.

El inversor debe generar una señal de tensión en adelanto de fase respecto de la señal de tensión de la red a los efectos de suministrar potencia. Este adelanto depende del valor de la corriente a inyectar la que a su vez es función de la potencia que puede suministrar el arreglo fotovoltaico y de las características de la impedancia de acoplamiento. Además, de la fase que adopta dicha corriente dependerá el tipo de potencia que se inyecta (activa o reactiva).

La corriente suministrada a la red es función de la tensión que cae sobre la impedancia de acoplamiento. En la Figura 2a se observa, en un diagrama fasorial, que la corriente inyectada (I_x) depende de la diferencia que existe entre la tensión de inversor (V_{inv}) y la tensión de red (V_{red}), en otras palabras depende, por la ley de ohm, de la tensión que cae sobre la impedancia de acoplamiento (V_x). Se consideró, como un caso ideal, que la impedancia de acoplamiento está constituida únicamente por un inductor, por esto, la corriente I_x tiene un atraso de fase igual a 90° respecto de la tensión sobre el inductor, mostrando que el ángulo de desfase de la corriente I_x respecto de la tensión de red (V_{red}) coincide con el de la señal de tensión del inversor (V_{inv}) respecto del de la red. En estas condiciones se esta inyectando potencia activa y reactiva.

Para que la corriente I_x sea inyectada en fase con la tensión de red (inyección de potencia activa únicamente) se debe aumentar el módulo de la tensión de inversor (Figura 2b). Los inversores comerciales logran este efecto modificando el índice de modulación de la señal de control PWM (pulse width modulation o modulación por ancho de pulso) de la etapa de potencia.



Figura 2: (a) Diagrama fasorial de tensión del inversor, tensión de red y corriente suministrada por el inversor, inyección de potencia activa y reactiva. (b) Diagrama fasorial de tensión del inversor, tensión de red y corriente suministrada por el inversor, inyección de potencia activa únicamente.

Si se considera que la variación del ángulo de desfase es pequeña se puede adoptar un valor fijo para el módulo de la tensión de inversor y aproximar el adelanto de fase de la señal de control mediante la Ec. (2).

$$\theta = \text{sen}^{-1}\left(\frac{|I_x|\omega L}{|V_{inv}|}\right) \quad (2)$$

Donde: ω = frecuencia de la red en rad/seg; L = inductancia del inductor de acoplamiento.

La señal de salida de la fuente de tensión controlada del modelo queda constituida a partir de la señal de tensión de red e incluye un desfase regido por la Ec. (2). La corriente a entregar, incluida en dicha ecuación, depende de los valores de potencia de salida que adopta el arreglo fotovoltaico para cada instante de tiempo afectada de las distintas funciones de eficiencia citadas anteriormente.

En la Figura 3a se muestra cada una de las etapas del modelo de control del SFVCR adoptado para la simulación. En primer lugar se dispone el bloque que representa la función de variación de la irradiancia con el tiempo de simulación (Radiac.), cuyos datos de salida ingresan al modelo de arreglo fotovoltaico adoptado (Módulo 1). A este último bloque también se suman los valores de tensión de polarización, valores regidos por en el bloque de seguimiento de punto de máxima potencia (SPMP).

Los valores de potencia de salida del modelo de arreglo FV, afectados de un factor de eficiencia del SPMP y de un factor de eficiencia del inversor, constituyen la señal de control del desfase que debe poseer la señal de tensión de salida del inversor. De esta forma, la señal de tensión de la red es un parámetro de entrada del modelo descrito. En la Figura 3b se observa este modelo acoplado al sistema general de simulación insertado en *Simulink*.

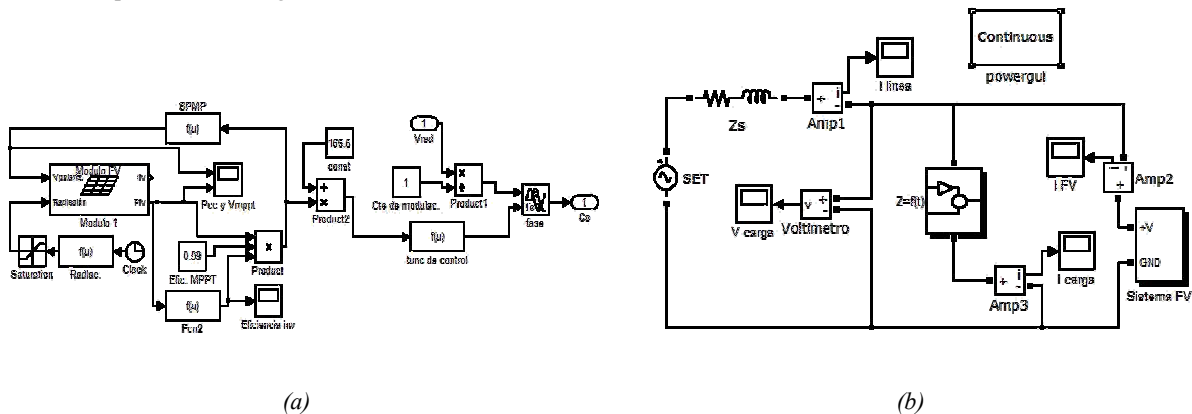


Figura 3: (a) Diagrama de bloques de la etapa de control del sistema de generación fotovoltaica. (b) Esquema de simulación para vincular la red de BT, la demanda y el SFVCR en Simulink.

DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE SIMULACIÓN

Los datos de entrada para simulación fueron seleccionados teniendo en cuenta el sistema fotovoltaico acoplado a red que se instalará en la fachada del edificio de Física. Como el sistema previsto es monofásico se realizaron simulaciones sobre las tres fases a fin de determinar la fase que presenta las características mas propicias para realizar la conexión del SFVCR. Las curvas de demanda empleadas para cada fase fueron determinadas experimentalmente y corresponden a Cáceres et al, (2010).

El modelo matemático desarrollado requiere que, además de las características de la demanda, se especifique cada uno de los componentes del sistema de generación fotovoltaica, es decir, los parámetros característicos del arreglo de módulos fotovoltaicos (corriente de cortocircuito o I_{sc} tensión de circuito abierto o V_{oc} , corriente de máxima potencia o I_m , tensión de máxima potencia o V_m), los valores de radiación solar, las constantes de eficiencia del inversor, la eficiencia del SPMP, etc.

El sistema simulado posee las siguientes especificaciones eléctricas:

Potencia máxima de CC (P_{mcc}): 4200W (o potencia entregada por el arreglo de módulos fotovoltaicos), Potencia máxima de CA (P_{mca}): 3800W (o potencia nominal de salida del inversor), Tensión máxima de CC (V_{mcc}): 200V (o tensión máxima de entrada del inversor), Tensión eficaz de red CA (V_{ca}): 220V (o tensión de salida del inversor) y Frecuencia de red (fr): 50Hz (o frecuencia de salida del inversor).

El arreglo fotovoltaico se determinó considerando los parámetros característicos de 26 módulos (Photon PM50 de 50Wp) ensayados en el GER (Bello et al., 2009). En la Figura 4 se presenta la curva IV obtenida con los parámetros eléctricos medios extraídos del ensayo, con las siguientes características eléctricas: $I_{sc} = 3,12A$, $V_{oc} = 21,6V$, $I_m = 2,83A$, $V_m = 19V$.

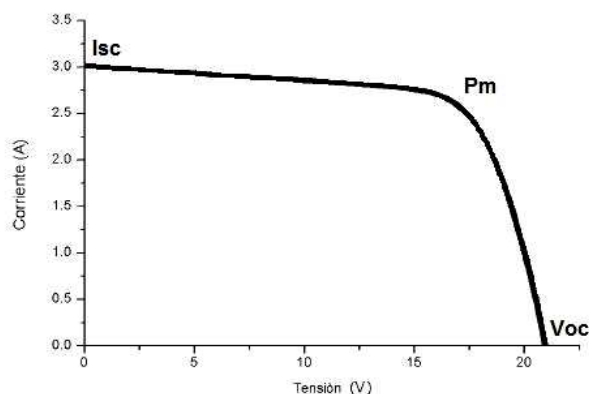


Figura 4: Curva I-V de características medias obtenida de un lote de 20 módulos fotovoltaicos SMA50. (Bello et al., 2009).

La asociación de 9 módulos en serie y 8 en paralelo obtenido en forma analítica derivó en un arreglo fotovoltaico cuya potencia pico es de 4355Wp. Potencia con valores de tensión y corriente acordes con las especificaciones del inversor escogido, considerando un factor de dimensionamiento del inversor de 0,85 (Rampinelli et al., 2008).

El inversor seleccionado es el Sunny Boy SB3800 de la firma SMA (2009) de 3800W de potencia nominal cuyos parámetros del modelo fueron obtenidos de un estudio previo realizado por Rampinelli et al. (2008), autor que determinó en forma experimental las constantes de la ecuación de eficiencia de conversión y el valor de la eficiencia de seguimiento de punto de máxima potencia. La Figura 5 muestra las curvas experimental y teórica de eficiencia de conversión del citado inversor. Los valores de las constantes que permiten ajustar esta curva son: $K_0=0,0187$, $K_1=0,0368$, $K_2=0,044$.

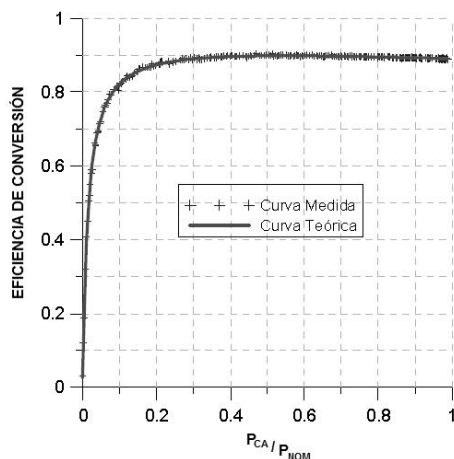


Figura 5: Curva de eficiencia experimental y teórica para un inversor Sunny Boy SB3800. (Rampinelli et al., 2008)

Los valores de irradiancia empleados en las simulaciones fueron extraídos del software Radiasol (2007). Este software permite calcular la irradiancia solar sobre un plano inclinado con cualquier desvío azimutal a través de diferentes modelos temporales y espaciales de la distribución de radiación (Rísoli y Mariotoni, 2007).

Para obtener valores representativos, se optó por simular el modelo para dos condiciones específicas de radiación en un mismo día, una para el día 21 de marzo con cielo limpio y otra para el mismo día con presencia de nubes. Esta última condición puede ser generada en el software citado empleando métodos de distribución estocásticos. Se seleccionó este día teniendo en cuenta que el personal de la universidad se encuentra en plena actividad, es decir la demanda de energía eléctrica en el predio es elevada, además por ser en el equinoccio representa un valor de irradiancia medio anual. Los datos obtenidos para las condiciones fijadas de irradiancia fueron introducidos como parámetros de entrada del modelo de simulación.

A los efectos de inferir la interacción de los componentes del sistema interconectado se simuló la conexión del SFVCR en cada una de las fases para cada condición de irradiancia, esto quiere decir, que se realizó un total de seis simulaciones.

La diferencia de tiempo entre un dato de salida y otro (escalón o *step* de simulación) es un parámetro que puede ser configurado y determina en parte la exactitud de los resultados y el tiempo que llevará la simulación. Para las simulaciones realizadas se empleó un *step* de simulación de 50 μ s, tiempo suficiente para observar los estados estacionarios del sistema. Para analizar fenómenos transitorios se puede emplear un escalón o *step* de tiempo menor llevando a tiempos de simulación mayores.

RESULTADOS

El modelo matemático desarrollado provee en forma discreta todos los parámetros eléctricos del sistema para cada instante de tiempo. Esto quiere decir que permite obtener todas las corrientes y tensiones del sistema, las diferencias de fase, los valores de potencia activa, reactiva y aparente generada y/o absorbida por cada subsistema, el factor de potencia para cada caso y la variación de la eficiencia de conversión.

Para representar el flujo energético entre los distintos subsistemas se optó por adquirir valores de potencia activa entregada y absorbida a partir de la determinación de valores de tensión, corriente y factor de potencia instantáneos en cada uno de los nodos y mallas del esquema eléctrico de interconexión. En la Figura 6 se presentan las curvas de tensión y corriente, en función del tiempo, proporcionados por el SFVCR y por la red a la carga para el día 21 de marzo (Figuras 6a y 6b respectivamente). En esta simulación, la irradiancia corresponde un día de cielo limpio, considerando únicamente las características geométricas para el cálculo, y se simula la inyección sobre una de las fases a la que se llamó fase R.

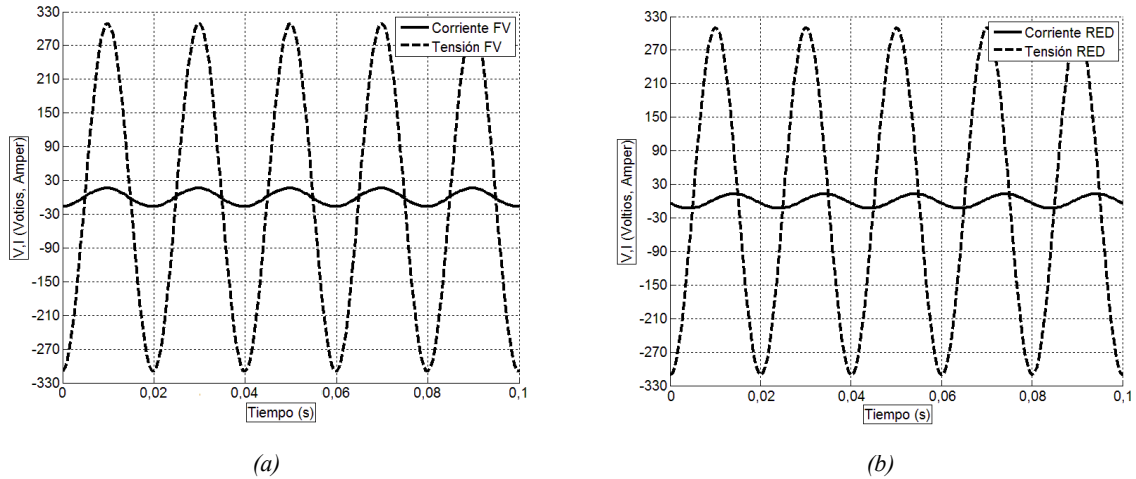


Figura 6: (a) Curvas de tensión y corriente instantánea proporcionadas por el SFVCR a la demanda en la fase R para un día de cielo limpio. (b) Curvas de tensión y corriente instantánea proporcionadas por la RED a la demanda en la fase R para un día nublado.

En la Figura 7a se presenta la curva de potencia activa entregada por el sistema de generación fotovoltaica a la fase R, la curva de potencia absorbida por la carga y la entregada o absorbida por la red para el día 21 de Marzo. Además se marca el intervalo de tiempo donde se han extraído las curvas mostradas en la Figura 6.

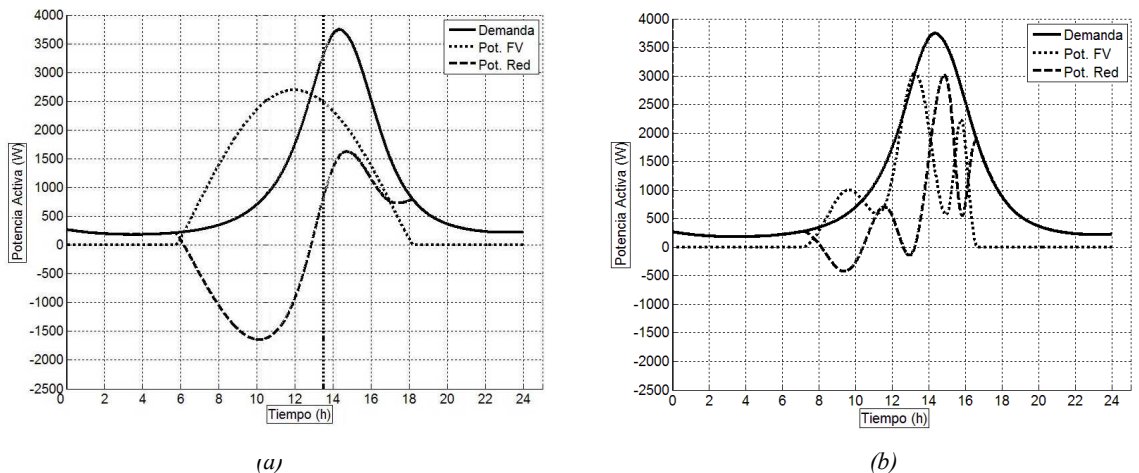


Figura 7: (a) Curvas de potencia instantánea inyectada por el SFVCR, la demanda en la fase R y la red para un día de cielo limpio. (b) Curvas de potencia instantánea inyectada por el SFVCR, la demanda en la fase R y la red para un día nublado.

El área bajo cada una de las curvas exhibidas en la Figura 7 representa la energía puesta en juego en cada subsistema. El pico de consumo en la fase R ocurre entre las 14 y las 15 horas y no coincide con el pico de generación del sistema fotovoltaico. En este caso parte de la energía generada por el SFVCR es utilizada por otras cargas que no están contempladas dentro de este patrón de demanda, este hecho queda reflejado por los valores negativos que toma la curva de potencia de la red. Si el patrón de demanda representado correspondiera a un único consumidor, la energía que no es aprovechada por la carga podría ser vendida a la empresa prestataria del servicio eléctrico.

En la Figura 7b se observan las curvas de potencia para la otra condición de irradiancia citada, donde se aprecia que con un patrón de radiación distinto la energía generada por el SFVCR es suministrada en su mayoría a la demanda.

En la Figura 8 se presentan los resultados de la simulación del SFVCR conectado a otra fase que se ha nombrado como fase S. Esta fase presenta un patrón de consumo distinto al anterior, más plano y con un pico de demanda a las 14 horas y alimenta mayormente los circuitos de iluminación del piso cuyas cargas están conectadas al tablero seccional en cuestión. En el edificio del departamento de Física la iluminación funciona durante gran parte del día, de allí que el perfil de demanda tenga una forma plana. La energía generada por el sistema fotovoltaico abastece gran parte de la demanda en el período de tiempo en que hay radiación solar y genera un excedente que es suministrado a la red. Esta situación es similar para las dos condiciones de irradianción.

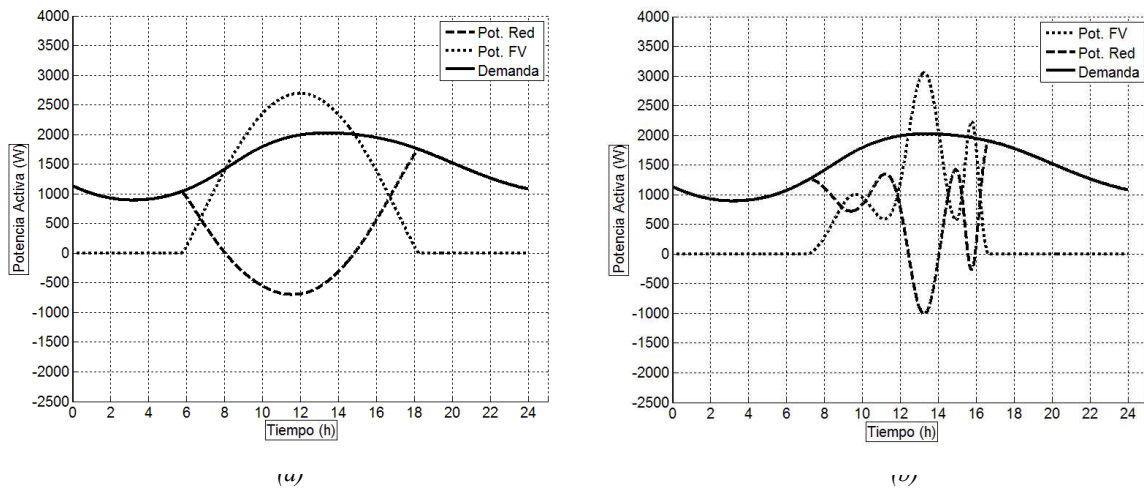


Figura 8: (a) Curvas de potencia instantánea inyectada por el SFVCR, la demanda en la fase S y la red para un día de cielo limpio. (b) Curvas de potencia instantánea inyectada por el SFVCR, la demanda en la fase S y la red para un día nublado.

La última fase simulada (fase T) presenta un patrón de mayor demanda, con un pico de consumo que ocurre a las 13 horas aproximadamente. En la Figura 9a se observa la respuesta del sistema para un día de cielo limpio. Los puntos de máxima generación y demanda ocurren a instantes de tiempo casi coincidentes y la energía demandada por la carga está por encima de la generada por el SFVCR, en otras palabras toda esta energía es aprovechada por la carga.

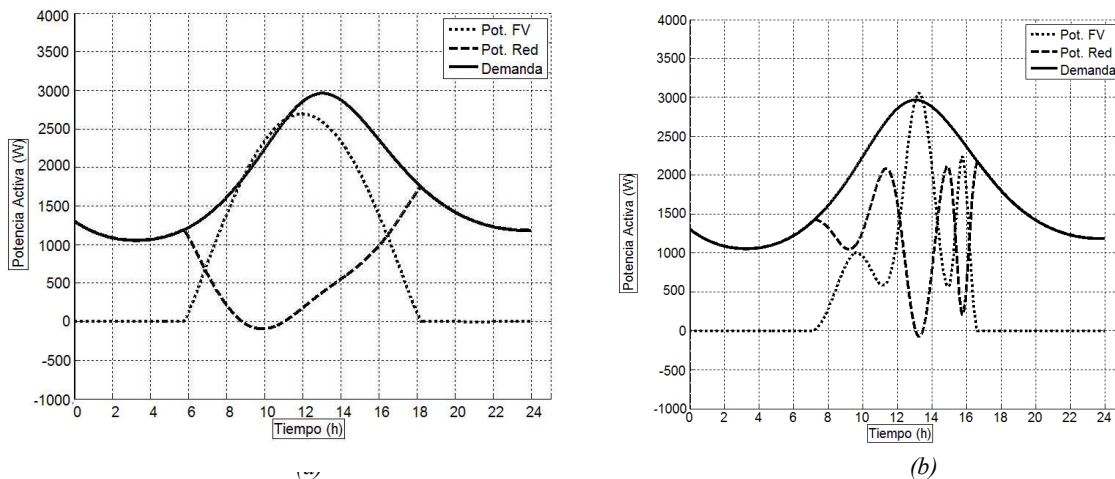


Figura 9: (a) Curvas de potencia instantánea inyectada por el SFVCR, la demanda en la fase T y la red para un día de cielo limpio. (b) Curvas de potencia instantánea inyectada por el SFVCR, la demanda en la fase T y la red para un día nublado.

La Figura 9b presenta el flujo de energía para un día con nubes donde existe variación de radiación. En esta figura se aprecia que suceden los mismos fenómenos que en el caso anterior. Los resultados presentados en la Figura 9 son de interés porque muestran que, para las condiciones de irradiancia dadas, los efectos producidos por el sistema fotovoltaico se limitan al tablero seccional del segundo piso del departamento de Física, o sea es un sistema donde la energía fotovoltaica generada es consumida por las cargas conectadas al tablero seccional.

CONCLUSIONES

Se desarrolló un modelo matemático que permite simular la interacción que existe entre un sistema fotovoltaico y la red de baja tensión cuando ambos sistemas se interconectan. El modelo permite predecir el comportamiento de las partes que constituyen un SFVCR así como el efecto ocasionado por este sobre la red.

Por sus características, el modelo permite simular sistemas constituidos con diferentes elementos siempre que se cuente con los parámetros de cada uno de ellos. Si se conocen las curvas de demanda y las características de radiación de una determinada región el presente modelo permite simular la interconexión de SFVCR y determinar el impacto de su instalación sobre una red de mayor envergadura.

El empleo de un modelo matemático de este tipo como herramienta predictiva para la proyección de instalaciones de SFVCR provee una importante disminución del tiempo de desarrollo del proyecto y de los costos económicos asociados a este último.

En lo referente al sistema de generación fotovoltaica conectado a red en vías de instalación en la fachada del Edificio de Física de la FaCENA – UNNE, surge una primera evidencia de que la fase T resultaría ser la más adecuada para realizar la instalación pues permitirá el desarrollo de un sistema de monitoreo limitado a medir únicamente en el tablero seccional del segundo piso de dicho edificio que es el punto seleccionado para la conexión del sistema.

Se prevé realizar mejoras al modelo matemático incluyendo las variaciones que sufren los parámetros del arreglo de módulos fotovoltaicos con la temperatura y mediante la incorporación de mejoras en el modelo de inversor para reproducir las señales de tipo PWM cuyo contenido armónico no fue traído a cuenta en el modelo desarrollado.

REFERENCIAS

- Bello C., Jimenez V., Toranzos V., Busso A., Vera L., Cadena C. (2009), Relevador Portatil de Curvas I-V de Paneles Fotovoltaicos como Herramienta de Diagnóstico In Situ de Sistemas de Generación Fotovoltaica, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, Vol 13, pp. 77-83, ASADES.
- Cáceres M., Pinto E., Vera L., Busso A. (2010), Modelo Matemático de Red de Baja Tensión para Simulación de Sistemas de Generación Fotovoltaica Acoplada a Red, *World Congress and Exhibition Engineering 2010 – Argentina*. (abstract aceptado, extenso en evaluación).
- Canova A., Giaccone L., Spertino F., Tartaglia M. (2007), Electrical Impact of Photovoltaic Plant in Distributed Network, *IEEE*, pp. 1450-1455.
- ECEN 2060. (2008), Renewable sources and Efficient Electrical Systems. <http://ecee.colorado.edu/~ecen2060/>
- Gonzales F. (2005), Model of Photovoltaic Module in MatlabTM, *CIBELEC*, pp. 1-5.
- Heunis S., Herman R. (2002), A Probabilistic Model for Residential Consumer Loads, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 3 pp. 621-625.
- Matlab Simulink R2010a (2010). <http://www.mathworks.com/>.
- Morán F., Fachini M., Pontoriero D., Doña V. (2009), Inserción de Generación Distribuida a Través de Instalaciones Fotovoltaicas Domiciliarias Ajustadas a las Curvas Típicas de Demanda Residencial, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, Vol 13, pp. 93-99. ASADES.
- Radiasol. (2007). <http://www.solar.ufrgs.br/>.
- Rampinelli G., Dias J., Krensinger A. (2008), Ensaio de Inversores para Conexão a Rede: Eficiência de Conversão e Eficiência do Seguidor do Ponto de Máxima Potência, *II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino Americana da ISES – Florianópolis*, pp. 1-9.
- Ríspoli I., Mariotoni A. (2007), Irradiação Solar – Dimensionamento e Verificação. *Recursos na Palma da Mão*, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, Vol 11, pp. 1-6, ASADES.
- Patel H., Agarwal V. (2009), MPPT Scheme for a PV-Fed Single-Phase Single-Stage Grid-Connected Inverter Operating in CCM With Only One Current Sensor, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 24, No. 1, pp. 256-263.
- Vera, L.H. (2004). Programa para Dimensionamento e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos. *Disertación de Maestría*, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil, pp. 65-69 .

ABSTRACT

This paper presents a mathematical model to simulate the coupling conditions of grid connected PV generation systems. The model is based on basic system electrical parameters (current, voltage, power), comprises two stages (or subsystems), one representing the behavior of the low voltage network, characterized by its demand curve and the other, representing the generation system to be connected to the network. The simulation was developed entirely using the available tools in Matlab / Simulink and models that were implemented through the interface offered by the program. The results presented in this paper were obtained simulating a 4.2 kWp grid connected photovoltaic system hooked to the low-voltage network at the laboratory of the Grupo en Energías Renovables (GER) of the Facultad de Ciencias Exactas y Naturales y Agrimensura – Universidad Nacional del Nordeste (FaCENA – UNNE). The demand curve was determined by measuring consumption on each phase of this low-voltage network. The results obtained indicate that the proposed model simulates the interconnection of systems with different characteristics in networks with different demands thus becoming a useful tool for grid connected PV system design and evaluation . (mirá mejor la traducción)

Keywords: mathematical model, photovoltaic systems, grid connected, electricity distribution network.