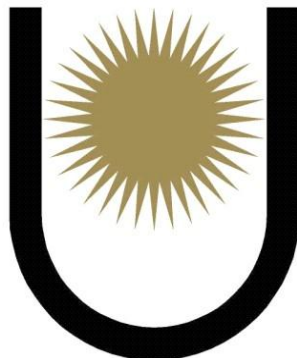


UNIVERSIDAD NACIONAL DEL NORDESTE
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, NATURALES Y AGRIMENSURA



INFORME DE FINAL DE INVESTIGACION

Título: Desarrollo de modelos matemáticos para evaluar la inserción de fuentes no convencionales en el sistema de distribución eléctrico urbano.

Área: Tecnológicas.

Tipo de beca: Pregrado.

Alumno: Alexis Ibarra L.U: 42767

Director: Doc. Lic. Arturo Busso.

Co-Director: Doc. Ing. Manuel Cáceres

Año: 2015

Índice General:

Sección 1: Introducción

1 Justificación del trabajo desarrollado:	5
2 Antecedentes del tema y estado del arte	6
2.1 Generación Distribuida en la Matriz Eléctrica.	6
2.2 Inclusión de SFCR a la Red de Distribución de Energía Eléctrica.	7
2.3 Interacción SFCR – Red de distribución.	7
3 Marco Teórico	8
3.1 Generador fotovoltaico, Principio de funcionamiento.	8
3.1.1 Panel de silicio monocristalino	10
3.1.2 Panel de silicio policristalino	10
3.1.3 Tensiones y corrientes en un generador fotovoltaico	12
3.1.4 Variación de la energía producida	12
3.2 Generador fotovoltaico, Modelos matemáticos.	14
3.2.1 Punto de máxima potencia	15
3.2.2 Modelo matemático de potencia	15
3.3 El inversor de energía	16
3.3.1 Principio de funcionamiento	16
3.3.2 Modelo matemático.	17
3.4 Tipologías de sistemas fotovoltaicos	17
3.5 El sistema fotovoltaico de la UNNe	18
3.5.1 Elementos del SFCR de la FaCENA-UNNe	19
3.6 Sistemas de potencia con inclusión de generadores fotovoltaicos.	21
3.6.1 Modelo de generador fotovoltaico en sistemas de potencia	21

Sección 2: Metodología

4 Síntesis de trabajos realizados:	24
5 Participación en la obra de instalación eléctrica de la pérgola solar fotovoltaica:..	24
5.1 Calculo térmico de tableros:	24
5.2 Tipología y disposición de elementos en tablero	26
6 Diseño de modelos matemáticos	27
6.1 Diseño del modelo de arreglo fotovoltaico	28
6.2 Diseño del modelo de Inversor Fotovoltaico	30

6.3 Diseño de modelo de red unifilar:	32
6.4 Modelo del SFCR equivalente en la red Unifilar	34
6.4.1 Fundamentación del Modelo De SFCR Equivalente	35
6.5 Diseño del software desarrollado para cálculo de flujo de potencia con inclusión de SFCR:	36
7 Mediciones Experimentales Realizadas:	39
7.1 Medición de datos de entrada	39
7.2 Mediciones de datos de salida	41
7.2.1 Analizador de red 1:	43
7.2.2 Analizador de Red 2:	44
7.2.3 Analizador de Red 3:	44
7.3 Proceso y metodología de medición de la red:	45

Sección 3: Resultados y Discusión

8 Validación de modelos matemáticos y simulaciones desarrolladas	48
8.1 Validación del modelo de arreglo fotovoltaico:	48
8.1.1 Error entre modelo de 5 parámetros y modelo de potencia:	51
8.1.2 Análisis de errores entre modelos de arreglo fotovoltaico:	52
8.1.3 Errores entre modelos matemáticos desarrollados y resultados experimentales:	52
8.1.4 Análisis de errores entre resultados calculados y resultados experimentales:	54
8.2 Validación de modelo de Inversor:	55
8.2.1 Errores entre eficiencia de modelo de inversor vs. Datos reales de inversor:	58
8.2.2 Análisis de errores en modelo de inversor fotovoltaico:	59
8.3 Validación del software desarrollado para cálculo de flujo de potencia con SFCR:	60
8.3.1 Errores entre modelos resultados del software desarrollado y resultados experimentales:	63
8.3.2 Error en la potencia activa inyectada por el SFCR, calculada vs medida..	64
8.3.3 Análisis del error en Pca del SFCR	64
8.3.4 Error en el cálculo del flujo de potencia entre TP y TS1.	64
8.3.5 Análisis del error en el flujo de potencia entre TP y TS1	65
8.3.6 Error en el cálculo de la tensión de barra del SFCR	65

8.3.7 <i>Análisis de error de la tensión en barra del SFCR</i>	65
8.4 Errores totales del software desarrollado.....	66
9 Desarrollo de Interfaz gráfica: Software PV-ING	67
9.1 Interfaz visual PV-ING.....	67
9.2 Interfaz visual GUI_Resultado	69
10 Conclusiones	70
11 Bibliografía	71
12 Anexos	72

1 Justificación del trabajo desarrollado:

En el presente contexto energético y medioambiental del mundo, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, vas más allá de la reciente “XX conferencia sobre cambio climático”, realizada Lima, Perú, y se ha convertido en un objetivo de primer orden mundial [1]. En varios países de Latinoamérica ya existen normativas, reglamentos y cuestiones legales que regulan la utilización y el mercado de los SFCR, como por ejemplo Brasil [2], Colombia, Chile. En el contexto local, Argentina tiene otro tipo de urgencias en el ámbito energético, relacionadas con la falta de inversión en nuevas obras de infraestructura, un fuerte fomento al consumo (que trae aparejado un fuerte demanda de electricidad) y una falta de mantenimiento en las redes eléctricas de distribución, principalmente en las redes de baja tensión [3].

Todos los inconvenientes nombrados, pueden paliarse o resolverse, al menos parcialmente, con una solución integral, como es la utilización de sistemas de generación fotovoltaicos distribuidos conectados a la red de baja tensión. (SFCR).

Por sus características, la generación de energía eléctrica distribuida (GD) (ubicada cerca de los puntos de consumo), es una alternativa promisorio para paliar la difícil situación que vive el sector eléctrico de la provincia de Corrientes. La crisis energética por la que transita el país sumada a la falta de inversión en materia de infraestructura eléctrica en la región y al elevado aumento en la demanda de energía dio lugar a que, en la actualidad, el sistema eléctrico se encuentre colapsado, con líneas de distribución sobrecargadas y con una decadente calidad en el servicio eléctrico. Diversos estudios han demostrado las mejoras que surgen en los sistemas eléctricos convencionales al implementar GD [4]. Por el simple hecho de prescindir de etapas de distribución y transporte en la implementación de GD y de las correspondientes pérdidas en dichas etapas, existe un inherente aumento en la eficiencia del sistema. Por otra parte, como la GD se encuentra físicamente ubicada en el punto de consumo, las líneas de transmisión se descargan dando lugar a un aumento en la calidad del suministro de energía eléctrica (mejoran los niveles de tensión y frecuencia en los puntos de interconexión de los usuarios finales).

Por sus características (elevada confiabilidad, capacidad de acoplamiento arquitectónico, baja complejidad, etc.) los sistemas fotovoltaicos conectados a red (SFCR) se han convertido en una posibilidad adecuada para implementar GD mediante una fuente de generación renovable. Sin embargo, dado que se trata de una fuente de generación intermitente, incapaz de generar a demanda del usuario (depende del recurso solar disponible), requiere de exhaustivos estudios para planificar su inclusión en la matriz eléctrica.

En este aspecto, a fines del año 2010, el Grupo de Energías renovables (GER) acopló un SFCR a la red de baja tensión de la FaCENA – UNNE en la ciudad de Corrientes (el primero en el norte Argentino). Para evaluar el impacto producido en el sistema eléctrico por la inclusión de esta tecnología de generación, el GER ha realizado diferentes estudios sobre el sistema fotovoltaico instalado [5]. Los resultados obtenidos demuestran la viabilidad de aplicación de SFCR para implementar generación distribuida. Sin embargo, prueban el hecho de que, para realizar una correcta planificación de su inclusión en la matriz eléctrica, es necesario predecir los efectos

producidos en la calidad del servicio eléctrico. Determinar la configuración óptima de acoplamiento de SFCR en un sistema de distribución dado permitirá mejorar las condiciones de operación de la red, aumentar la calidad del servicio prestado a los usuarios y brindar mayor seguridad al sistema eléctrico a través de una fuente de energía sustentable.

El estudio citado puede ser realizado a partir del desarrollo y validación de modelos matemáticos para simulación de sistemas de potencia. Incorporando convenientemente submodelos de sistemas de generación distribuida a los bloques de simulación utilizados para evaluar redes de distribución convencional, es posible predecir las condiciones de operación de estas últimas cuando incluyen generación distribuida con SFCR.

Para conseguir un modelado matemático adecuado, que permita realizar las simulaciones planteadas en el párrafo anterior, el GER diseño, instalo e implemento a principios del 2014, un SFCR de 6.7kWp, que fue emplazado en las instalaciones del nuevo edificio de ingeniería de la UNNe-FaCENA [6]. Los modelos diseñados, simulaciones, validaciones de los mismos, interfaz gráfica de software y resultados, fueron contrastados y chequeados con este nuevo SFCR que posee la Ciudad de Corrientes, Argentina.

2 Antecedentes del tema y estado del arte

La mayoría de los sistemas de suministro de energía eléctrica en la Argentina, están constituidos por centros de generación de gran envergadura, utilizan líneas de extra alta tensión (EAT) y alta tensión (AT) para el transporte de la energía hacia los centros de consumo y de media y baja tensión (MT y BT) para su distribución hacia los consumidores. Por sus características, este tipo de sistemas de potencia centralizados lleva asociada una inherente disminución en su eficiencia global ocasionada, en gran medida, por pérdidas en las etapas de transporte, transformación y distribución. Esta disminución en la eficiencia se acentúa con el incremento del consumo, el cual crece a una tasa anual del 5 % en la Argentina [7] y se encuentra desfasado respecto de las inversiones en materia de infraestructura de distribución de energía eléctrica. Independientemente de la reestructuración necesaria, existe la posibilidad de realizar un aporte a la solución del problema citado a partir de la utilización de sistemas de Generación Distribuida (GD) de baja potencia conectados en los puntos de consumo cerca de la carga. Por prescindir, en la mayoría de los casos, de etapas de transporte y transformación, la GD produce una disminución en las pérdidas y un correspondiente aumento en la eficiencia del sistema.

2.1 Generación Distribuida en la Matriz Eléctrica.

A nivel macroscópico, en la Argentina, el problema de la inclusión de GD a la matriz eléctrica, implementada a partir de ciertas tecnologías, radica en que debe ser integrada dentro de un sistema de distribución que no ha sido diseñado para incorporarlas (tal es el caso de las fuentes de energías renovables). Por tanto, resulta conveniente evaluar primero las características que posee una determinada tecnología y luego establecer bajo qué condiciones puede ser incluida dentro de la matriz y si esto resulta conveniente [1] .

Una forma de predecir estos efectos es mediante el desarrollo de modelos matemáticos que permitan simular la inclusión de GD en la matriz eléctrica [2]. Determinar pérdidas en la red, flujos de potencia, variaciones de tensión, características de la energía generada, etc., son los objetivos que deben cumplir estos modelos adaptados a cada situación particular.

2.2 Inclusión de SFCR a la Red de Distribución de Energía Eléctrica.

Dentro del área de las energías renovables (EERR) los SFCR se presentan como una alternativa promisoría para implementar GD. Por carecer de partes móviles, esta tecnología presenta elevada confiabilidad hecho que queda demostrado a partir de estudios que han evaluado el comportamiento de SFCR instalados hace más de 10 años [9].

Por otra parte, dado su carácter modular requieren de poco espacio para su implementación y pueden ser instalados en entornos urbanos acoplándose arquitectónicamente a las edificaciones existentes.

En este aspecto, se puede conectar SFCR de baja potencia en puntos estratégicos de la red de distribución de un determinado lugar y, de esta forma, incorporar la energía solar como una fuente de generación de energía limpia dentro de la matriz eléctrica y a su vez aportar a la misma las ventajas de la GD.

El problema de la inclusión de SFCR en el sistema eléctrico radica en que, a diferencia de la mayoría de las tecnologías de generación convencional, no se trata de una fuente capaz de generar energía a demanda del usuario. Por el contrario, para que un SFCR opere eficientemente en un instante dado, debe entregar a la red toda la potencia que es capaz de generar para las condiciones de irradiancia y temperatura a la que está sometido el generador FV [10]. Esta capacidad de generación que varía continuamente a lo largo del día y con las condiciones climáticas imperantes, limita la potencia que se puede instalar en un determinado sistema de distribución de energía eléctrica. En otras palabras, esa intermitencia en la generación restringe el nivel de penetración que pueden tener los SFCR, en un determinado sistema eléctrico, al abastecimiento de la demanda denominada de pico. En la Argentina, y en particular en la Pcia. De Corrientes se ha instalado una capacidad de generación hidroeléctrica importante que brinda el soporte adecuado para implementar generación intermitente distribuida en entornos urbanos al solo efecto de allanar los picos de demanda

En este contexto, resulta evidente la necesidad de determinar el posible impacto macroscópico que puede tener la instalación masiva de SFCR en un sistema de distribución eléctrica de una región dada. Este aspecto puede ser desarrollado mediante modelos matemáticos adecuados que sean representativos del comportamiento de SFCR y de su interacción con la red BT en la región.

2.3 Interacción SFCR – Red de distribución.

Desde el punto de vista de la red de distribución, un SFCR conectado a la misma se comporta como un generador cuya capacidad de generación varía a lo largo del día como función de la

irradiancia que incide sobre el generador FV [11]. Por sus características, el inversor para conexión a red impone los valores que adoptan los parámetros que caracterizan la corriente inyectada a red para cada condición de operación. Sin embargo las características que posee la señal de tensión surgen de las condiciones de operación propias de la red y de su respuesta a la inyección de corriente del inversor. Estos parámetros de tensión y corriente que permiten calificar la energía inyectada en términos de calidad de energía deben ser tenidos en cuenta para evaluar la interacción SFCR-red BT y sus efectos en la calidad del suministro de energía eléctrica.

Una forma de simplificar el estudio de esta interacción es mediante el desarrollo de modelos matemáticos que permitan aproximar los estados de equilibrio del sistema para cada condición de operación tanto del generador como de la red. Pueden entonces diferenciarse dos componentes del sistema que se pueden modelar por separado, por un lado está el sistema de distribución y por otro el SFCR. Luego ambos pueden ser vinculados para simular su interacción en un período de tiempo determinado.

Para predecir el comportamiento de la red de distribución de energía eléctrica, las compañías distribuidoras utilizan diversos programas de simulación comerciales tales como DigSilent, CYMDIST. Por otra parte se han desarrollado modelos que permiten simular el funcionamiento de SFCR y que tienen en cuenta los parámetros característicos de cada uno de los componentes del sistema, generador FV, inversor, etc. (PVSYST, PVSOL).

3 Marco Teórico

3.1 Generador fotovoltaico, Principio de funcionamiento.

Un generador fotovoltaico transforma directa e instantáneamente la energía solar en energía eléctrica sin utilizar combustibles. De hecho, la tecnología fotovoltaica se aprovecha del efecto fotoeléctrico, descrito por Albert Einstein, a través del cual algunos semiconductores “dopados” generan electricidad al ser expuestos a la radiación solar. [1]

El componente elemental de un generador fotovoltaico (FV) es la celda fotovoltaica, donde se lleva a cabo la conversión de la radiación solar a corriente eléctrica. La celda está compuesta por una delgada capa de material semiconductor, normalmente silicio tratado. Esta celda, de varias capas de dopaje, valiéndose del efecto fotovoltaico, permite la circulación de corriente a través de una carga, siguiendo una curva característica dependiente del material empleado en la construcción de la celda. Como se observa en la Fig. 3.1

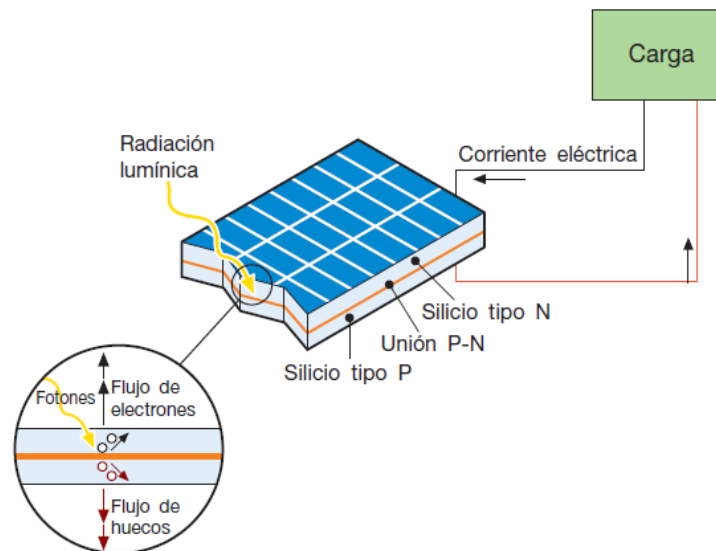


Fig. 3.1 - Proceso de generación de electricidad

La interconexión de celdas en una plancha se denomina panel o módulo, y la interconexión de paneles se denomina arreglo o cadena como se observa en la Fig. 3.2. Todos los elementos pueden ser combinaciones serie-paralelo, orientadas a conseguir la potencia necesaria por arreglo según criterios de corriente y voltaje necesario. Las combinaciones Serie-paralelo de un módulo son definidas por los fabricantes y normas internacionales.

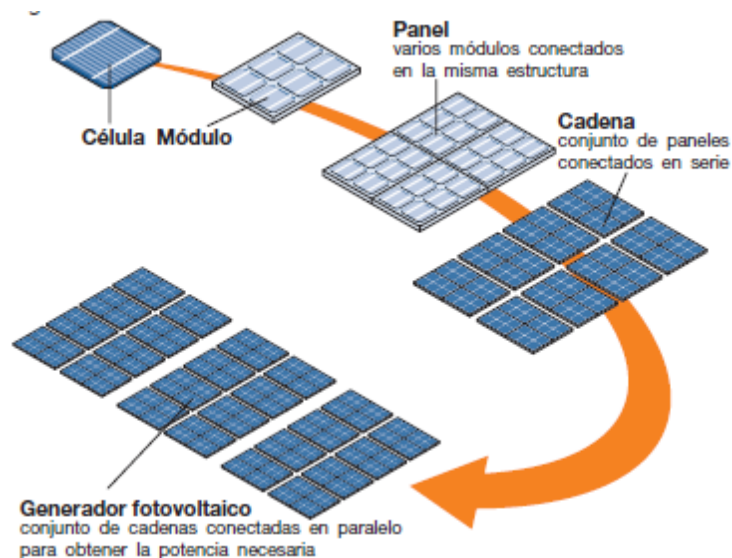


Fig. 3.2 - Asociación de celdas, paneles y arreglos

En la actualidad existen en el mercado diferentes tipologías de paneles fotovoltaicos, diferenciados por los materiales que utilizan en su composición y su eficiencia en la conversión energética.

3.1.1 Panel de silicio monocristalino

Estos paneles están hechos de cristal de silicio cristalino de alta pureza. La principal ventaja de esas celdas y paneles es la eficiencia alcanzada, en torno al 17%, junto con la larga vida útil que disponen (alrededor de 25 años). Presentan un color azul profundo homogéneo. (Fig. 3.3)



Fig. 3.3 - Modulo FV monocristalino

3.1.2 Panel de silicio policristalino

En esta tecnología se agregan los cristales adoptando formas y direcciones diferentes. Esto último hace cada segmento de comportamiento de manera diferente hacia la luz incidente, generando una impresión visual de no uniformidad. Su eficiencia es menor que la del silicio monocristalino, alrededor de 12%, pero su costo es aproximadamente 75% del monocristalino. Tiene un tiempo de vida menor, en torno a 20 años. Es la tipología de celdas más masiva y de mayor utilización en el mundo, principalmente en la generación distribuida conectada a red (Fig. 3.4)



Fig. 3.4 - Modulo Policristalino

Además existen otras tipologías con combinaciones de materiales, que presentan un coste más elevado a las soluciones anteriores y son materia de investigación. En la pérgola solar que forma parte de esta investigación, el SFCR de 6.7kWp del nuevo edificio de Ingeniería, se utilizó paneles de silicio policristalino marca SunModule, visualizada en la Fig. 3.5



Fig. 3.5 - Pérgola solar 6.7kWp, FaCENA-UNNe

3.1.3 Tensiones y corrientes en un generador fotovoltaico

Los módulos FV se diseñan generalmente con corrientes de 4 a 10 A y tensiones de 30 a 40V, con la asociación de los mismos en cadenas serie-paralelo, se consiguen los valores de tensión y corriente necesarios para la planta de generación diseñada, conforme a los límites de funcionamiento del inversor, como se verá más adelante. En términos generales la tensión de los arreglos fotovoltaicos está ligada a la eficiencia del inversor [5] de la siguiente manera:

- Potencia del sistema < 10 kW, tensiones de arreglo entre 250 a 750 V.
- Potencia del sistema > 10kW, tensiones de arreglo entre 500 a 900 V.

3.1.4 Variación de la energía producida

Los factores principales de los cuales depende la energía eléctrica producida por una planta FV son:

- Irradiancia
- Temperatura
- Sombreado

La irradiancia modifica la curva I-V de un arreglo fotovoltaico como se observa en la Fig. 3.6. Afecta principalmente a los valores de corriente máxima que se pueden obtener.

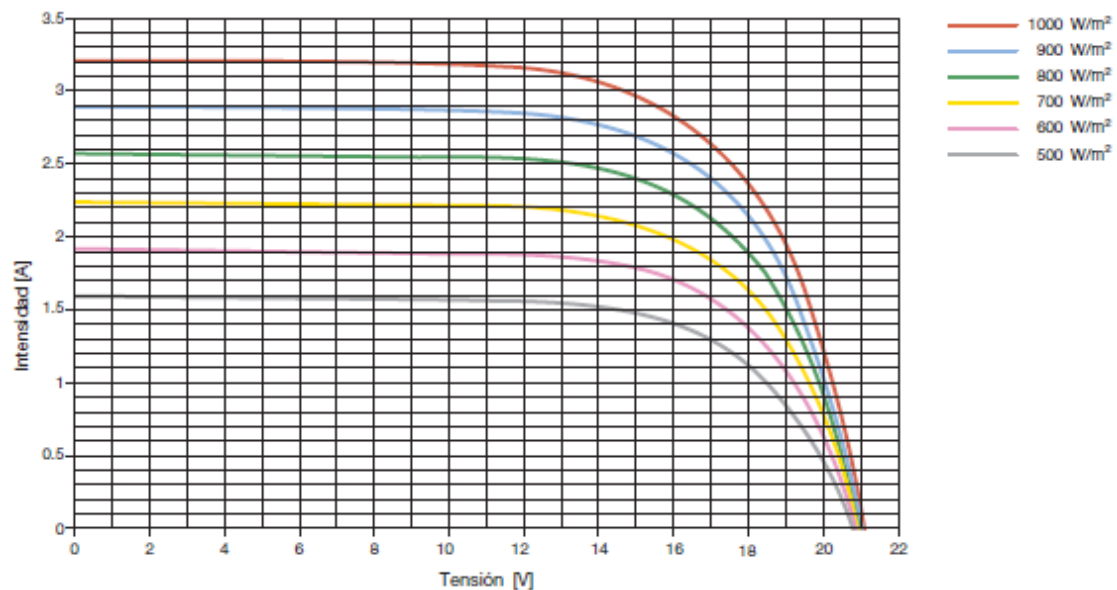


Fig. 3.6 - Curva I-V en función de la Irradiancia

La Temperatura de los módulos afecta principalmente a la tensión, reduciéndola conforme aumenta la temperatura de trabajo. En la Fig. 3.7, se observa las tensiones de salida de una celda, conforme varía la temperatura de servicio. La dependencia de la temperatura es la misma que presenta un diodo común.

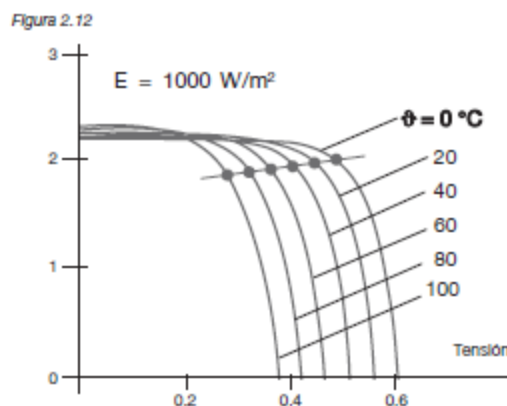


Fig. 3.7 - Curva I-V en función de la Temperatura

El sombreado afecta fundamentalmente el rendimiento de la planta fotovoltaica, pues convierte a segmentos o partes del sistema en carga del mismo sistema, cuando podrían ser parte del generador. La celda sombreada se comporta como un diodo que bloquea la corriente producida por el resto de las celdas conectadas en serie, poniendo en peligro toda la producción energética en ese momento y la integridad del panel.

Para evitar que el sombreado afecte el funcionamiento y la integridad física de la planta, se utilizan diodos de bypass, que “puentean” zonas que están sombreadas dentro del arreglo. La disposición de estos diodos se hace de 1 o 2 diodos de bypass por cada módulo o panel FV. Un número de mayor de diodos incrementa el costo de la instalación de manera excesiva. Fig. 3.8

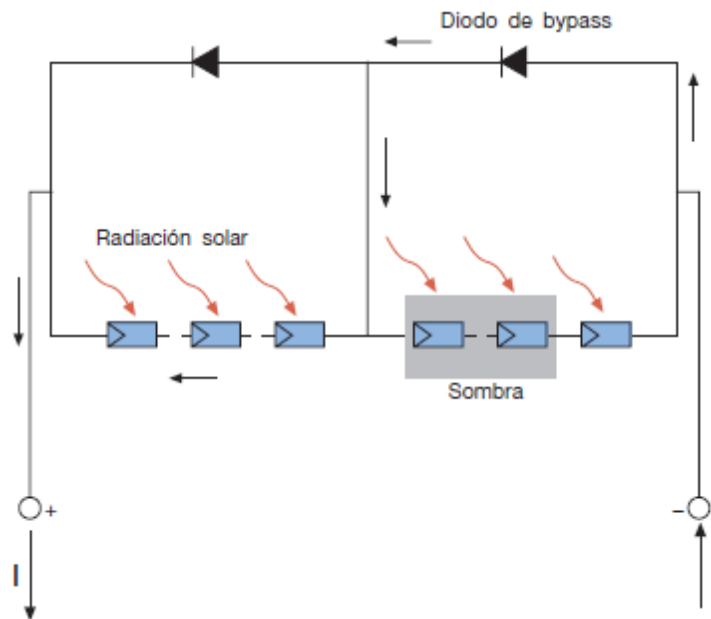


Fig. 3.8 - Diodos Bypass y sombramiento

3.2 Generador fotovoltaico, Modelos matemáticos.

Una celda fotovoltaica puede considerarse como una fuente de corriente y puede representarse con el circuito equivalente siguiente. Este circuito equivalente es el más utilizado y el que mejor representa el comportamiento de una celda fotovoltaica, en todo su rango de funcionamiento [12]. Los 5 parámetros que caracterizan al modelo son:

- El voltaje a la salida: V
- la fuente de corriente fotogenerada I_{ph} .
- El diodo que representa la juntura (D) y absorbe la corriente I_d .
- Una resistencia serie R_s
- Una resistencia paralelo R_p .

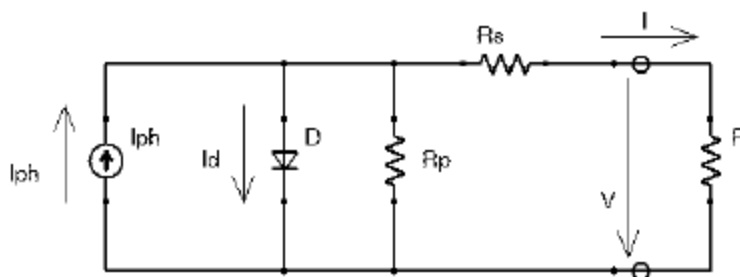


Fig. 3.9 - modelo celda FV de 5 parámetros

La ecuación característica que representa este modelo es de tipo implícita y no es posible obtener un valor de tensión explícito para un valor dado de corriente generada. La ecuación matemática utilizada en el GER y válida para este estudio es la siguiente. Existe para cada situación de trabajo un punto de máxima generación de potencia, representado por la Ec. (3.1) y Ec. (3.2).

$$I = I_{cc} \left[1 - e^{\left(\frac{V - V_{ca} + I.R_s}{m.N.V_t} \right)} \right] - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad \text{Ec. (3.1)}$$

$$P_{max} = I * V \quad \text{Ec. (3.2)}$$

3.2.1 Punto de máxima potencia

Para cada situación de trabajo de un arreglo fotovoltaico conectado a red existe un solo punto de polarización donde la potencia suministrada a la red será máxima. Es de interés entonces definir un algoritmo que permita obtener dicho punto biunívoco de tensión y corriente en un tiempo reducido, que evite costos computacionales. Se observa que para obtener un valor de corriente y tensión que sean los de máxima potencia, se debe efectuar un proceso iterativo de cálculo, para así obtener el punto biunívoco donde el producto de la tensión y la corriente son máximos, para las condiciones de trabajo esperadas (es decir, definiendo temperatura y radiación incidente). En la Fig. 3.10 Se observa la curva V-I característica de un panel fotovoltaico, para los distintos puntos de polarización en condiciones normales de presión y temperatura CNPT (radiación: 1000 w/m², Temperatura: 25°), superpuesta a la misma y en otra escala se encuentra la curva P-V del mismo arreglo, demostrando que existe un solo punto, para una radiación y temperatura dadas, que permiten obtener la mayor potencia de salida del generador.

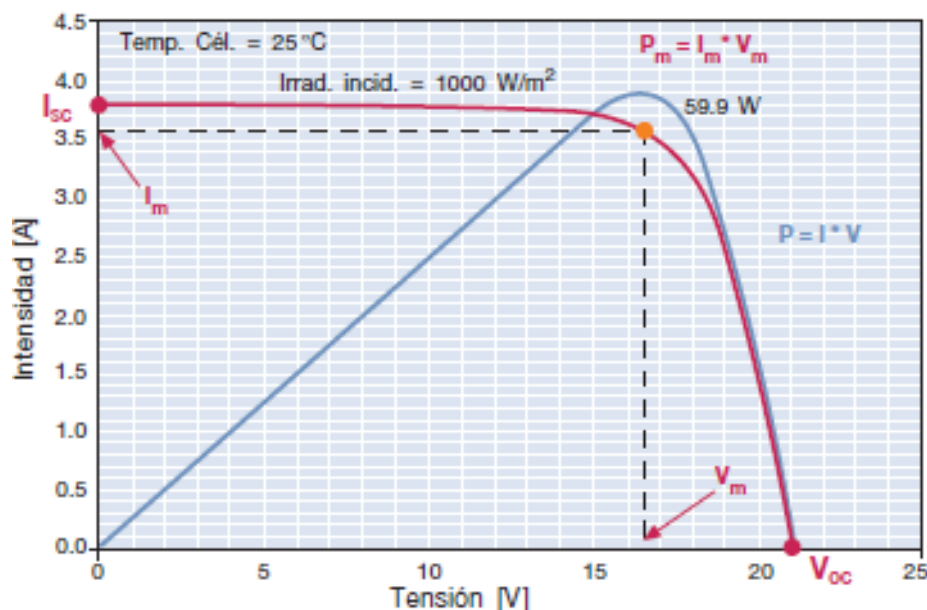


Fig. 3.10 - Curva I-V y P-V típica

En la unidad 6 se define un algoritmo que permite obtener el punto de máxima potencia para el modelo de 5 parámetros con un costo computacional reducido.

3.2.2 Modelo matemático de potencia

Un método más simplificado para la obtención de la potencia máxima de salida para una condición de trabajo es el presentado por el Dr. Firman [13], que permite obtener la potencia de salida, conociendo la irradiancia incidente, la temperatura de módulo FV y parámetros característicos del arreglo FV, como ser la Potencia pico de diseño, la irradiancia y temperatura

patrón a CNPT, y la variación del punto de máxima potencia (PMP) con la temperatura (γ), como se ve en la Ec. (3.3).

$$P_m = P_o \cdot \frac{G}{G_o} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_c - T_{co})] \quad \text{Ec. (3.3)}$$

Cabe aclarar que esta ecuación es válida solo para la potencia en torno al $\pm 30\%$ con respecto al punto de máxima potencia, en este intervalo no presenta mayores desviaciones con respecto al modelo de 5 parámetros. Más allá de estos límites los estudios demuestran que el error aumenta [13].

3.3 El inversor de energía

3.3.1 Principio de funcionamiento

El SFCR utiliza un dispositivo de acondicionamiento y control energético, que permite transformar la corriente continua generada por el arreglo fotovoltaico, en corriente alterna, con condiciones de frecuencia y tensión válidas para el sistema de distribución terciario en baja tensión de la zona. Este dispositivo se denomina comúnmente “Inversor solar” o convertidor CC/CA.

La calidad de la energía suministrada a la red por el inversor, está controlada por filtro LC o de manera activa por transistores y semiconductores. Un modelo general de un inversor se muestra en la Fig. 3.11.

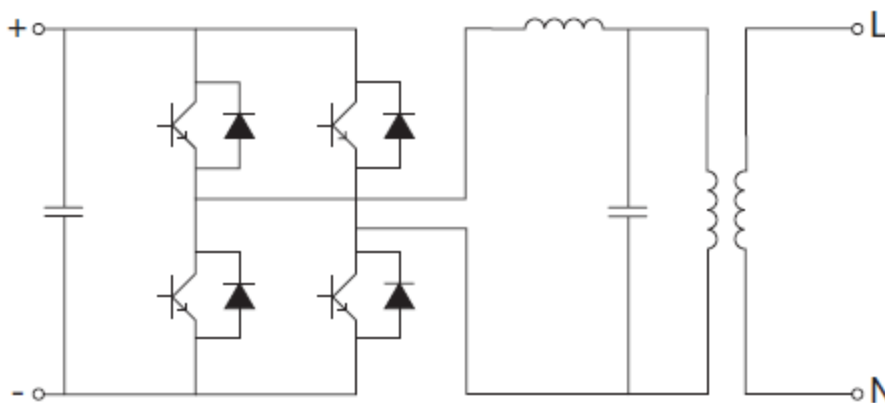


Fig. 3.11 - Circuito equivalente de inversor CC/CA

El inversor es un dispositivo fundamental en un SFCR, pues cuenta con elementos internos de protección del sistema, y de las personas (corriente de fuga). Algunos están aislados galvánicamente con el Fig. 3.11, otros conmutan sus transistores directamente sobre la red.

Dentro del inversor se encuentra el dispositivo más importante del SFCR, que permite mantener el rendimiento y las condiciones de generación lo más óptimas posible. Se denomina seguidor de punto de máxima potencia (MPPT). Como se comentó anteriormente, es un sistema computarizado con algoritmos complejos, que permiten en tiempos imperceptibles variar el punto de polarización del arreglo FV y obtener la máxima potencia de salida.

Para nuestro estudio se considera este retardo como infinitesimal, y se considera instantáneo. Por lo tanto el inversor solo afecta la calidad de la energía suministrada a la red a través de una

eficiencia de conversión, característica de cada aparato. Esta eficiencia es dependiente del nivel de potencia de salida y tensión de entrada del inversor, como se ve en la siguiente figura:

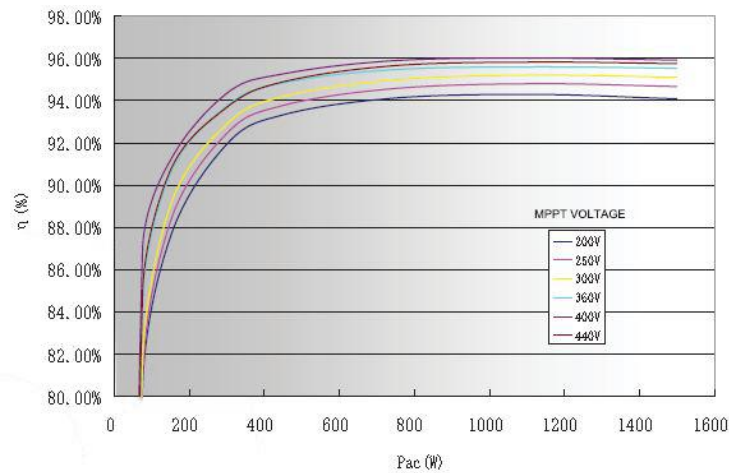


Fig. 3.12 - Curvas de eficiencia típicas de inversor CC/CA

3.3.2 Modelo matemático.

El modelo matemático del inversor utilizado, corresponde a una descrito en la norma UNE-EN-50530, “rendimiento global de los inversores fotovoltaicos conectados a la red”, la eficiencia energética total está definida como un producto, entre la eficiencia de transformación de energía (η_{SPMP}) y la eficiencia de seguimiento de máxima (η_{SPMP}) como se ve en la Ec. (3.4). Por lo tanto la potencia de salida en alterna será afectada por la eficiencia, según se ve en la ecuación Ec. (3.5)

$$\eta_{tot} = \eta_{CONV} * \eta_{SPMP} \quad \text{Ec. (3.4)}$$

$$Pac = \eta_{tot} * Pdc \quad \text{Ec. (3.5)}$$

3.4 Tipologías de sistemas fotovoltaicos

Existen básicamente 2 tipologías de sistemas fotovoltaicos:

- Sistemas aislados (autónomos)
- Sistemas conectados a red

Los sistemas autónomos o aislados, fueron la primera generación de sistemas fotovoltaicos, aun se utilizan en lugares donde no llega la red eléctrica. Requieren mucho mantenimiento y un equipo de acumulación energética, para disponer de energía durante la noche o días muy nublados. Entre las aplicaciones actuales se encuentran el bombeo de agua, estaciones meteorológicas, campings y señalización vial.

Los sistemas de generación fotovoltaica conectados a red (SFCR), son posibles gracias al desarrollo de nuevas tecnologías en los inversores, nuevas leyes conforme al régimen tarifario y la adecuación de las redes de baja tensión urbana, para permitir la inserción de estas plantas

en las ciudades de manera distribuida [2]. Son de tecnología más reciente que las plantas autónomas, permiten tener disponibilidad de energía todo el tiempo, mientras el sistema genera energía se utiliza para autoconsumo, y si existe un excedente se vuelca a la red. En periodos de no generación el usuario demanda de la red la energía que necesita.

Este sistema no utiliza acumuladores de energía (baterías), y su fundamento de utilización se basa en aumentar la disponibilidad de la red de baja tensión, y mejorar la calidad del servicio y la calidad de potencia a suministrar. En la Fig. 3.13 - Sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR) se observan esquema general de SFCR:

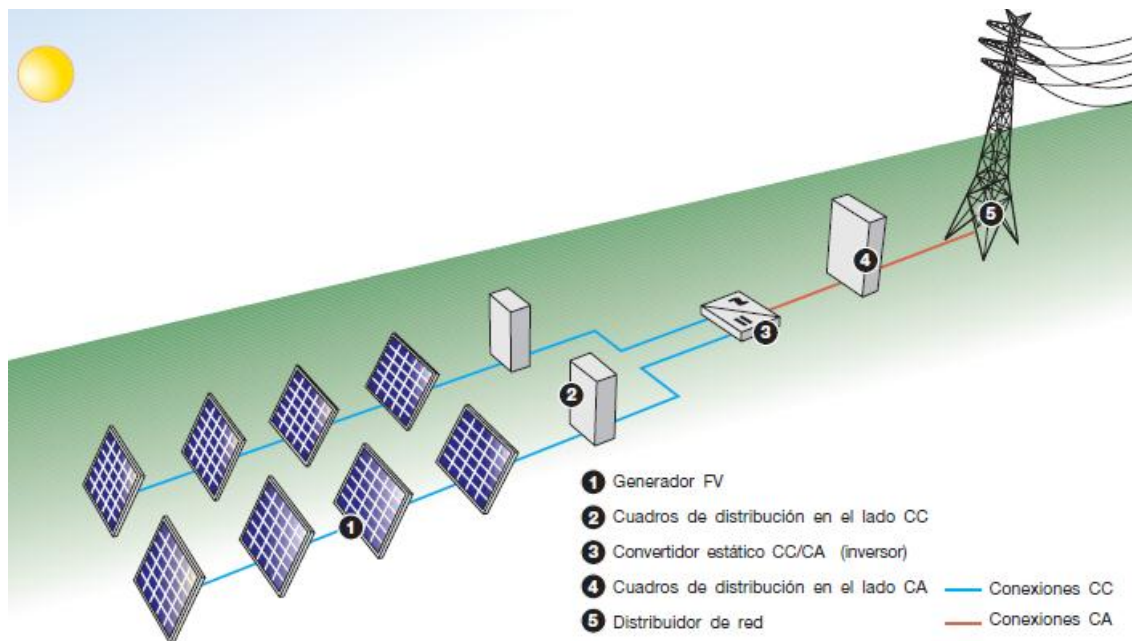


Fig. 3.13 - Sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR)

La planta fotovoltaica en estudio, presente en el nuevo edificio de ingeniería de la UNNe, es un sistema de generación distribuida conectada a red SFCR.

3.5 El sistema fotovoltaico de la UNNe

La pérgola solar que forma parte del estudio, es un sistema de generación distribuida conectada a red SFCR, sin acumuladores de energía. Está compuesto por 3 arreglos de módulos FV de 1920wp, 2400wp y 2400wp respectivamente que acometen directamente a un tablero de Corriente Continua (TCC1). Desde el tablero TCC1, se alimentan 3 cables subterráneos bipolares que acometen al edificio Nuevo de ingeniería a través de un tablero de corriente continua (TCC2). El tablero TCC2, alimenta un sistema de dos inversores, funcionando en paralelo en la salida como se observa en el diagrama unifilar de la Fig. 3.14.

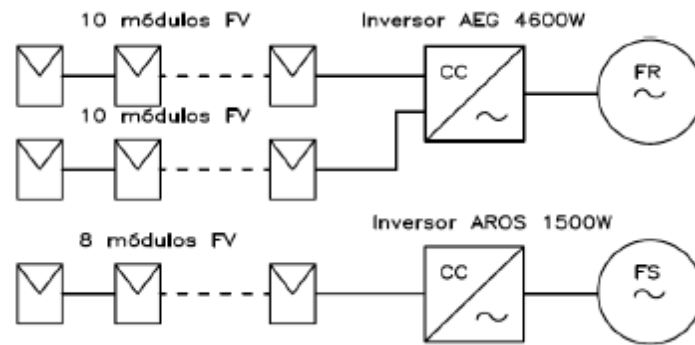


Fig. 3.14 - diagrama unifilar pérgola UNNe-FaCENA

Al inversor de mayor potencia nominal, marca AEG, acometen 4800wp de generación fotovoltaica, posee aislación galvánica interna y protecciones. El segundo inversor, marca AROS, recibe 1920wp de generación de entrada. Ambos inversores, acometen en su salida de Corrientes alterna (CA) en un tablero de CA (TCA). El tablero TCA, funciona de interface entre el SFCR y la red de BT, posee apartamento de protección, maniobra y medición de energía. El esquema unifilar completo se observa en la Fig. 3.15.

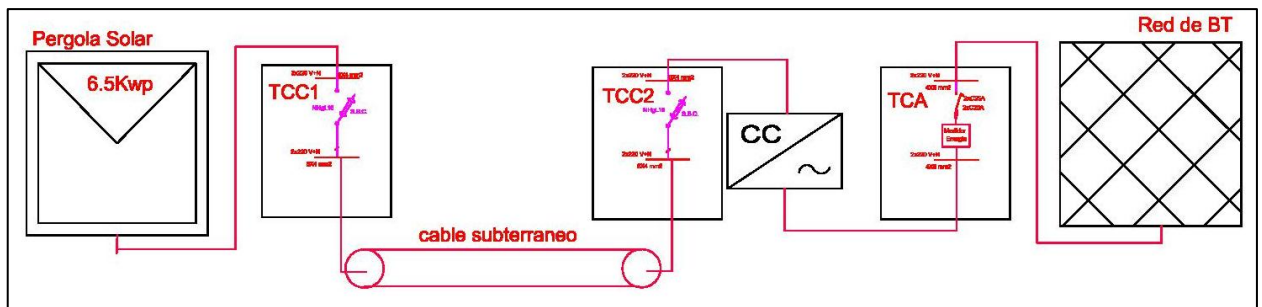


Fig. 3.15 - diagrama unifilar SFCR UNNe-FaCENA

3.5.1 Elementos del SFCR de la FaCENA-UNNe

La pérgola solar

En el sistema FV instalado en el nuevo edificio de ingeniería, se utilizaron paneles fotovoltaicos policristalinos de silicio, marca SunModule, de 240Wp cada uno, en arreglos en serie de 8 y 10 módulos, consiguiendo una potencia total de 6,7Wp de generación.

La obra civil que soporta los generadores es una pérgola, integrada arquitectónicamente con el edificio, de 16mts de longitud. Con la inclinación óptima para el lugar donde está dispuesta [14].

Tablero TCC1:

Es un tablero de Corriente continua. Aquí acometen directamente los paneles fotovoltaicos de la pérgola solar. Posee apartamento de maniobra y protecciones. En su salida se conecta un alimentador bifásico, que acomete a la edificación.

El tablero TCC1 Posee las siguientes protecciones:

- descargador gaseoso de sobre tensión SICA 10kA
- protección contra cortocircuito: Fusibles NH00 16A
- capacidad de seccionamiento (seccionador bajo carga): SICA NH00 Tripolar

Por el tipo de fuente eléctrica que representa un arreglo fotovoltaico (fuente de potencia), no hay riesgo de daño en la instalación de Corriente continua ante una sobrecarga y tampoco ante un cortocircuito fase-neutro [1].

Para evitar inconvenientes ante contactos indirectos y corrientes de fuga, se utiliza en el lado de corriente continua un sistema de puesta a tierra IT, que brinda gran seguridad para los usuarios.

Tablero TCC2:

Es un tablero de Corriente continua, situado dentro del edificio, de iguales características que el tablero TCC1. Aquí acometen los alimentadores buracos provenientes del tablero TCC1. Este tablero alimenta a los inversores de energía CC/CA, que inyectan la energía generada a la red de baja tensión.

Posee las siguientes protecciones:

- protección contra cortocircuito: Fusibles NH00 16A
- capacidad de seccionamiento (seccionador bajo carga): SICA NH00 Tripolar

Por el tipo de fuente eléctrica que representa un arreglo fotovoltaico (fuente de potencia), no hay riesgo de sobre carga ni tampoco de cortocircuito fase-neutro.

Otra consideración importante en los tableros de Corriente continua de sistemas fotovoltaicos es la capacidad de seccionamiento debido a la persistencia en el tiempo de un arco eléctrico de corriente continua.

Se utilizaron seccionadores bajo carga tripolar marca SICA, que permiten ampliar la separación entre polos lo suficiente como para extinguir efectivamente un eventual arco eléctrico de corriente continua.

Inversores de Energía

El SFCR está dividido en 2 sub-sistemas, debido a la potencia que deben manejar cada uno de ellos.

El sub-sistema 1, está compuesto por el Inversor AEG4600, como se ve en la Fig. 3.14 anterior. Controla aproximadamente más del 71% de la potencia pico del SFCR.

El sub-sistema 2, lo compone el inversor SIRO1500, maneja menos del 30% de la potencia pico de diseño. Y presenta la particularidad de que en el periodo de invierno, recibe un amplio sombramiento por parte del edificio lindante, lo cual limita su capacidad de generación energética diaria, dejándolo prácticamente fuera de servicio la mayor parte del día.

Tablero TCA:

Es el tablero de corriente alterna, donde acomete la salida de los inversores de energía CC/CA. Este destinado a proteger los conductores de enlace entre el SFCR y la red, y a efectuar la medición de la energía inyectada a la red eléctrica de baja tensión. Posee protecciones de sobre corriente y cortocircuito, ambos con llave termomagnética.

Cuenta con medidores de energía unidireccionales, para mensurar la energía inyectada en la red.

3.6 Sistemas de potencia con inclusión de generadores fotovoltaicos.

El rápido desarrollo de las tecnologías en SFCR, y la complejidad de las redes de distribución terciaria de energía eléctrica en baja tensión, han dejado rezagados los desarrollos de modelos matemáticos y computacionales que modelen adecuadamente el comportamiento en conjunto de SFCR en una red distribuida de baja tensión. El empleo de este tipo de sistemas para abastecer la demanda de energía eléctrica en el mundo crece a una tasa anual de un 25%. Un claro ejemplo de esto es Alemania, que lleva instalados más de 65 GWp de generación con SFCR en todo su territorio [3]. Sin embargo existen aún grandes deficiencias en las herramientas de software existentes para el modelado y diseño de redes de distribución con inclusión de SFCR [15].

En este sentido, la situación de la Argentina, es particularmente crítica. Los fenómenos actuales de fallas continuas en el sistema de distribución, imposibilitan prácticamente, cualquier ensayo de sistemas SFCR de grandes potencia ($> 10\text{kWp}$), pues no existen diagramas unifilares o modelos que caractericen el funcionamiento de pared local en conjunto con estas plantas prototipos.

Siguiendo la tendencia mundial y las experiencias desarrolladas por países líderes en la materia como Alemania, España o Finlandia, demuestran que la utilización de modelos, las simulaciones previas y el rediseño de redes es fundamental para lograr esta adecuación en la matriz energética del País.

Resulta entonces necesario, generar y desarrollar modelos matemáticos y simulaciones en sistemas de potencia que permitan en el corto plazo rediseñar y adecuar las redes de distribución para el ingreso de SFCR en forma masiva.

3.6.1 Modelo de generador fotovoltaico en sistemas de potencia

En la actualidad existen muchas variantes de como modelar un generador fotovoltaico para su inclusión e sistemas de potencia. Este generador presenta varias particularidades, con respecto a un generador de tipo sincrónico, como puede ser un grupo electrógeno, entre ellas se destacan las siguientes:

- Es una fuente de potencia, no mantiene constante la corriente ni la tensión en bornes. En la Fig. 3.16 se visualiza como la potencia de salida disminuye a cero cuando el circuito eléctrico está abierto y cuando está en cortocircuito.

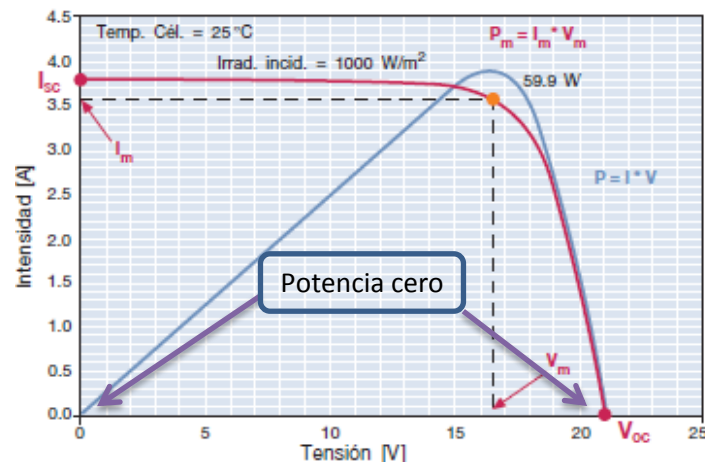


Fig. 3.16 - Puntos de potencia cero, CortoCirc. y Circ. Abierto

- Es un generador que funciona a oferta (de energía) y no a demanda, como usualmente funcionan los generadores sincrónicos [16]. Esto se debe a su particular dependencia de la Irradiancia y la temperatura, además de que no pueden sobrecargarse los generadores fotovoltaicos.
- Imposibilidad de sobre carga. Un SFCR, no puede entregar más potencia que la disponible en ese momento.
- Potencia de cortocircuito limitada y conocida a priori. Es la I_{max} de diseño del SFCR.
- Variación “instantánea” de la oferta de generación. Principalmente debido al sombramiento [15].
- No interfiere en el control de la Tensión de salida en CA ni en la frecuencia de red. Esto es así debido a la poca potencia que puede entregar un SFCR con GD. Lo inversores de energía pequeños (<10kWp) no inyectan energía a la red sin no hay presencia de tensión y frecuencia de red.
- Pueden contribuir a la Inestabilidad del sistema de potencia. Ante situaciones de poca demanda de energía, los niveles de tensión en el ámbito cercano al SFCR con GD pueden aumentar fuera de los límites permisibles (+/-10%).
- Pueden contribuir a la estabilidad del sistema de potencia. Generalmente el pico de generación FV, coincide con la máxima demanda esperada en zonas urbanas (calefacción o refrigeración). Por lo tanto contribuyen a disminuir los picos de demanda [16].

Por las características nombradas, se han implementado varios modelos de generador fotovoltaico para su inclusión en sistemas de potencia. Los más utilizados son los siguientes:

- Modelo generador PQ
- Modelo de Behnam (PQ y PV)

El modelo de generador PQ, se basa en utilizar una carga común PQ, en un sistema de potencia como generador fotovoltaico. Este generador es independiente de la tensión de red, y suministra la misma potencia sin importar la frecuencia o la tensión existentes en la barra. Este representa bastante bien el comportamiento de un inversor FV, como se explicó anteriormente y es sencillo de implementar para análisis preliminares. Presenta sin embargo,

el inconveniente de no ser dependiente de la irradiancia y la temperatura, ya que esta dependencia está definida por cada SFCR y no son parte del funcionamiento de una carga o generador PQ típico. Además, el modelo de carga PQ es estático, y no se puede modelar el comportamiento dinámico del inversor durante el SMMPT.

El modelo de Behnam [8] es más actual y sofisticado, presenta retroalimentación de la tensión en la barra del generador y permite modelar es generador tanto como barra PV o PQ. Además contempla el tiempo de retardo en el SPMP del inversor, para estudios de estabilidad y transitorios. Su contrapartida es que es hay pocos datos de cómo implementarlo, es de diseño muy reciente y tampoco contempla condiciones de irradiancia y temperatura como parámetros de estudio.

En el presente estudio se utilizó como modelo de generador FV una carga acoplada a una barra PQ, (Generador PQ)

4 Síntesis de trabajos realizados:

- Se participó en el diseño de tableros, la instalación, chequeo de conexionado y puesta en servicio de un SFCR.
- Se realizó una caracterización experimental de este sistema de generación distribuida a partir de parámetros eléctricos y meteorológicos.
- Se diseñaron e implementaron modelos matemáticos para simulación del sistema de generación fotovoltaica acoplado a la red de distribución de baja tensión.
- Se contrastaron y validaron los modelos matemáticos desarrollados con resultados experimentales.
- En base a los resultados obtenidos en el estudio se diseñó e implementó un software para simulación del sistema de potencia que incluye al generador fotovoltaico instalado y una interfaz gráfica amigable y robusta.

Todos los desarrollos matemáticos, herramientas de software y mediciones realizadas son válidas exclusivamente para el sistema en estudio: La pérgola solar del nuevo edificio de ingeniería. Esta limitación se realizó con el objetivo de definir los límites de estudio de la investigación realizada.

5 Participación en la obra de instalación eléctrica de la pérgola solar fotovoltaica:

En la etapa de diseño del SFCR en estudio, se diseñó la tipología de los tableros de baja tensión, en corriente alterna y corriente continua, respondiendo a norma IEC 60364-7-712 y el reglamento de la AEA 90364/2006, junto con buenos criterios de trabajo. Utilizando gabinetes estancos marca GenRod, de distintos tamaños, conforme a cálculos térmicos.

5.1 Cálculo térmico de tableros:

Para la realización del cálculo térmico de tableros se tiene en cuenta lo recomendado por el reglamento de BT de la AEA 90364/2006, luego se adopta el siguiente criterio de selección;

$$P_{TOTAL} \leq P_{TABLERO}$$

Además, se deben tener en cuenta las dimensiones de cada envolvente, considerando los dispositivos que estarán ubicados dentro.

Las envolventes industriales utilizadas son marca GenRod, cuyo catálogo se encuentra adjunto en el anexo VI.

La determinación de las envolventes se realiza con la “Tabla de elevación de temperatura”.

Dada la zona geográfica donde se encuentra la planta, se supone una temperatura ambiente máxima de 40°C, por lo que será aceptable un incremento de hasta 30°C para alcanzar el máximo establecido por norma de 70°C. Siendo:

N= Numero de polos.

P pp = Potencia por polo de cada elemento. Según AEA 90364/2006 y criterio de proyectista.

Pd = Potencia total de cada elemento: $K \cdot K' \cdot (N \cdot P_{pp})$.

P dp = Potencia del conjunto de elementos del tablero: $\sum P_d$

K= factor de utilización, criterio de proyectista: 1.

K'=factor de simultaneidad = 1.

Pborne= Potencia disipada por las conexiones (20% Pd)

En base al estudio realizado por Schneider Electric, el aumento de temperatura en una envolvente como de la figura siguiente es significativo a partir de los 100W [17], por lo tanto:

- Si Potencia <100W => se seleccionó por tamaño.
- Si potencia en >100W => se seleccionó por potencia disipable en la envolvente.

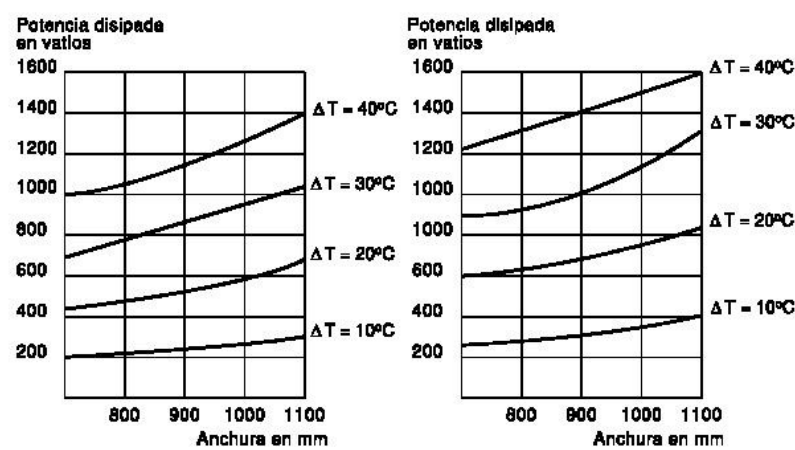


Fig. 5.1 - Temperatura en tableros. Según potencia disipada

Tabla 1 - Calculo térmico de tableros

Calculo térmico de tableros								
Tableros	Protecciones/Aparatos	N	Ppp[W]	Pd[W]	Pdp[W]	Pborne + Paux	Ptot[W]	Envolvente Modelo/Montaje/ Dimensiones[mm]
TCC1	Secc BC NH00gG16	4	3	12	36	0	36	/450x450x150/pared/ izq
	Secc BC NH00gG16	4	3	12				
	Secc BC NH00gG16	4	3	12				
	Desc. gaseoso SICA 10kA	12	0	0				
TCC2	Secc BC NH00gG16	4	3	12	39,6	0	39,6	/450x450x150/pared/ izq
	Secc BC NH00gG16	4	3	12				
	Secc BC NH00gG16	4	3	12				

	Bornera auxiliar	6	0.6	3.6				
TCA	TM 2xC25A 6KA	4	4	16	62	0	62	/300x450x150/pared/ izq
	TM 2xC10A 6KA	4	3	12				
	Medidor energía 2x30A	4	4	16				
	Medidor energía 2x30A	4	3	12				
	Bornera auxiliar	10	0.6	6				

5.2 Tipología y disposición de elementos en tablero

Con los datos obtenidos en la etapa de diseño de la pérgola con SFCR y los resultados de dimensionamiento térmico, se procedió a diseñar la tipología de tableros como se ve en la Fig. 5.2.

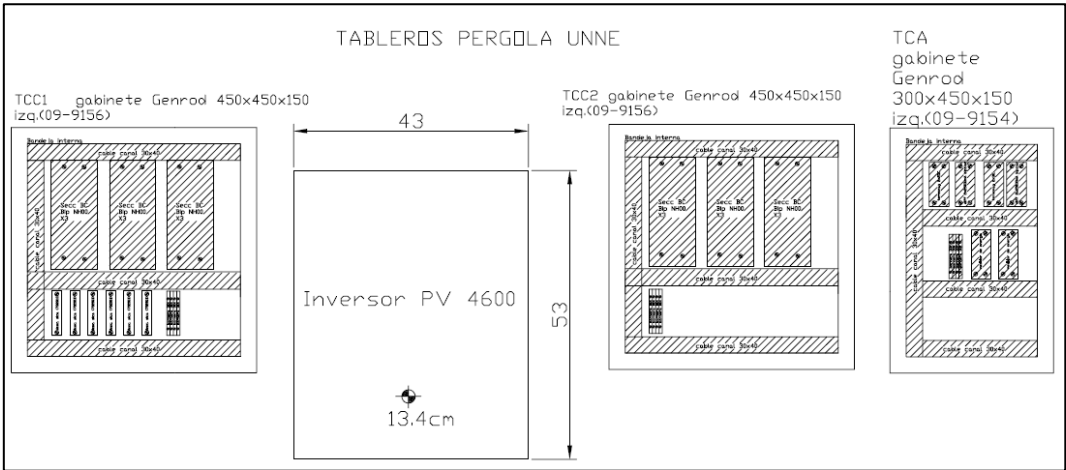


Fig. 5.2 - Disposición de elementos en tableros

En la Fig. 5.3, se ven etapas en el armado e instalación de los mismos.



Fig. 5.3 - Fotografías del proceso de instalación

6 Diseño de modelos matemáticos

Para el diseño de modelos matemáticos de simulación se utilizó la suite de Matlab, en conjunto con el toolbox OpenSource PSAT. Este toolbox provee de todo el framework de

métodos, funciones y atributos, necesarios para el diseño, cálculo y resolución de sistemas de potencia y sus correspondientes flujos de carga. El PSAT cuenta con modelos de generador en barra PQ y PV. Además cuenta con el modelo de “inversor solar” de Behnam, descripto anteriormente, que involucra la dinámica de funcionamiento del sistema.

Sin embargo, ambos modelos no contemplan ningún parámetro relacionado con la tipología del arreglo fotovoltaico, ni la tecnología del inversor CC/CA utilizado (es decir su eficiencia de conversión. Además no permite variar la potencia de generación en ninguno de sus modelos, incluyendo parámetros climatológicos, como ser la Temperatura de modulo y la irradiancia incidente, etc.

Por lo tanto parte del trabajo realizado, consistió en incluir en las redes de sistema de potencia estudiadas, estos parámetros de funcionamiento: Tipología y tecnología del Arreglo FV, combinación serie-paralelo, Temperatura, radiación, eficiencia, etc.

A continuación se detallan los modelos matemáticos diseñados y sus principales funciones.

6.1 Diseño del modelo de arreglo fotovoltaico

El trabajo consistió en diseñar un modelo de arreglo FV valido, que responda a las ecuaciones y circuitos equivalentes planteados anteriormente. Que sea dependiente de su configuración serie-paralelo, la irradiancia incidente, la temperatura, la tecnología de panel, etc.

El modelo del arreglo fotovoltaico diseñado consiste en un objeto computacional (clase) dinámico, armado especialmente para el caso. Con arquitectura de clases singleton. Que permite modificar su composición en tiempo de ejecución a través de atributos. En la Tabla 2 se visualizan el diagrama de clases, con los atributos y métodos correspondientes a dicho objeto:

Tabla 2 - Estructura de clase Arreglo FV

Clase Arreglo FV (ClaseArreglo.m)		
Atributos	<ul style="list-style-type: none"> • Rp (resistencia paralelo) • Rs (Resistencia serie) • P0 (potencia pico) • N (Nº celdas/modulo) • Ns (Nº modulos en serie) • Np (Nº modulos en paralelo) 	<ul style="list-style-type: none"> • Vca0 (tensión circuito abierto) • Icc0 (I cortocircuito) • Gama ($\Delta P/^{\circ}C$) • Beta ($\Delta V/^{\circ}C$) • m (cte. Tecnología modulo) • G0 (Irradiancia CEM) • T0 (Temperatura CEM)
Métodos	<ul style="list-style-type: none"> • Get_Pout (P generada) • Get_ErrorEntreModelos (error entre modelo 0 y 1) • Plot_Modelo1 (curva I-V y P-V modelo 1) 	<ul style="list-style-type: none"> • Get_ErrorCalculadoVsMedido • Get_Pout_SerieDeDatos

El nombre de la clase arreglo FV es “CalseArreglo.m”, con extensión de script para Matlab. Se define como “modelo 0” a la ecuación de potencia, y “modelo 1” a la ecuación de 5 parámetros, ambas definidas anteriormente en la unidad 6.

Entre los atributos más destacados se encuentran la R_p (resistencia paralelo) y la R_s (Resistencia serie), ambas experimentales, que se obtienen ensayando el arreglo en su conjunto con un trazador de curva I-V [18]. O calculando su valor aproximado para el arreglo, a través de la asociación de R_p y R_s de los sucesivos módulos.

Entre los métodos, el más importante es “Get_Pout”, que permite obtener la potencia de salida en función de la Temperatura y la irradiancia, para el modelo 0 y el modelo 1. En la Fig. 6.1 se observa el diagrama de flujos correspondiente:

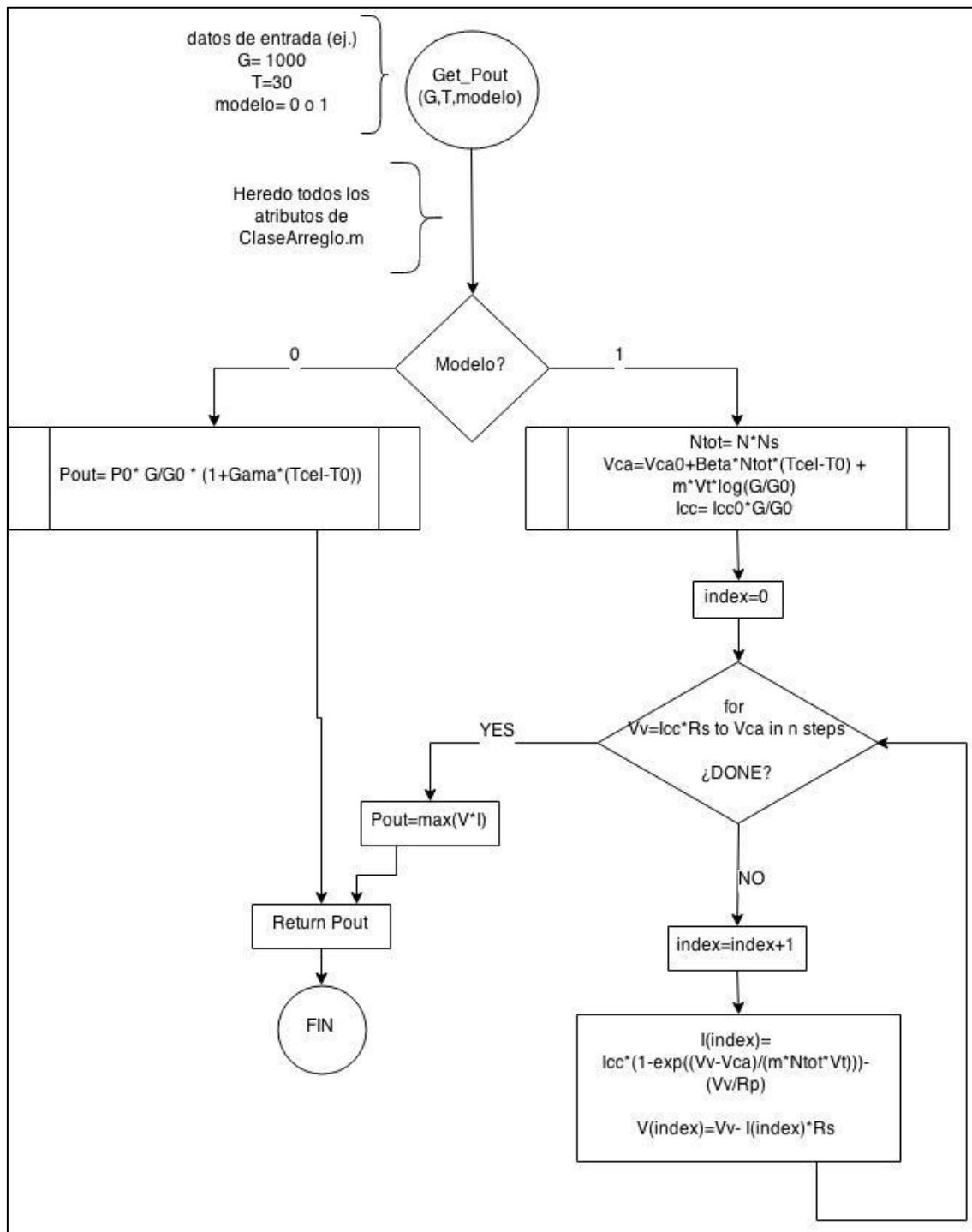


Fig. 6.1 - Algoritmo de método Pout del modelo arreglo FV

Para más detalles sobre atributos y métodos de esta clase, se recomienda leer el manual del PV-ING adjunto, en el anexo 2.

6.2 Diseño del modelo de Inversor Fotovoltaico

Se diseñó un modelo de inversor que contemple las distintas condiciones de trabajo del mismo. Esto incluye su curva de eficiencia característica y sus valores límite de funcionamiento (voltajes de red máximo y mínimo) que permiten el acople del SFCR a la red a través del inversor.

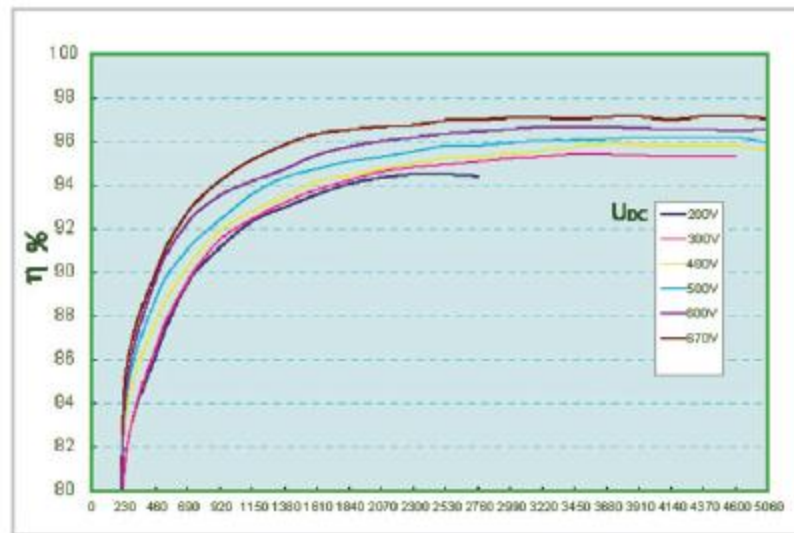
El modelo del inversor fotovoltaico diseñado consiste en un objeto computacional (clase) dinámico, armado especialmente para el caso. Con arquitectura de clases singleton. Que permite modificar su composición en tiempo de ejecución a través de atributos. En la Tabla 3 se visualizan el diagrama de clases, con los atributos y métodos correspondientes a dicho objeto:

Tabla 3 - Estructura clase Inversor FV

Clase Inversor FV (Inversor.m)	
Atributos	<ul style="list-style-type: none"> • Pnom (potencia nominal del inversor) • TablaN (tabla de rendimientos) • Vmin (voltaje mínimo de red) • Vmax(voltaje máximo de red)
Metodos	<ul style="list-style-type: none"> • Get_PCA(potencia de CA) • Get_QCA(Potencia reactiva CA)

El nombre de la clase inversor FV es “Inversor.m”, con extensión de script para Matlab. Se definió la eficiencia característica del inversor conforme a las curvas provistas por el fabricante.

Entre los atributos más destacados se encuentran “TablaN” que corresponde a la tabla de eficiencia cargada manualmente. De la curva de eficiencia provista por el fabricante (Fig. 6.2) se releva la tabla de eficiencias (Tabla 4) manualmente, punto por punto, generando así valores discretos de eficiencia para intervalos de funcionamiento del inversor. El valor de eficiencia para un estado de funcionamiento, está en función de la potencia de entrada en continua en por unidad (P_{cc_pu}) y la tensión de entrada V_{dc} . Con estos valores se obtiene un valor biunívoco de eficiencia para ese estado, y por lo tanto también la potencia de corriente alterna (P_{ca})



TYPICAL EFFICIENCY GRAPH FOR PROTECT PV 4600

Fig. 6.2 - Eficiencia del AEG4600

Tabla 4- relevo de curvas de eficiencia del AEG4600

Pcc _pu	n _400Vdc	n _300Vdc	n _200Vdc
0.05	0.8	0.8	0.8
0.1	0.88	0.87	0.86
0.15	0.905	0.9	0.9
0.2	0.92	0.91	0.91
0.25	0.93	0.925	0.925
0.3	0.935	0.93	0.93
0.35	0.945	0.94	0.94
0.4	0.95	0.94	0.94
0.45	0.95	0.95	0.945
0.5	0.95	0.95	0.944
0.55	0.95	0.95	0.942
0.6	0.955	0.955	0.94
0.65	0.955	0.955	0.94
0.7	0.955	0.955	0.9
0.75	0.958	0.955	0.9
0.8	0.96	0.955	0.9
0.85	0.96	0.955	0.9
0.9	0.96	0.955	0.9
0.95	0.96	0.955	0.9
1	0.96	0.955	0.9

El método más importante es “Get_PCA”, que permite obtener la potencia de salida en Corriente alterna, en función de la potencia de corriente Continua, la tensión de continua y la tabla de eficiencia del inversor. En la Fig. 6.3 se esquematiza el algoritmo de este método.

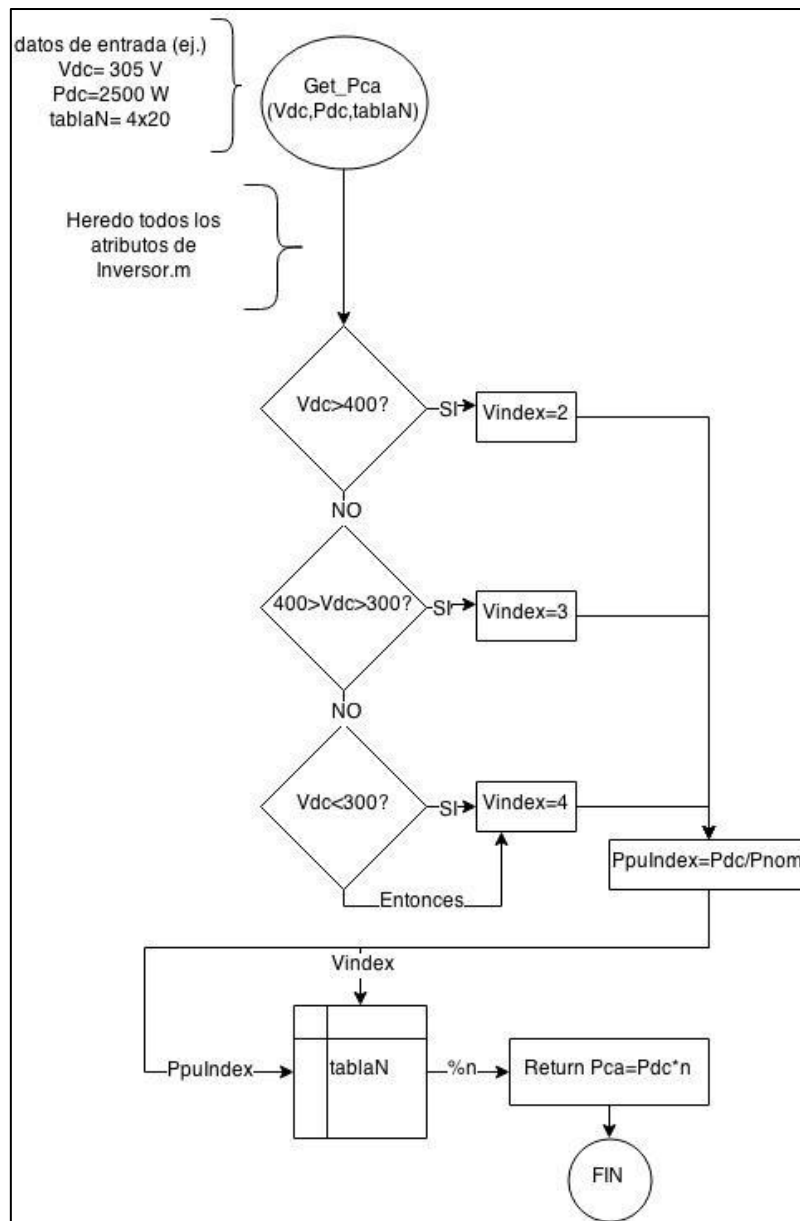


Fig. 6.3 - Algoritmo método get_pca del inversor

Para más detalles sobre atributos y métodos de esta clase, referirse el manual del PV-ING adjunto en el anexo 2.

6.3 Diseño de modelo de red unifilar:

El modelo de red unifilar utilizado en el estudio se corresponde, según planos del edificio, a una red de tipo en cascada, sin mallas o anillos. Con dos puntos de generación centrales:

- Uno es la red equivalente, dispuesta en el tablero general del edificio (TG)
- La otra es la generación en el tablero TCA, dispuesto en las oficinas del GER (generación fotovoltaica).

El modelo de la red unifilar se construyó conforme a planos de obra y proyecto de la instalación eléctrica del edificio, como se ve en la figura siguiente.

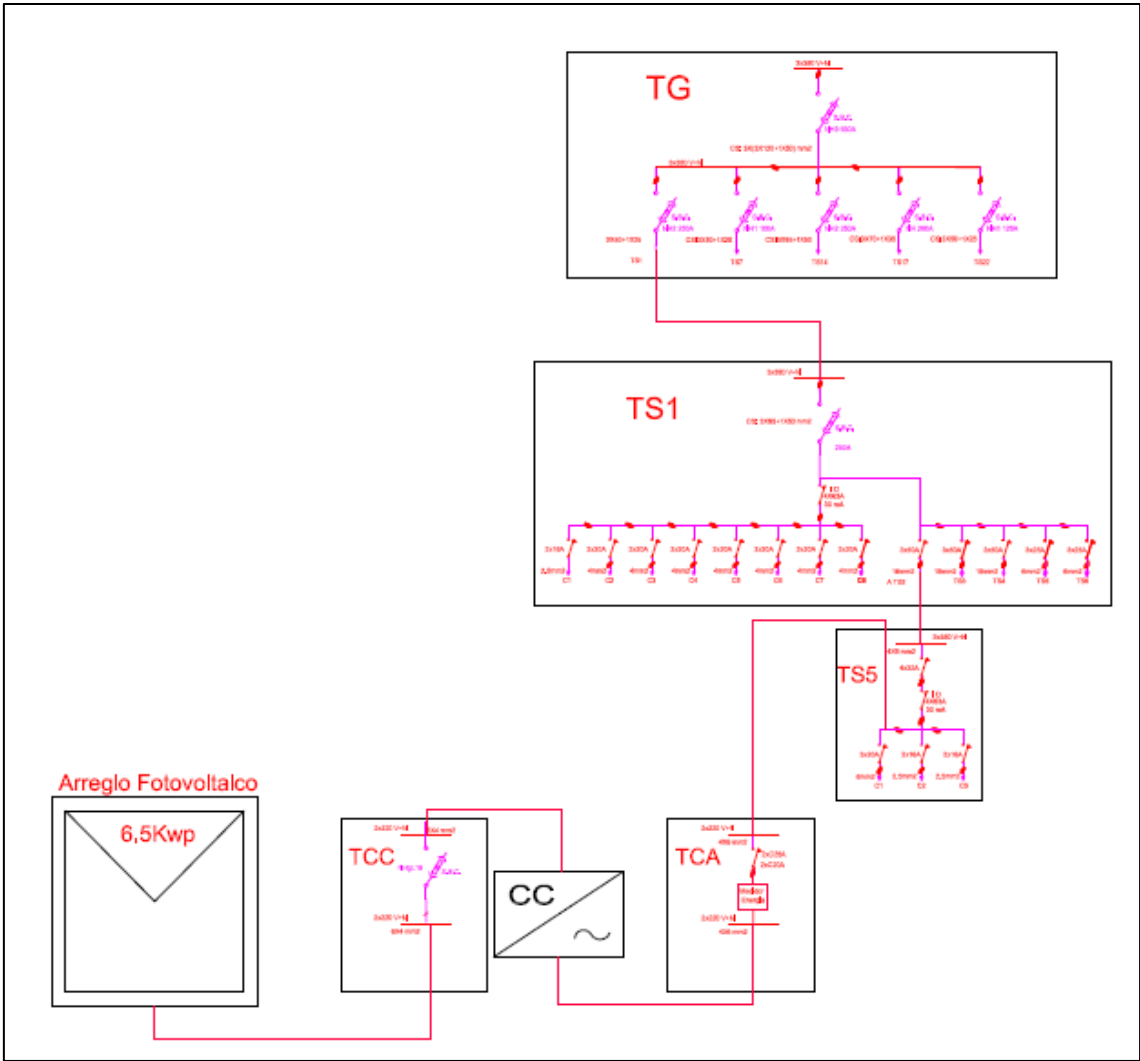


Fig. 6.4 - Diagrama unifilar de tableros del edificio

Para corroborar lo dicho en el párrafo anterior, se realizó un recorrido visual, identificando los distintos alimentadores, conductores, calibre de protecciones y tableros que interesan para determinar el modelo de la red unifilar como se observa en la Fig. 6.4.

Del recorrido visual y relevamiento se pudo corroborar fehacientemente que la red contaba con las siguientes características:

Tabla 5- Relevamiento de conductores

Relevamiento de conductores en red equivalente del edificio nuevo de ingeniera			
Línea Inicio-Fin	Sección[mm2]	N° Conductores	Tipo
TG-TS1	95	4	Tetrapolar PVC
TS1-TS5	6	4	Monopolar PVC
TS5-TCA	4	2	Monopolar PVC

Al no contar la instalación con grupo electrógeno de emergencia, se modelo cada tablero como una carga PQ equivalente, con su acometida y su salida aguas abajo. Con excepción del tablero TCA que cuenta con generación no independiente (necesita tener parencia de la red

de energía eléctrica). Este generador no independiente, se puede modelar como una carga PQ de tipo negativa (es decir inyecta potencia activa a la red, pero no controla la tensión en la barra) [16].

Para cumplir con el modelo de un sistema de potencia, se necesita una barra de tipo SLACK, que tenga la capacidad de entregar y recibir toda la potencia y perdidas demandadas por la red. En el modelo planteado la barra SLACK es el tablero General TG. Donde la tensión es fija y su fase es cero (referencia).

El modelo de red unifilar equivalente, reducido, es el siguiente:

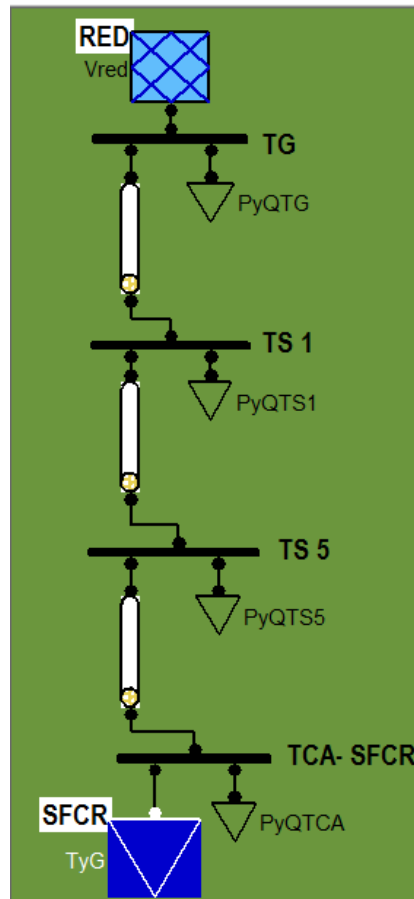


Fig. 6.5 - Diagrama unifilar equivalente de la red

Es cual representa matemáticamente el mismo comportamiento que la red del edificio nuevo de ingeniería.

6.4 Modelo del SFCR equivalente en la red Unifilar

La instalación eléctrica del generador fotovoltaico cuenta con 2 subsistemas de generación independiente de energía, como se planteó en la Unidad 3. La disposición del mismo es la siguiente:

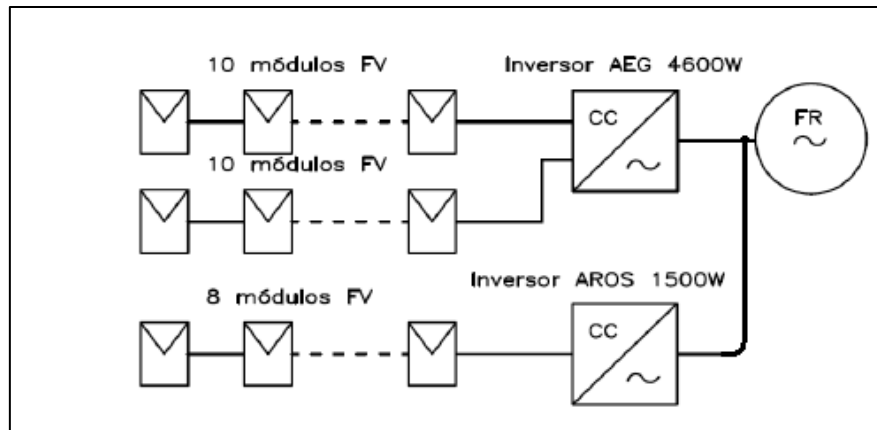


Fig. 6.6 - Diagrama unifilar del SFCR, monofásico

En el estudio planteado se suplantó el esquema unifilar anterior por el siguiente:

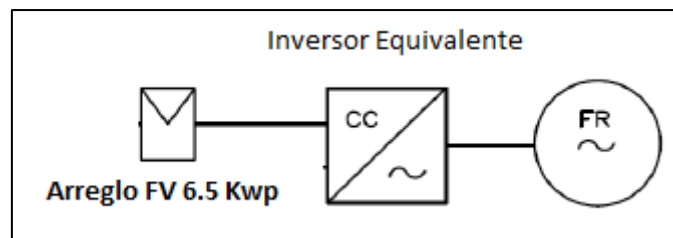


Fig. 6.7 - SFCR equivalente

Las características funcionales del inversor equivalente son las del inversor AEG4600 pero con una potencia teórica de 5900W de potencia nominal. Las características del Arreglo único de 6.7kWp deben determinarse experimentalmente, a través de un trazador de curvas I-V, como se explicó en la Unidad 3.

6.4.1 Fundamentación del Modelo De SFCR Equivalente

El uso de este modelo se sustenta en las siguientes afirmaciones:

- El fabricante del inversor AROS1500W no provee sus curvas de eficiencia ni tampoco provee de medición interna durante el funcionamiento. Por este motivo se utilizan las curvas provistas por el AEG4600 y su loggeo de datos.
- La potencia que aporta el inversor AEG4600 es aproximadamente 300% más que el inversor AROS1500, y representa más del 71% de la potencia total del arreglo fotovoltaico. Por este motivo se consideró que el comportamiento del arreglo FV está regido por el inversor AEG4600.
- Los límites de funcionamiento del inversor AEG4600 y AROS1500, con respecto a la tensión y frecuencia de la red eléctrica de baja tensión, son similares. Por lo tanto tendrán igual desempeño ante baja o alta tensión, o incluso, ante falta de tensión de red.
- El Arreglo FV equivalente es un solo arreglo, al cual se le pueden determinar sus parámetros característicos según el modelo de 5 parámetros ya presentado.

6.5 Diseño del software desarrollado para cálculo de flujo de potencia con inclusión de SFCR:

El software desarrollado integra a los demás modelos diseñados (Arreglo FV, Inversor, modelo de red, etc.) para obtener los sucesivos cálculos de flujo de potencia y variables de estado de la red. En algoritmo del mismo se representa en la Fig. 6.8. Los datos de entradas son múltiples, y se ingresan manualmente a través de planillas Excel, respetando un formato específico. El cálculo de flujo de potencia es iterado (un bucle), donde en cada instancia se utiliza el motor de cálculo del PSAT (toolbox). El cual garantiza un resultado exacto [19].

El PSAT ya fue chequeado sucesivas veces, tiene más de 10 años en el mercado, y es parte de otros paquetes de software de carácter comercial. Por lo tanto se considera que los resultados son certeros. Esto valida completamente el algoritmo de cálculo empleado [20].

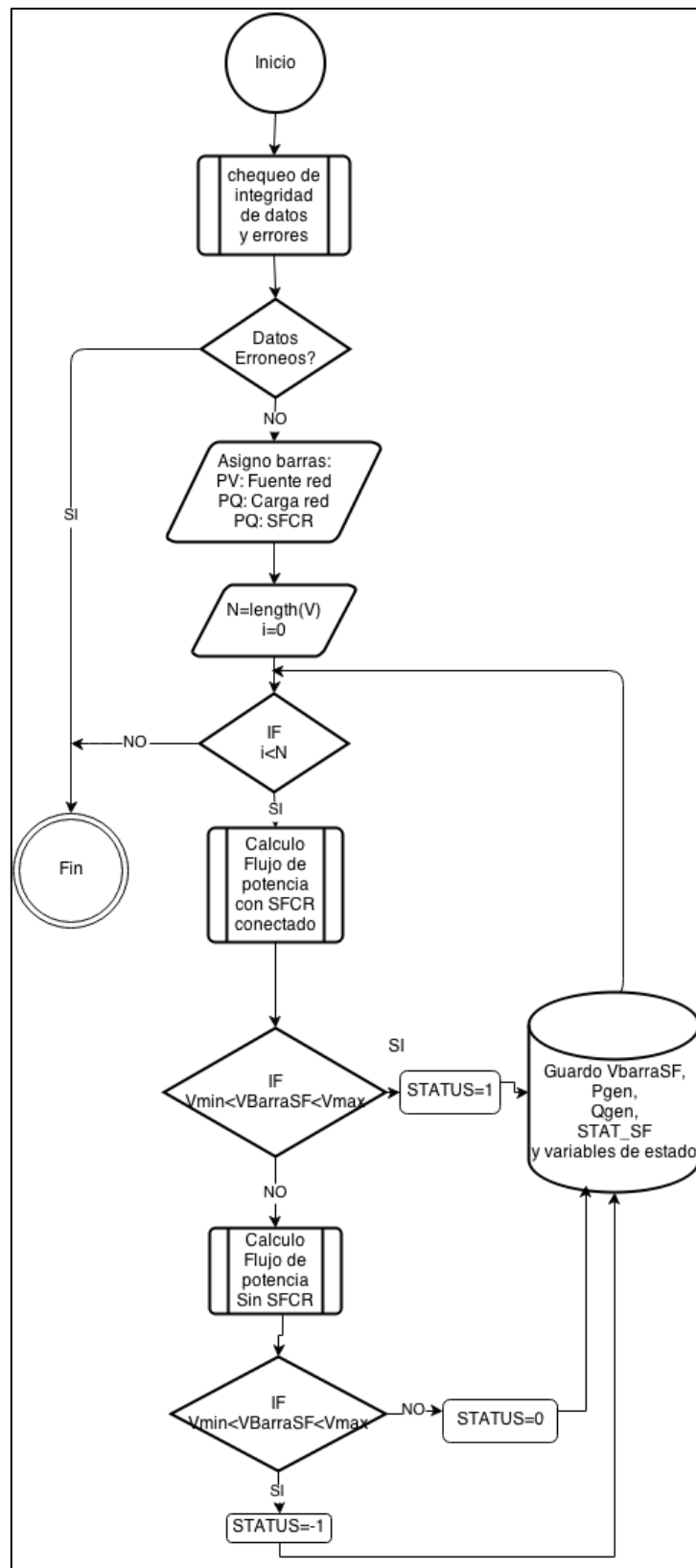


Fig. 6.8 - Algoritmo del software diseñado.

A continuación se detallan los procesos realizados en el algoritmo de cálculo iterado de flujos de potencia, representados por el esquema de la figura anterior:

1. Se cargan los datos de entrada, se hace un chequeo simple de errores.
2. Se comienza con la iteración de cálculos de flujo de potencia en la red, donde N es el número de elementos de la serie de datos de entrada.
3. Para cada iteración se considera primero el SFCR conectado y generando. Si en esta condición los valores de tensión en la barra están dentro de los límites de operación del inversor, se guarda este valor. El STATUS del SFCR = 1.
4. Si en cambio, los valores están fuera de los límites del inversor, se desconecta el SFCR y se vuelve a calcular el flujo de potencia. Y se evalúa lo siguiente:
 - Si V barra esta fuera de los limites => STATUS =0. Guardo iteración.
 - Si V barra está dentro de los límites de operación (zona de incertidumbre), digo STATUS=-1. Y guardo iteración.

La zona de incertidumbre (STATUS=-1), identifica que la red se encuentra sobre los límites permisibles del inversor, y puede suceder ambas cosas a la vez, que inyecte o que no inyecte potencia. Este estado no es contemplado en el estudio y está relacionado con la dinámica y la estabilidad del sistema de potencia. Los flujos de potencia cálculos se consideraron estáticos e independientes de los sucesivos estados del sistema, es decir estado permanente (estable).

Se consiguió que los modelos diseñados funcionen correctamente, con respecto a los datos de entrada y los datos de salida utilizados para corroborar el procesamiento de cada algoritmo. Para determinar la exactitud de los modelos diseñados, es necesario contrastarlos con datos experimentales de entrada y de salida que representen un patrón de comparación. Con este proceso de contraste se logra determinar y delimitar la cantidad y tipos de errores presentes en el cálculo de los distintos modelos.

Se realizaron ensayos y mediciones experimentales, que permitieron obtener datos de entrada y salida patrón, que fueron utilizados para contrastar y delimitar los distintos errores presentes en el modelado. Como se visualiza en la Fig. 6.9.

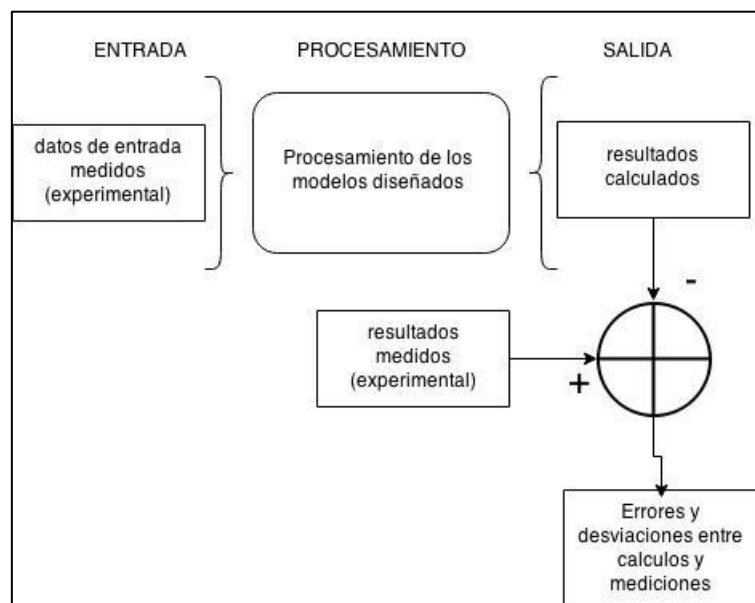


Fig. 6.9 - metodología para validar modelos diseñados

7 Mediciones Experimentales Realizadas:

7.1 Medición de datos de entrada

Los datos de entrada experimentales necesarios para validar los modelos matemáticos diseñados son los siguientes:

- Irradiancia incidente en la pérgola solar.
- Temperatura ambiente de la pérgola solar.
- Potencia de Corriente continua del arreglo (Pdc).
- Potencia de Corriente alterna de salida del Inversor (Pca)
- Parámetros y configuración del arreglo FV (R_s , R_P , N , N_p , N_s , etc.).
- Punto de máxima potencia del arreglo FV ensayado.

La irradiancia incidente se loggeo directamente con un solarimetro dispuesto en la pérgola solar fotovoltaica. Las mediciones son digitales y altamente inmune a ruidos analógicos. En solarimetro y disposición se observan en la Fig. 7.1.



Fig. 7.1 - Solarimetro SFCR

La temperatura ambiente se mensuro con una estación meteorológica, dispuesta en el edificio de la FaCENA. Esta estación meteorológica es de alta sensibilidad y posee calibración de fábrica. La estación meteorológica se observa en la Fig. 7.2.



Fig. 7.2 - Estación meteorológica Davis

La Pdc, la Pca, y otros datos relacionados, se obtienen directamente del loggeo interno que realiza el inversor AEG4600 a través de una PC (Fig. 7.3). No se consideran los datos loggeados por el inversor SIRIO1500 por presentar marcadas diferencias con las mediciones del AEG4600 y problemas de firmware. Con estos datos mensurados se pudo calcular el rendimiento real del inversor y compararlo con el calculado. Los resultados se desarrollan en la sección 3.



Fig. 7.3 - Pc Logger de Inversores

Para validar el modelo diseñado de arreglo fotovoltaico se utilizaron los parámetros característicos, configuración y mediciones de un SFCR de baja potencia, ensayado por el Dr. Firman a través de un trazador de curvas I-V de su desarrollo y autoría [13]. Las características de este micro SFCR son las siguientes:

Tabla 6 - modulos FV en ensayo

Modulos FV utilizados				
Ppico[W]	Icc[A]	Vca[V]	Marca	Tecnología
240	8,44	37,2	SW240	policristalino

Tabla 7 - sistema fotovoltaico ensayado

Configuración y parámetros Arreglo FV							
Ppico[W]	Icc[A]	Vca[V]	Ns	Np	Rp[ohm]	Rs[ohm]	m
1865,8	8,53	299,54	8	1	1362,09	2,44	1.2

Junto con los datos de este micro sistema FV, te conto con mediciones de temperatura y radiación correspondientes, para un día típico de funcionamiento.

No se utilizaron datos del SFCR de 6,7kW descripto en la sección 1, por no contar con un trazador de curvas experimental para dicha potencia.

Con los las mediciones mencionadas se pudo contrastar los modelos diseñados del arreglo FV y el inversor FV forma modular, es decir cada uno por separado. Las mediciones y resultados obtenidos se discuten en la sección 3.

7.2 Mediciones de datos de salida

Para corroborar el funcionamiento integro de sistema matemático modelado, fue necesario realizar mediciones de entrada de datos, y de salida de datos, para luego contrastar los resultados teóricos con los experimentales, como se observa en la Fig. 8.1.

Las mediciones experimentales de salida consistieron específicamente obtener el estado de la red de baja tensión del edificio, esto incluye loggeo de flujos de potencia y tensiones de las barras del esquema unifilar equivalente.

Se planteó un análisis matemático de soporte teórico, para determinar cuáles son los puntos mínimos donde se debe medir los parámetros de la red, que se utilizaron para validar los modelos computacionales planteados.

La primera ley de Kirchhoff nos dice que la sumatoria de corrientes en un nodo es cero:

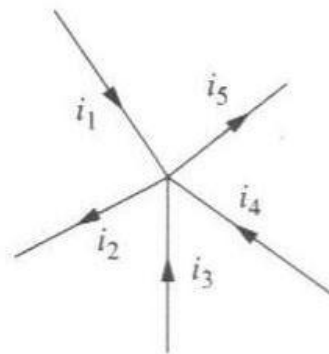


Fig. 7.4 - Corrientes cero en un nodo o barra

$$\sum I = 0$$

Ec. (7.1)

Este principio de electrotecnia es extensivo para la potencia en un nodo o barra. En cualquier nodo se verifica que [16]:

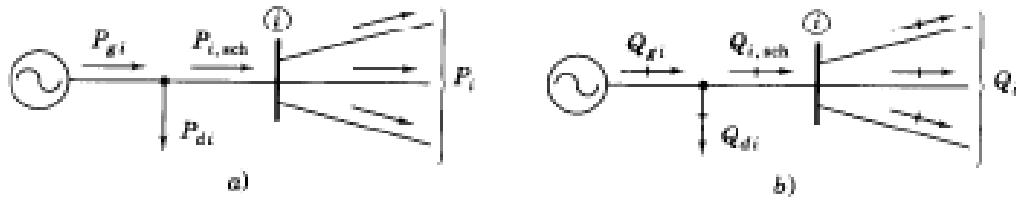


Fig. 7.5 - Sumatoria de potencia en barra igual a cero

$$\sum P = 0 \text{ y } \sum Q = 0 \quad \text{Ec. (7.2)}$$

Por lo tanto, en una barra cualquiera, que tenga N derivaciones, conociendo N.-1 valores de P y Q, se puede obtener los valores restantes. Por ejemplo sea una barra i con 3 derivaciones:

$$\sum P_i = P_1 + P_2 + P_3 = 0 \quad \text{Ec. (7.3)}$$

$$P_3 = -(P_1 + P_2) \quad \text{Ec. (7.4)}$$

Respetando este principio se determinó que se necesitaban 3 analizadores de red para obtener una medición completa de los parámetros de la red equivalente unifilar en estudio:

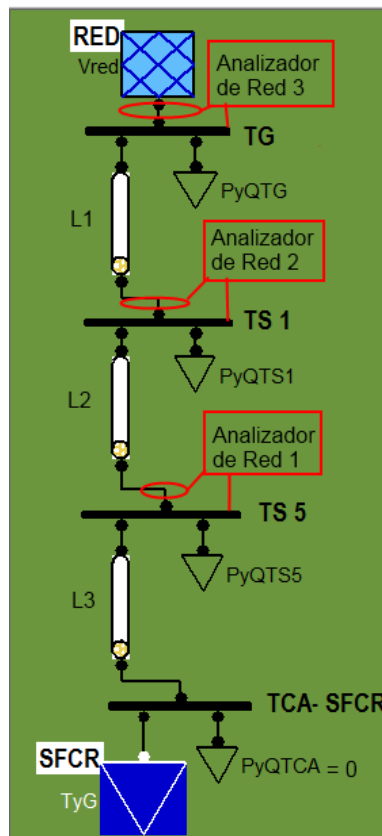


Fig. 7.6 - Disposición de los analizadores de red en el ensayo

Los datos de operación de SFCR son conocidos a priori, y se define $PYQTCA=0$, para evitar la utilización de un 4 analizador de red.

De la figura se observa que:

$$P_{TG} = -(P_{L1} + P_{RED}) \quad \text{Ec. (7.5)}$$

$$P_{TS1} = -(P_{L2} + P_{L1}) \quad \text{Ec. (7.6)}$$

$$P_{TS5} = -(P_{L3} + P_{L2}) \quad \text{Ec. (7.7)}$$

El mismo análisis es válido para la potencia reactiva.

Por lo tanto con este procedimiento se pueden conocer las variables de estado y los parámetros del flujo de potencia de la red, para luego contrastarlos con los valores calculados por el software.

7.2.1 Analizador de red 1:

Es un analizador de red, marca Metrel, modelo: MI-292. (Se adjunta catalogo en el anexo 1).

Tiene las siguientes características generales:

- Es autónomo, se dispone en el lugar de trabajo y tiene una autonomía sin Red Eléctrica de hasta 5 horas.
- Gran capacidad de memoria para muestreo, se puede loggear hasta varios meses de una sola vez.
- Gran número de parámetros medibles: Permite medir todos los parámetros básicos de la red eléctrica (tensión, potencia activa, reactiva, corrientes, etc.), como así también realizar análisis de armónicos de la señal.
- Permite tomar datos de eventos de sobre tensión y cortocircuito. Para tener la forma de la onda en función del tiempo.
- Es un equipo de un costo muy superior al anterior.
- Error máximo en loggeo de potencia y energía: 1%



Fig. 7.7 - Analizador de red Metrel MI2292

7.2.2 Analizador de Red 2:

Es el un equipo de idénticas características al anterior, como se ve en la Fig. 7.7

7.2.3 Analizador de Red 3:

Es un equipo FLuke-1735, analizador de potencia trifásico con capacidad de loggeo. Entre sus principales características están (Se adjunta catalogo):

- Capacidad de memoria de loggeo de hasta 45 días
- Equipo autónomo, cuenta con baterías internas con autonomía de 13 horas sin red eléctrica.
- Permite medir armónicos de la red y eventos particulares (sobre tensión y cortocircuito).
- El precio del equipo es algo menor que el Metrel.
- Error máximo para loggeo de potencia y energía : 1.5%



Fig. 7.8 - Analizador de red Fluke 1735

7.3 Proceso y metodología de medición de la red:

Se dispusieron los analizadores de red nombrados, en los puntos de medición graficados en el unifilar de la red (Fig. 7.6). La medición realizada es la misma para los 3 equipos. Se midió:

- Tensión en la barra, del tablero correspondiente (Monofásica).
- Corriente en la barra, del tablero correspondiente (Monofásica).
- Factor de potencia de la red (Monofásica).

La metodología de medición consistió en instalar los equipos de medición dentro de los tableros correspondientes al modelo unifilar de red ensayada, como se ve en la Fig. 7.9.



Fig. 7.9 - Analizadores de red en proceso de medida

Se loggearon datos durante varios días, consecutivos, durante el mes de febrero. Con los datos loggeados se discrimino un día de medición como el más representativo de un día típico de funcionamiento, el cual oficia de parámetro en el contraste de resultados. En la Fig. 7.10, se visualiza el perfil de tensión de la red y el perfil de generación del SFCR, para el día típico seleccionado.

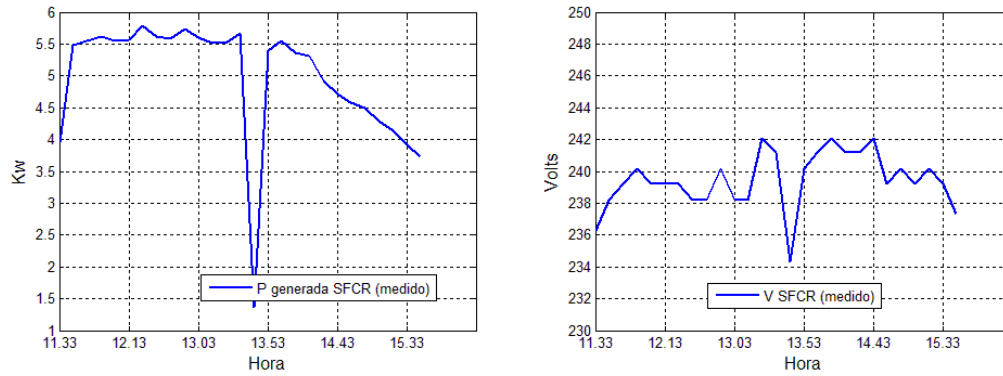


Fig. 7.10 - Perfil de tensión y potencia medidos en SFCR

No se realizó una medida trifásica de los parámetros. La medición fue monofásica, debido a los siguientes motivos:

- Por no contar con todas las puntas de prueba para la medición completa trifásica en cada caso
- Por tener una red fundamentalmente monofásica para el estudio. Esto se debe a que el arreglo fotovoltaico del edificio inyecta energía en una sola fase de la red.

8 Validación de modelos matemáticos y simulaciones desarrolladas

8.1 Validación del modelo de arreglo fotovoltaico:

La validación del modelo de arreglo fotovoltaico, consistió en contrastar datos experimentales de salida (resultados) con datos de salida calculados (modelados). Como se aprecia en la Fig. 8.1.

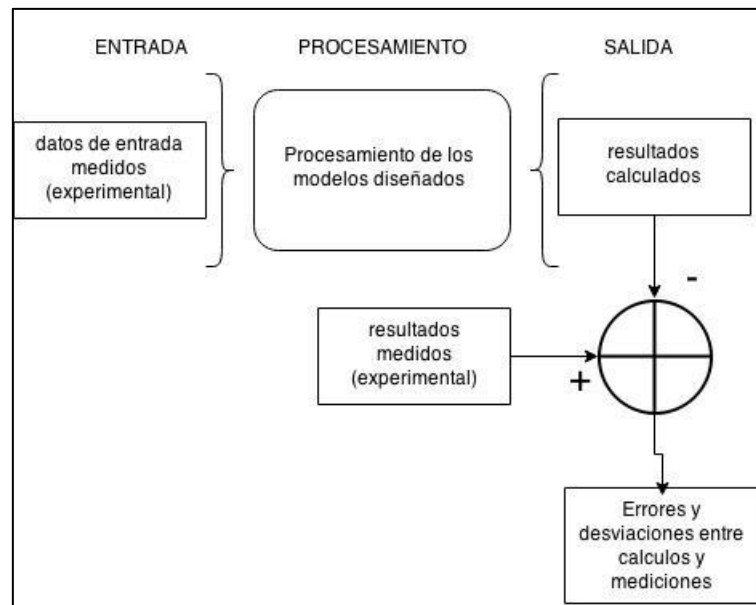


Fig. 8.1 - Metodología general de validación en modelos desarrollados

Además fue necesario obtener los errores relativos entre los modelos desarrollados, para determinar diferencias en los resultados calculados por ambos modelos de arreglo fotovoltaico. En la Fig. 8.2 se esquematiza la comparación de resultados calculados para ambos modelos matemáticos (modelo de 5 parámetros y modelo de potencia).

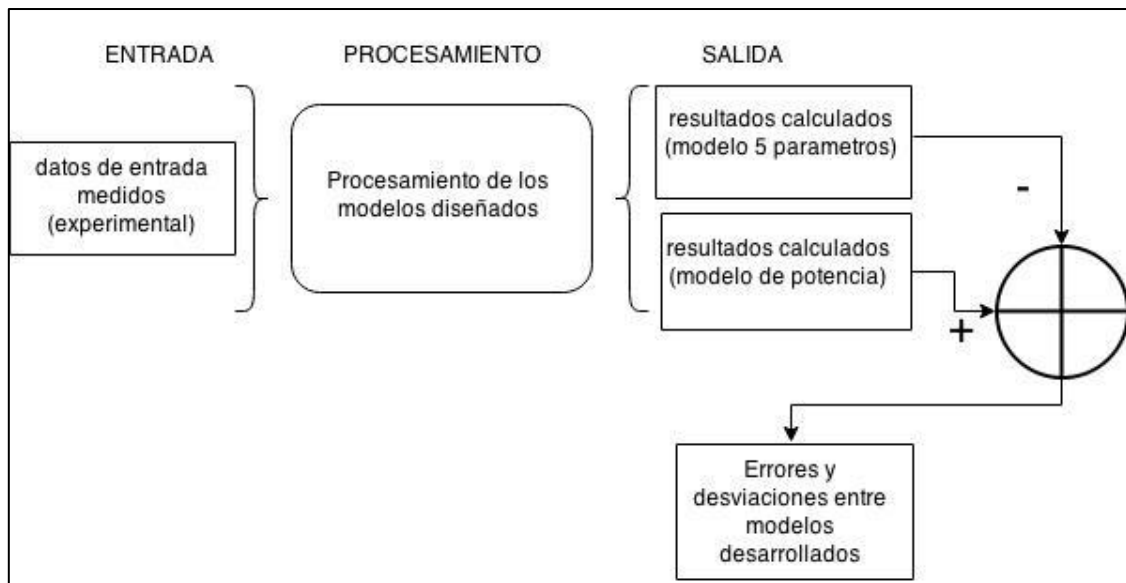


Fig. 8.2 - Metodología de contraste entre modelos de Arreglo FV desarrollados

Las ecuaciones que representan los modelos matemáticos son las Ec. (8.1) y Ec. (8.3). En el capítulo 1 se desarrolló el fundamento teórico de las mismas, y sus limitaciones de precisión.

$$\text{Modelo de 5 parametros (GER)} \rightarrow I = I_{cc} \left[1 - e^{\left(\frac{V - V_{ca} + I.R_s}{m.N.V_t} \right)} \right] - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad \text{Ec. (8.1)}$$

$$\text{Modelo de 5 parametros (GER)} \rightarrow P_m = I * V \quad \text{Ec. (8.2)}$$

$$\text{Modelo de potencia (GER)} \rightarrow P_m = P_o \cdot \frac{G}{G_o} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_c - T_{co})] \quad \text{Ec. (8.3)}$$

Se consideran CEM (condiciones estándar de medida) y constantes las siguientes:

$$\gamma = -0.0045; \quad T_{co} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad G_o = 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}; \quad \text{Beta} = -0.0023$$

Para el cálculo de los errores entre los modelos planteados se utilizó un arreglo FV de 1920 Wp. Como se desarrolló en el capítulo 2, el arreglo fotovoltaico utilizado fue ensayado por el Dr. Firman. Los valores nominales del sistema se ven en la Tabla 8.

Tabla 8- Sistema fotovoltaico ensayado

Datos Panel fotovoltaico					Datos Arreglo fotovoltaico				
Paneles	Pot. [Wp]	Vca0	Icc	Celdas	N serie	N par.	Pot.[Wp]	Vca0	Icc
SunModule 240Poly	240	37.2	8.44	60	8	1	1920	297.6	8.44

Según lo expuesto en el capítulo 2, los valores experimentales del arreglo, obtenidos con el trazador de curvas I-V, desarrollado por el grupo de energías renovables de la UNNe (GER-UNNe) [18], son los siguientes

Datos experimentales, arreglo fotovoltaico					
P [Wp]	Vca[V]	Icc[A]	Rserie[ohm]	Rparalelo	m
1865.8	299.54	8.53	2.44	1362.09	1.2

Se procedió a cargar en el modelo de arreglo fotovoltaico (clase en Matlab), con el siguiente formato:

Tabla 9 - modelo de arreglo cargado

Clase Arreglo FV (Arreglo.m)		
Atributos	<ul style="list-style-type: none"> • $R_p = 2.44$ • $R_s = 1362.09$ • $P_0 = 1685.8$ • $N = 60$ • $N_s = 8$ • $N_p = 1$ 	<ul style="list-style-type: none"> • $V_{ca0} = 299.54$ • $I_{cc0} = 5.53$ • $G_{ama} = -0.0045$ • $Beta = -0.0023$ • $m = 1.2$ • $G_0 = 1000$ • $T_0 = 25$
Metodos	<ul style="list-style-type: none"> • Get_Pout • Get_ErrorEntreModelos • Plot_Modelo1 	<ul style="list-style-type: none"> • Get_ErrorCalculadoVsMedido • Get_Pout_SerieDeDatos

Se utilizó como valores de radiación (G) y temperatura (T), la siguiente serie de datos medida experimentalmente por el Dr. Firman, correspondiente al ensayo del arreglo fotovoltaico planteado:

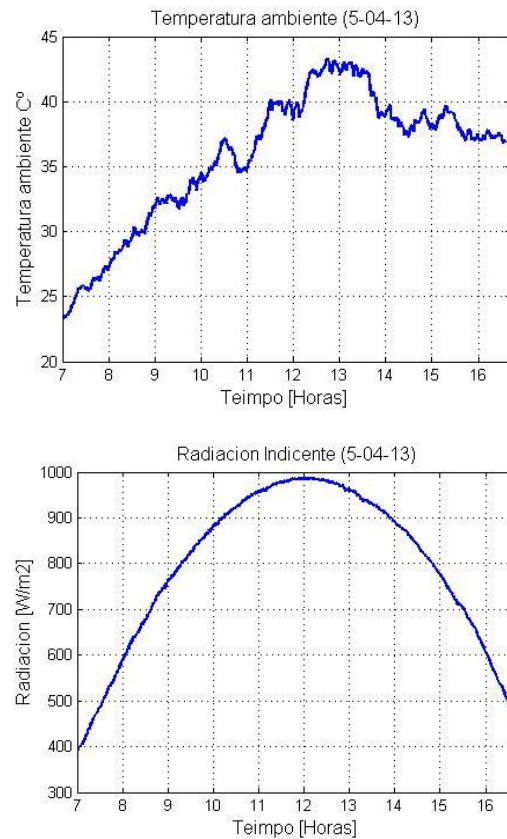


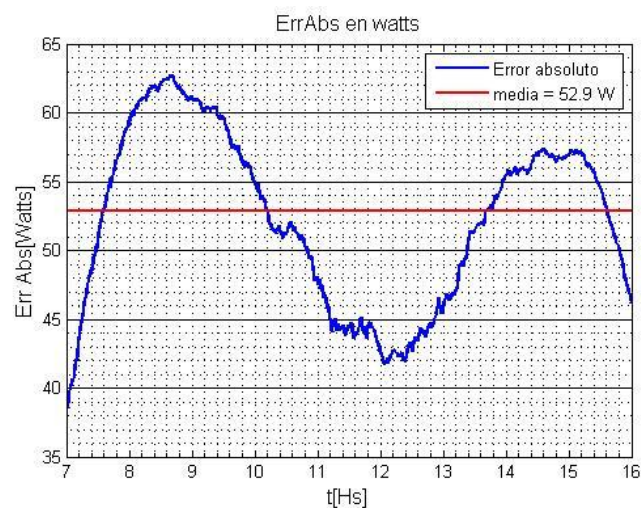
Fig. 8.3 - Perfiles de Temperatura y Radiación medidas

La serie de datos de G y T se cargaron en ambos modelos de potencia, y se obtuvieron los siguientes resultados

Errores de la clase Arreglo.m

8.1.1 Error entre modelo de 5 parámetros y modelo de potencia:

Con los métodos de la clase Arreglo.m se trazaron las curvas y calcularon los errores entre modelos de arreglo FV, para los mismos parámetros de entrada (perfil G y T). Como se ve en la Fig. 8.4



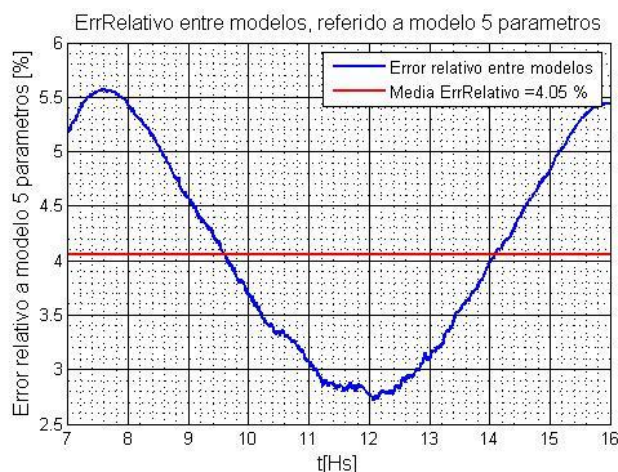


Fig. 8.4 - Errores absoluto y relativo, conforme al perfil diario ensayado

Tabla 10 - Errores obtenidos entre modelos diseñados.

Errores medios entre modelos de arreglo FV		
Error absoluto	Error Relativo (Ref. a 5 param.)	Error relativo (Ref. a Pot. Mod.)
52.9 W	4.05 %	4.22 %

8.1.2 Análisis de errores entre modelos de arreglo fotovoltaico:

A lo largo del día, los errores entre modelos presentan el siguiente comportamiento:

- **Periodos de baja radiación (7 a 8hs AM y >15hs PM):** El error es mínimo, debido a que la baja radiación hace tender de igual manera los dos modelos a cero. Es decir la potencia generada por el arreglo fotovoltaico es mínima.
- **Periodos de radiación media (8 a 10 hs AM y 14 a 15.30hs PM):** El error en estas franjas horarias es el más significativo, y supera la media. Esto se debe a que las ecuaciones de ambos modelos, están diseñadas para emplearse en un margen de $\pm 30\%$ de la máxima potencia pico. Es decir, son modelos optimizados para trabajar en el punto de seguimiento de máxima potencia, alrededor del $\pm 30\%$ de su potencia nominal.
- **Periodos de radiación (10hs AM a 14hs PM aprox.):** en esta franja horaria, conforme al desarrollo de las ecuaciones, los modelos están optimizados, representan mejor el comportamiento y la curva I-V del arreglo fotovoltaico. El error en ambos modelos es mínimo, y desciende por debajo de la media.

8.1.3 Errores entre modelos matemáticos desarrollados y resultados experimentales:

De manera similar al caso anterior, con los métodos de la clase Arreglo.m se trazaron las curvas y calcularon los errores entre modelos de arreglo FV y resultados experimentales, para los mismos parámetros de entrada (perfil G y T). Los resultados experimentales resultan de las mediciones efectuadas por el Dr. Firman concernientes con los perfiles G y T empleados. En la Fig. 8.5 y Fig. 8.6 se observan las comparaciones durante un día.

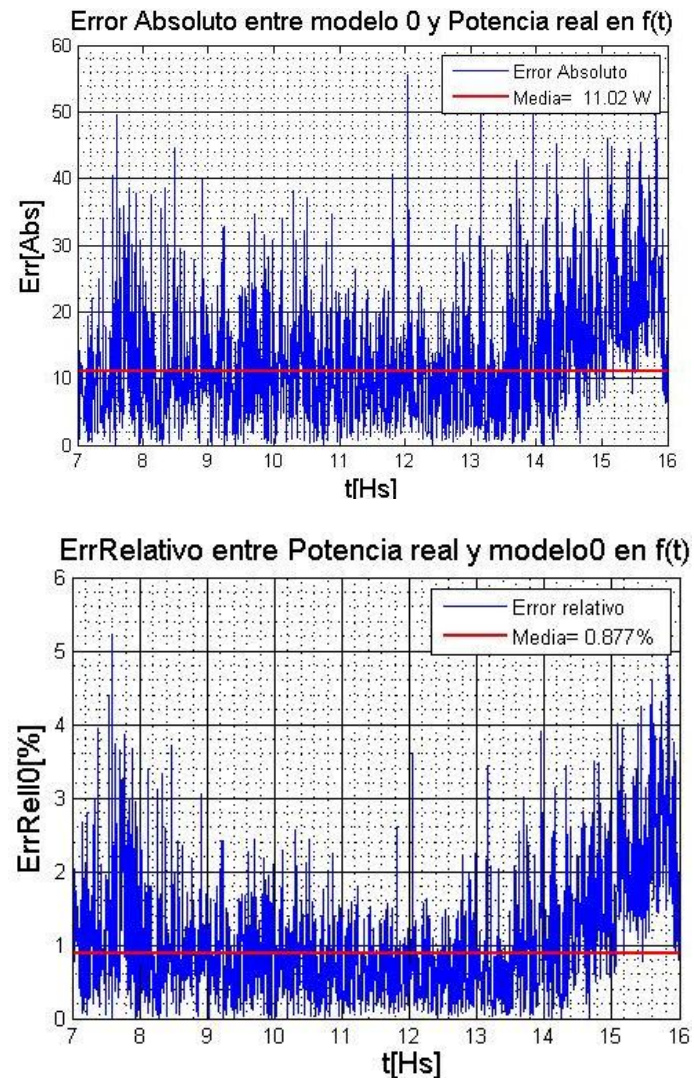


Fig. 8.5 - Errores absoluto y relativo, entre potencia calculada por el modelo 0 y medida experimentalmente

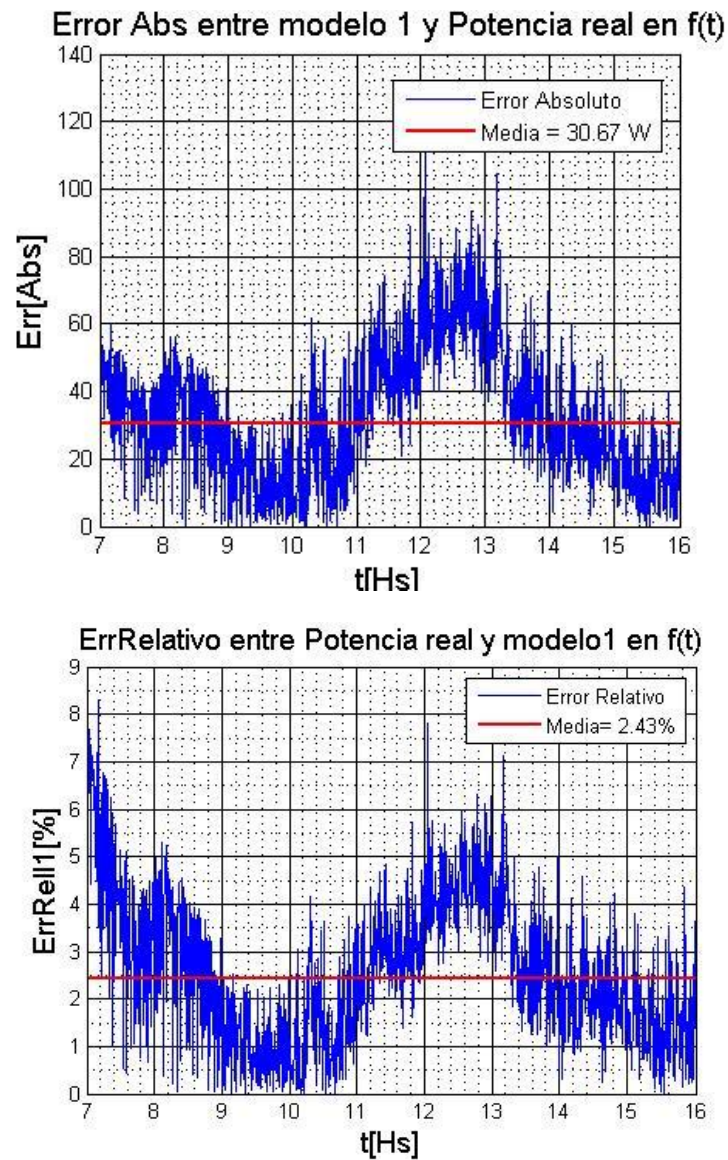


Fig. 8.6 - Errores absoluto y relativo, entre potencia calculada por el modelo 1 y medida experimentalmente

Tabla 11 - Errores encontrados entre resultados calculados y medidos

Errores medios entre modelos diseñados y datos experimentales		
	Error Absoluto medio [W]	Error Relativo medio [%]
Modelo 0	11.02	0.877
Modelo 1	30.67	2.431

8.1.4 Análisis de errores entre resultados calculados y resultados experimentales:

Error entre resultados calculados con modelo 0 (modelo de potencia) y resultados experimentales:

- **Periodos de baja radiación (7 a 8hs AM y >15hs PM):** Para los resultados del modelo de potencia, el error en este periodo es máximo, debido a que se excede el $\pm 30\%$ del

punto de máxima potencia nominal de funcionamiento, como se explicó en la unidad 3.

- **Periodos de radiación media (8 a 10 hs AM y 14 a 15.30hs PM):** El error en estas franjas horarias es se mantiene dentro de la media, sin mayores desviaciones.
- **Periodos de alta radiación (10hs AM a 14hs PM aprox.):** en esta franja horaria, conforme al desarrollo de las ecuaciones planteado en la unidad 3, el modelo de potencia esta optimizado y representa mejor el comportamiento y la curva I-V del arreglo fotovoltaico. El error es mínimo y su desviación queda por debajo de la media.

Error entre resultados calculados con modelo 1 (modelo de 5 parámetros) y resultados experimentales:

- **Periodos de baja radiación del alba (7 a 8hs AM):** Para los resultados del modelo de 5 parámetros desarrollado, el error en este periodo es máximo. Esto se debe a que el arreglo se encuentra alejado de su condición normal de operación de celda (NOCT, por sus siglas en Ingles), y los parámetros característicos (R_p , R_s , gama, beta, etc.) varían si se está fuera de esa condición de operación. Para el caso del arreglo NOCT= 46°C.
- **Periodo de baja radiación del ocaso (>15hs PM):** En este periodo el error es mínimo, y su dispersión se mantiene por debajo de la media. El motivo de este mínimo error, son las condiciones de funcionamiento del arreglo, que se aproximan a la NOCT y donde se ajustan mejor sus parámetros experimentales (R_p , R_s , gama, beta, etc.).
- **Periodos de alta radiación (10hs AM a 14hs PM aprox.):** en esta franja horaria, La dispersión y el error son máximos, y exceden significativamente la media. Principalmente debido al exceso de temperatura en el día de la medición. Se puede observar en la Fig. 8.3, que la temperatura para esta franja horaria fue muy alta. Esto introduce errores en los elementos de medición y en los parámetros del arreglo, que se aleja de su NOCT.

8.2 Validación de modelo de Inversor:

La validación del modelo de inversor desarrollado, consistió en contrastar con datos experimentales de eficiencia, la eficiencia calculada por el modelo matemático planteado en la unidad 3. En la Fig. 8.7 se esquematiza un diagrama de flujo del proceso de comparación. En primer lugar se midió experimentalmente la eficiencia del inversor AEG4600 usado como patrón de estudio, para luego comparar el resultado con la eficiencia calculada por el modelo de inversor desarrollado. De esta mera se determinaron los errores que se ven a continuación.

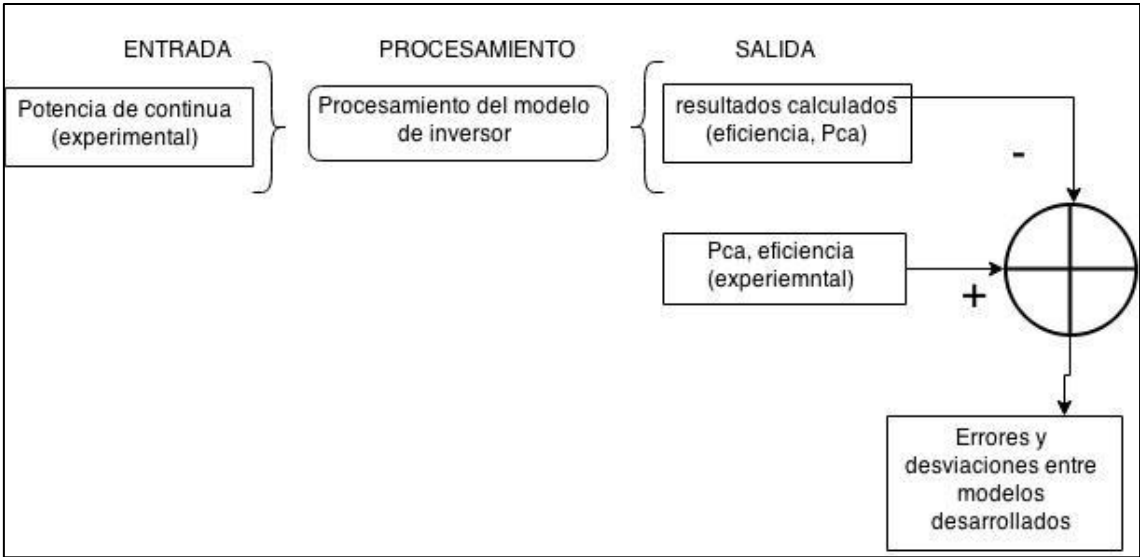
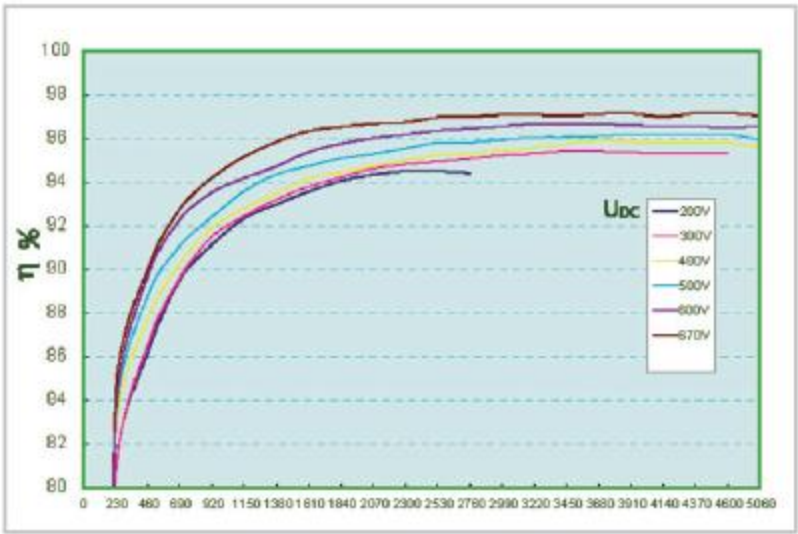


Fig. 8.7 - Metodología utilizada para validar el modelo de inversor

La eficiencia de inversor utilizado por el modelo desarrollado, se releva directamente del a curva provista por el fabricante (Fig. 8.8), resultando, una vez cargada al modelo como la vista en la Fig. 8.8:



TYPICAL EFFICIENCY GRAPH FOR PROTECT PV 4600

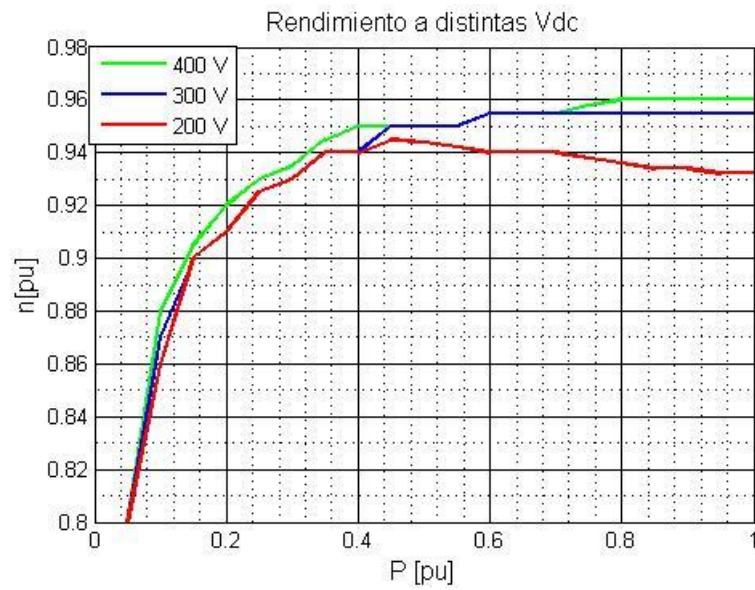


Fig. 8.8 - Curva de eficiencia real vs curva relevada en el modelo

Se utilizó como valores de P_{dc} , V_{dc} y P_{ca} , los datos loggeados por el SFCR (inversor AEG4600) durante el día 20/07/2014, graficadas en la Fig. 8.9:



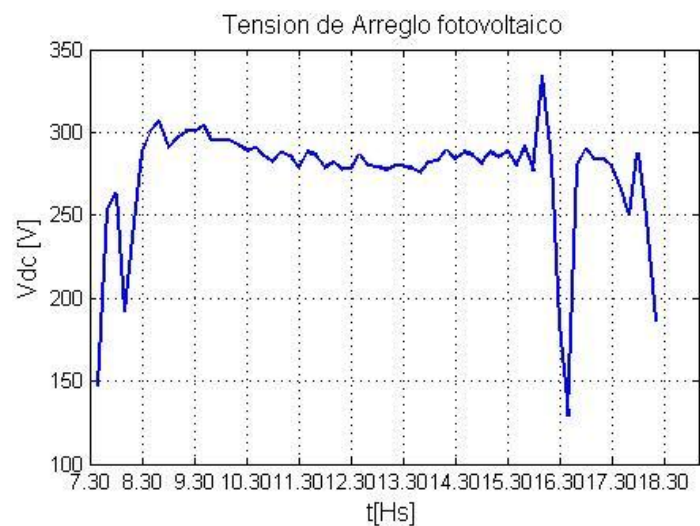


Fig. 8.9 - Perfiles de Potencia en continua, potencia en alterna y Tensión en continua

Con los valores de eficiencia cargados en el modelo se procedió a validar el mismo, utilizando parámetros del inversor AEG4600:

Datos nominales, Inversor PV4600					
P [Wp]	Vn[V]	In[A]	Vdcn[V]	Vmin	Vmax
4600	230.0	22.7	600	175	245

8.2.1 Errores entre eficiencia de modelo de inversor vs. Datos reales de inversor:

Como se explicó en el algoritmo desarrollado para el inversor en la unidad 6, la Pca de salida depende de la Vdc y la Pdc de entrada. Para el muestrero de datos utilizado (día 20/07/2014). Los resultados de este contraste de datos se observan en la Fig. 8.10

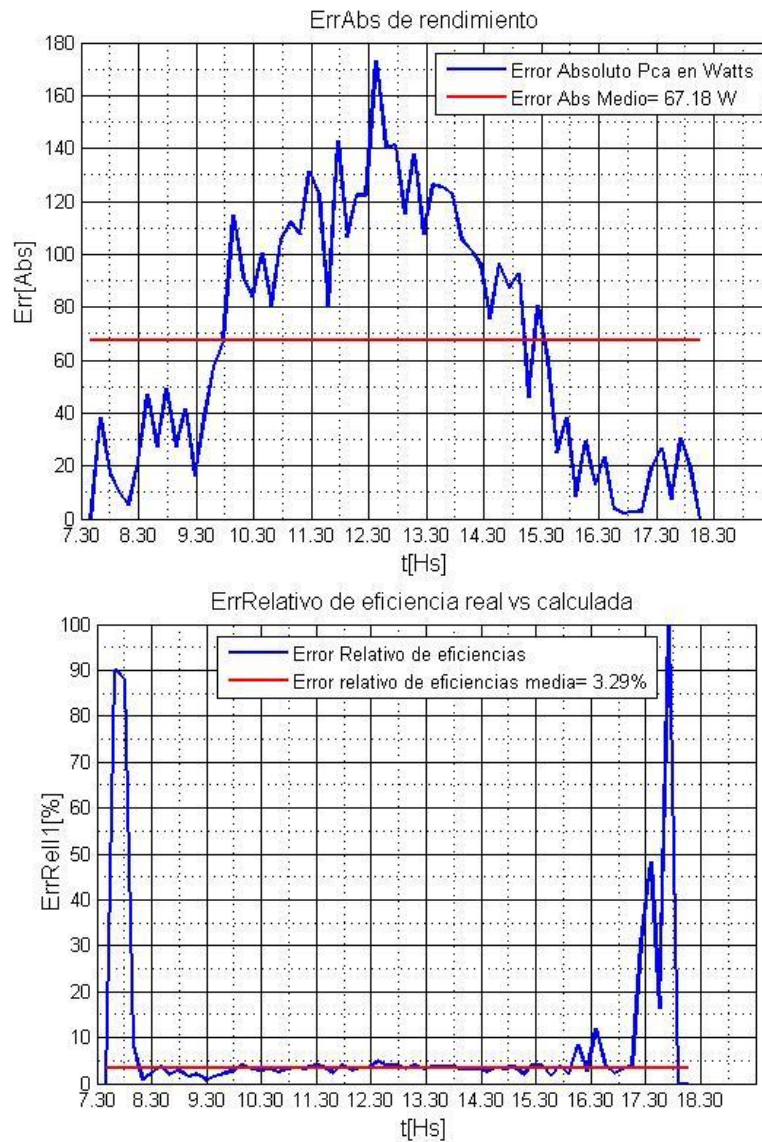


Fig. 8.10 - Errores de eficiencia en el modelo de inversor, relativo y absoluto

Siendo la media de error las siguientes:

- Error medio absoluto determinado de Pca : 67.18 Watts,
- Error medio relativo determinado de eficiencia real vs. Eficiencia modelada: 3.29%

8.2.2 Análisis de errores en modelo de inversor fotovoltaico:

A lo largo del día loggeado, los errores entre modelos presentan el siguiente comportamiento:

- **Periodo de poca potencia disponible (7 a 8hs AM y >15hs PM):** El error es máximo. Esto se debe fundamentalmente a que el método de cálculo de potencia presenta un error alto para valores de irradiancia bajos.

- **Periodo de Potencia disponible media (8 a 10 hs AM y 14 a 15.30hs PM):** El error y la dispersión de datos en esta franja horaria no supera la media. Y se mantienen dentro de valores aceptables.
- **Periodo de potencia disponible ata (10hs AM a 14hs PM aprox.):** en esta franja horaria, La diferencia entre eficiencias planteadas minima, y se encentra debajo de la media. El error es causado principalmente por dos cuestiones:
 1. La curva de eficiencia suministrada por el fabricante del inversor, es la peor posible para los ensayos realizados. Por lo tanto en término medio, puede ser mejor en la realidad. La eficiencia utilizada como patrón es experimental.
 2. La variación de eficiencia en la zona cercana a valores nominales o de mucha potencia disponible, varia muy poco, por lo tanto la comparación de valores reales con una tabla de eficiencia cuantizada, es decir, con valores discretos, no presenta muchas diferencias.

8.3 Validación del software desarrollado para cálculo de flujo de potencia con SFCR:

El motor de cálculo utilizado para los cálculos teóricos de flujos de potencia y estados de la red (PSAT), fue chequeado sucesivas veces .Lleva más de 10 años de depuración, y mejoras, realizadas por profesionales de todo el mundo. Se considera que los resultados devueltos por este toolbox de Matlab PSAT son verídicos y no ameritan un análisis exhaustivo de su error de cálculo. [19]

Se tomaron mediciones durante el día 29/01/2015, para obtener los datos de entrada en el software (G, T, Vred, etc.). Con los datos de entrada volcados a una planilla de cálculo, se obtuvieron los resultados calculados de flujo de potencia.

En la Fig. 8.11 se ve el flujo de potencia calculado entre el tablero principal (TP) y el tablero seccional 1 (TS1). En la Fig. 8.12 se observan el nivel de tensión de barra en el SFCR y en la Fig. 8.13 la potencia activa inyectada a la red (Pca) por el SFCR. Todos son valores calculados con el software desarrollado.

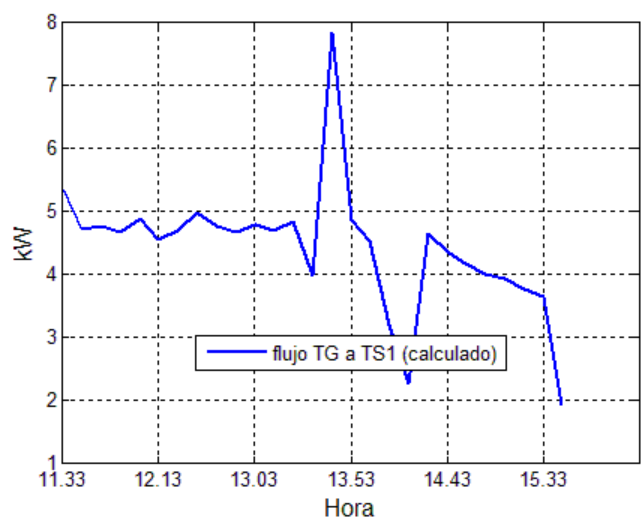


Fig. 8.11 - Flujo de potencia entre TG y TS1, Calculado.

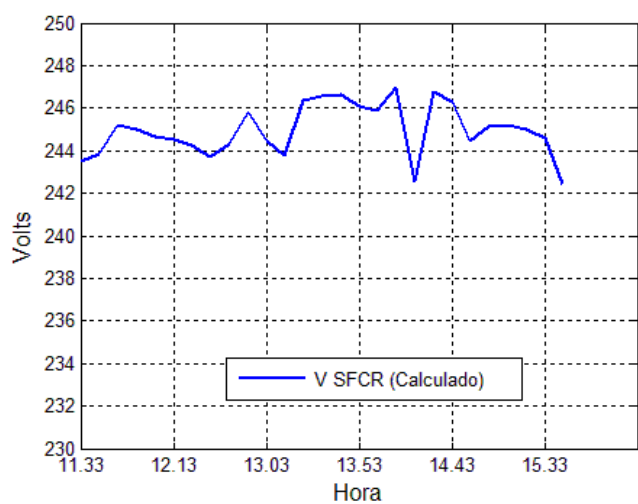


Fig. 8.12 - Tensión en barra de SFCR, calculado

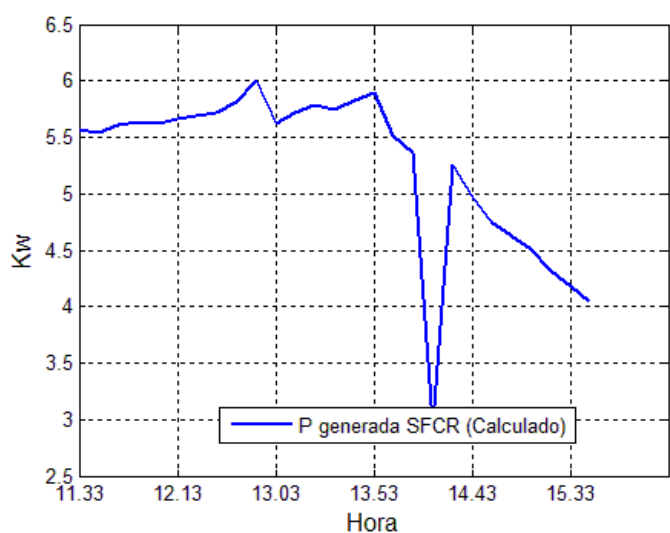


Fig. 8.13 - Potencia inyectada por SFCR, calculada.

La serie de resultados experimentales, mensurados según se explicó en la unidad 5, y que se corresponden con los resultados calculados por el software y graficados en las figuras anteriores, se observan en las figuras Fig. 8.14, Fig. 8.15 y Fig. 8.16. Estas mediciones sirvieron como medio de contraste, para determinar el error del paquete de software desarrollado.

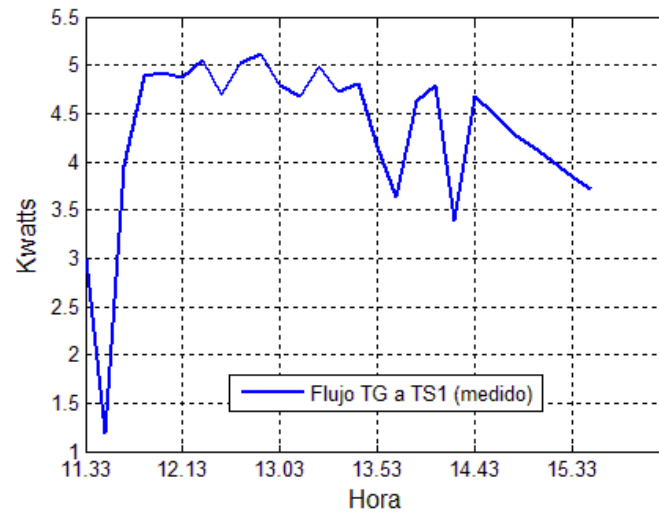


Fig. 8.14 - Flujo de potencia de TG a TS1, medido

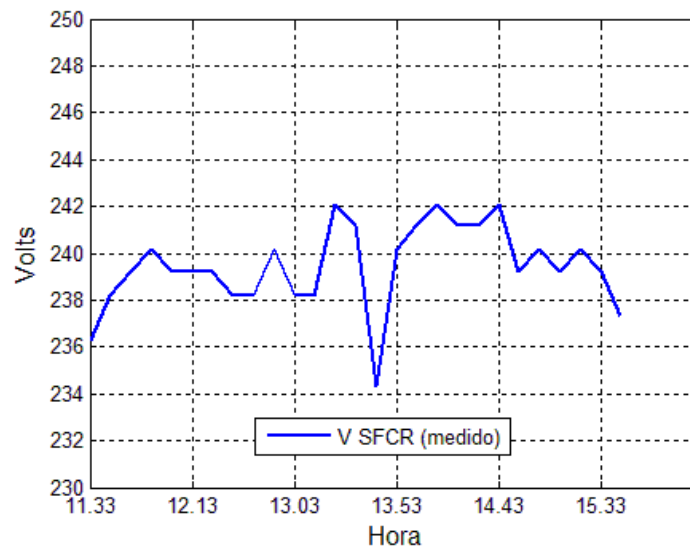


Fig. 8.15 - Tensión en barra SFCR, medido

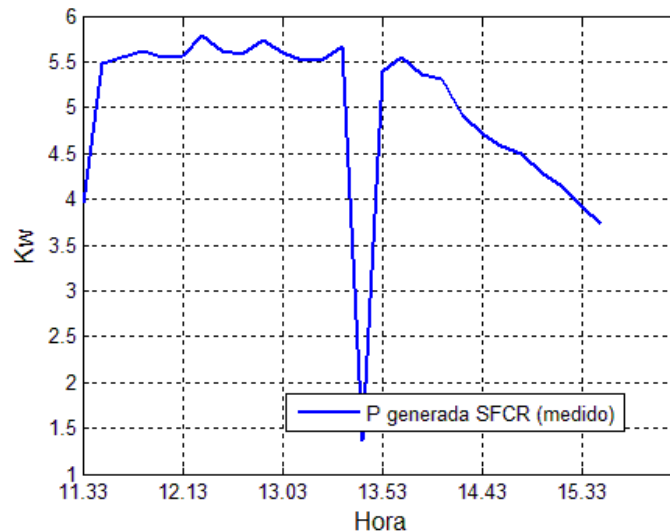


Fig. 8.16 - Potencia generada por SFCR, mensurada.

El software desarrollado incluye todos los demás modelos ya explicados anteriormente: Arreglo FV, inversor de energía, modelo de red unifilar, etc. La forma de validar el funcionamiento y los resultados devueltos por este algoritmo integro, que utiliza como motor de cálculo el PSAT, es la siguiente:

1. Se cargaron en los valores medidos de la red eléctrica en baja tensión (V, P, Q, etc.) para cada barra, según se detalló anteriormente, a través de planillas Excel, respetando los formatos necesarios. (Ver manual)
2. Se cargaron en el software los modelos correspondientes de Inversor, eficiencia del mismo y modelo de arreglo FV, a través de planillas Excel, respetando los formatos específicos (ver manual).
3. Se ejecutó el software y se calculó el flujo potencia, para la serie de datos de entrada, según se detalla en el algoritmo visto en la Fig. 6.8.
4. Realizado ya el cálculo, se accedió a una funcionalidad del software desarrollado que permite contrastar datos calculados con datos medidos, los datos a contrastados son los siguientes:
 - Flujo P y Q entre barras
 - Variables de estado en cada barra (Modulo de tensión y Angulo delta).
 - Potencia activa inyectada a la red por el SFCR.

8.3.1 Errores entre modelos resultados del software desarrollado y resultados experimentales:

Se contrastaron los resultados experimentales con los resultados calculados, para el mismo periodo de estudio y con los mismos datos de entrada. Se determinaron las siguientes curvas de error:

8.3.2 Error en la potencia activa inyectada por el SFCR, calculada vs medida.

En la Fig. 8.17 se observa el error relativo, entre la potencia calculada y medida. Son valores menores, que se mantienen dentro de los límites esperados de precisión. Resulta evidente que la media del error relativo, sea como mínimo la suma de los errores relativos del modelo de inversor y el modelo de arreglo fotovoltaico. Ya que estos se relacionan a través de un producto, por principio de conexión en cascada.

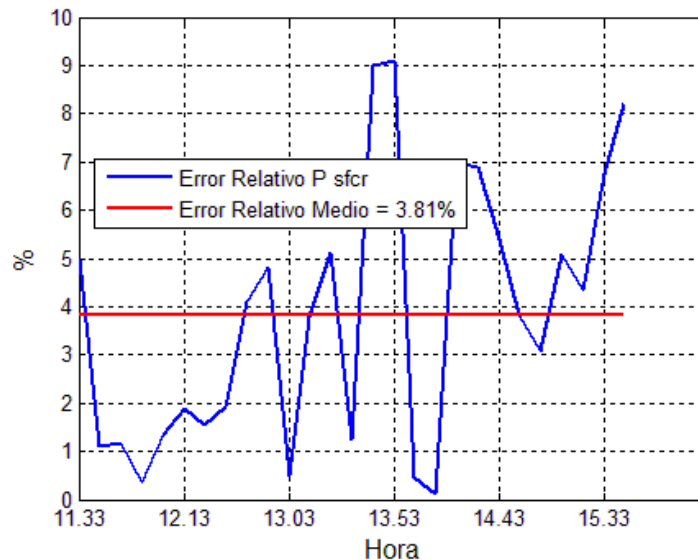


Fig. 8.17 - Error relativo de la potencia inyectada por el SFCR

8.3.3 Análisis del error en Pca del SFCR

El error relativo se mantiene, a lo largo del periodo de medición, en inmediaciones de la media (3.81%), sin embargo, puede observarse un pico de error a las 13.53hs, debido a una anomalía registrada en la red de baja tensión, que responde, fundamentalmente a fenómenos transitorios. Dichos fenómenos transitorios no forman parte del estudio y por lo tanto no se consideran como influyentes en el resultado total del cálculo.

8.3.4 Error en el cálculo del flujo de potencia entre TP y TS1.

Los errores calculados se observan en la Fig. 8.18. Presentan el mismo comportamiento descrito en el inciso anterior. El error relativo medio es algo mayor debido principalmente al mayor volumen de potencia puesta en juego en dicha barra TG (barra principal).

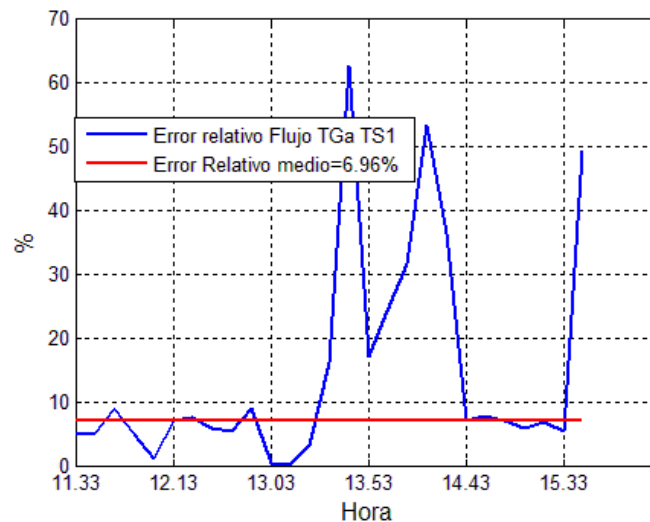


Fig. 8.18 - error relativo, en el flujo de potencia de la línea L1

8.3.5 Análisis del error en el flujo de potencia entre TP y TS1

La causa de las disparidades encontradas es muy difícil de determinar, pues en este cálculo y medición se involucran muchos modelos y elementos de medida, que contribuyen independientemente uno del otro a aumentar el error total. De todas maneras los resultados son satisfactorios y están dentro de límites aceptables.

8.3.6 Error en el cálculo de la tensión de barra del SFCR.

En la Fig. 8.19 se observa el error relativo entre la medición y el cálculo.

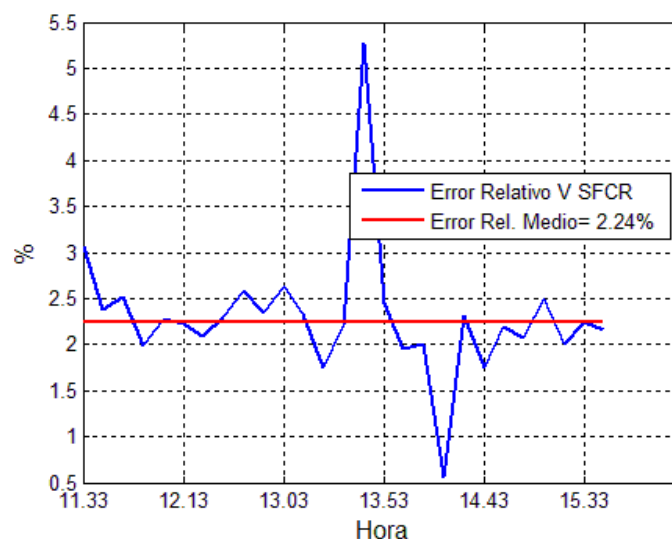


Fig. 8.19 - Error relativo en tensión de barra SFCR

8.3.7 Análisis de error de la tensión en barra del SFCR

El evento transitorio presente en la red a las 13.53Hs, generó un punto de alto error, que escapa de la media y no es representativo del estado estable en estudio. La causa de las disparidades encontradas es muy difícil de determinar, pues en el cálculo y mediciones realizadas se involucraron muchos modelos y elementos de medida, que contribuyen

independientemente uno del otro a aumentar el error total. De todas maneras los resultados son satisfactorios y están dentro de límites aceptables.

8.4 Errores totales del software desarrollado

Como se explicó anteriormente, por el tipo de medición realizada, los modelos desarrollados, y la cantidad de instrumentos involucrados, los errores presentes son muy diversos. Resulta prácticamente imposible conseguir relacionar los errores entre sí. Por lo tanto se Definió el “Error de software” como se ve en la Ec. (8.4). Y se consideró como error relativo total del software diseñado, la suma de los errores relativos de todos los errores involucrados en el desarrollo de los modelos, como se ve en la Ec.(8.6).

$$Error_{software} = Media \left(\sum E\%i \right) = Med(3.81 + 6.96 + 2.24)\% = 4.33\% \quad \text{Ec. (8.4)}$$

$$Error_{total\%} = \sum E\%i = E_{arregloFV} + E_{Inversor} + E_{Software} + E_{Inst. de medida} \quad \text{Ec.(8.5)}$$

$$Error_{total\%} = \%2.44 + \%3.29 + \%4.33 + \%1.5 = \%11.53 \quad \text{Ec.(8.6)}$$

Por lo tanto, el erro total máximo presente en los desarrollos de software y modelos planteados, será, en su peor condición 11.53%, según contraste con medición experimentales. Para mayor precisión al respecto, se deberán tomar mediciones más prolongadas que sean representativas en el tiempo.

9 Desarrollo de Interfaz gráfica: Software PV-ING

Todos los modelos computacionales desarrollados se incluyeron dentro de un software de cálculo especializado, con interfaz gráfica de usuario, denominado PV-ING.

A continuación se detallan los modelos computacionales incluidos en el software PV-ING:

- Modelo de Arreglo Fotovoltaico
- Modelo de Inversor
- Modelo de red unifilar
- Algoritmo de cálculo PSAT
- Algoritmo de cálculo desarrollado

El software permite interactuar dinámicamente con el sistema planteado, permitiendo al usuario efectuar los siguientes cambios en la red de análisis:

- Modificar los perfiles de carga P y Q de cada barra de la red
- Modificar el perfil de tensión de la red equivalente, sita en el TG
- Modificar el perfil de Radiación indecente y Temperatura ambiente, propios del arreglo fotovoltaico.
- Modificar el modelo de arreglo fotovoltaico
- Modificar el modelo de inversor de energía
- Modificar el perfil de eficiencia del inversor de energía.
- Modificar parámetros de base del estudio (Pbase, Vbas, etc.)

Adicionalmente, el software cuenta con la interfaz gráfica GUI_Resultado, dedicada al análisis y chequeo general de las series de datos de salida de PV-ING.

La interfaz visual GUIResultado permite, entre otras cosas:

- Graficar series de datos numéricas en función de cualquier variable del sistema
- Cargar series de datos medidas y series de datos calculadas
- Graficar Los datos medidos vs los calculados, para visualizar errores existentes.
- Guardar datos.

9.1 Interfaz visual PV-ING

A continuación se detallan los controles disponibles en la interfaz gráfica de PV-ING, y GUI_Resultado, ambas son ventanas independientes, y pueden funcionar en paralelo.

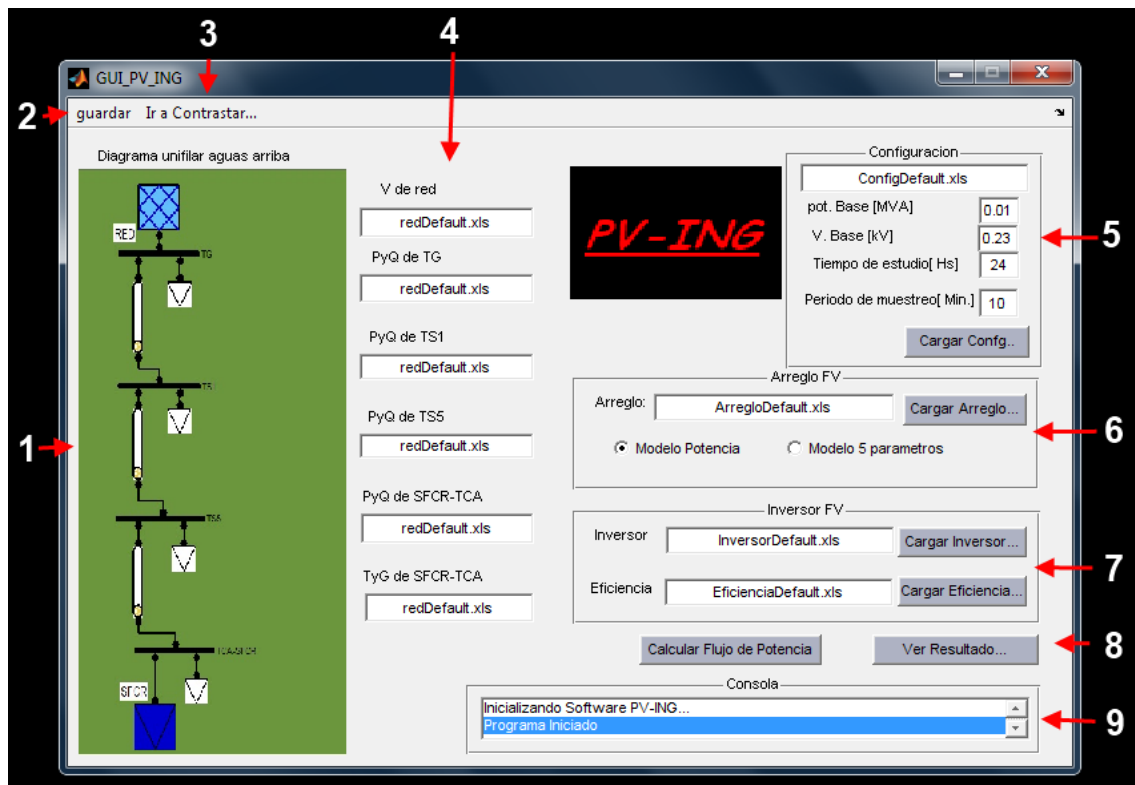


Fig. 9.1 - Detalle de controles Software PV-ING

Detalles de controles:

1. Diagrama unifilar de la red (del nuevo edificio de Ingeniera de la UNNe)
2. Guardar: Guarda perfiles de carga y generación actuales cargados en el programa.
3. Abre la interfaz visual de GUI_Resultado.
4. Contenedores, en donde se cargan los archivos *.xls, con los perfiles de carga.
5. Configuración, define parámetros para el cálculo de flujo de potencia (archivo *.xls).
6. Contenedor del arreglo fotovoltaico, se carga mediante archivo *.xls.
7. Contenedor del inversor y su eficiencia, ambos en archivos separados *.xls.
8. Botones de acción:
 - 8.1 Calcular Flujo de Potencia: Ejecuta PSAT en modo comandos, y calcula los flujos de la red
 - 8.2 Abre interfaz GUI_Resultado.
9. Consola de salida: Muestra un log sobre las distintas acciones y sucesos del software.

9.2 Interfaz visual GUI_Resultado

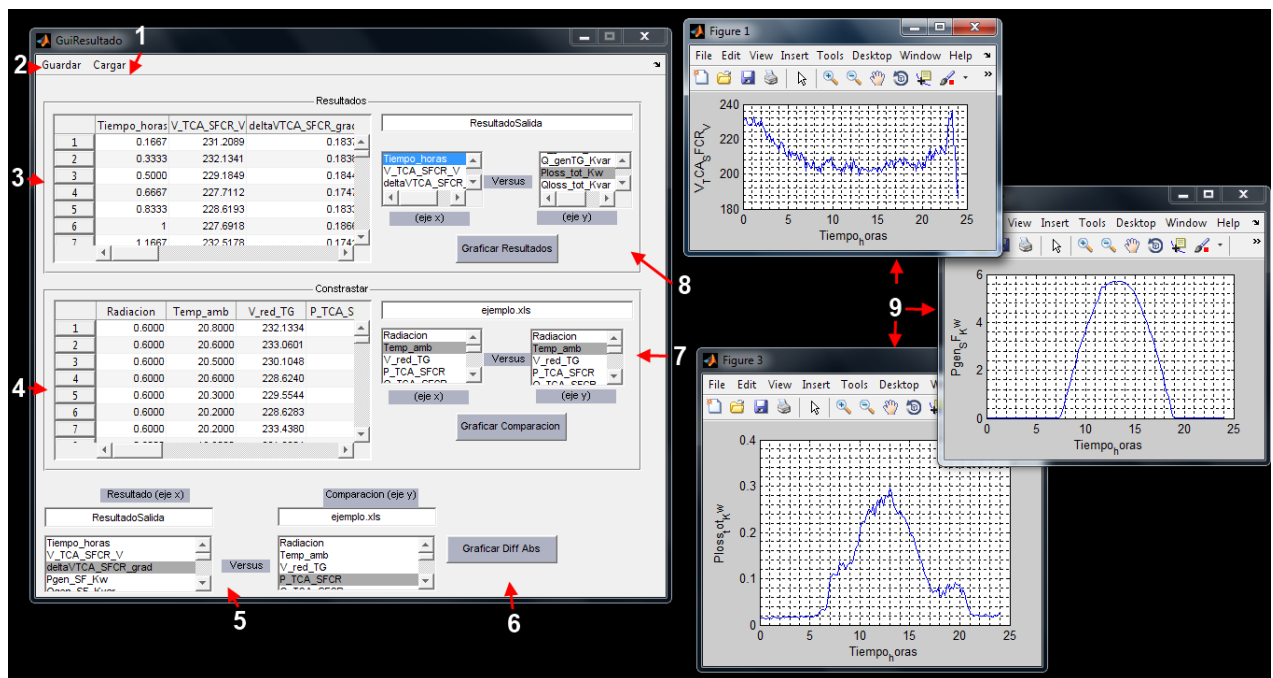


Fig. 9.2 - Detalle de controles GUI_resultado

Detalle de controles:

1. Cargar: permite cargar archivos de Resultado o de comparación, mediante un asistente.
2. Guardar, permite guardar los resultados o los datos cargados, mediante un asistente, en archivos *.xls.
3. Planilla resultado: Aquí se cargan los resultados de dos formas.
 - 3.1 Automáticamente, mediante un cálculo de flujo realizado con PV_ING.
 - 3.2 Manualmente, cargando archivos con el control del ítem 1.
4. Planilla de comparación, se carga manualmente.
5. Gráficos de contraste: permite seleccionar que series de datos de una planilla vs la otra (ej. resultado vs comparación) se desean graficar. Actualmente está implementada la diferencia en valor absoluto de una serie de datos de cada planilla.
6. Grafica la diferencia en valor absoluto de las series seleccionadas en el ítem 5.
7. Control que permite graficar series de datos de un mismo archivo (ej. Tiempo vs Vred). Además se puede visualizar el nombre del archivo cargado.
8. Control que permite graficar series de datos de un mismo archivo (ej. Tiempo vs Vred). Además se puede visualizar el nombre del archivo cargado.
9. Gráficos de salida de los distintos controles que permiten graficar curvas (ítem 6 ,7 u 8).

Los detalles de funcionamiento, configuración, instalación, utilización, chequeo y guardado de datos, se describen en el manual de usuario adjunto con este informe.

10 Conclusiones

Se concluyó que el adecuado diseño y validación de distintos modelos matemáticos complejos, permiten simular, evaluar y predecir las consecuencias de la inclusión de un SFCR en la red de baja tensión local., orientado a un horizonte de la matriz energética con generación no convencional.

Quien suscribe, adquirió conocimientos teóricos, prácticos y técnicos sobre los sistemas FV y los SFCR, sobre las condiciones de dimensionamiento y utilización. Como así también quien suscribe se familiarizó con las normas y reglamentación referente al tema, todas de índole internacional.

Se determinó que la mala calidad de potencia del servicio de la red de BT local (esto incluye: bajos niveles de tensión, alta tasa de cortes), sumado a que el diseño de la instalación eléctrica original del edificio no se contempló un SFCR (lo cual genera, en horas de bajo consumo, efectos de alta tensión en las barras del SFCR). Disminuyen la calidad y cantidad de energía que el SFCR puede suministrar, como lo planteo Cáceres [3].

Por los motivos expuestos se concluyó que el software diseñado permite modelar y aproximarse a los porcentajes de energía no suministrados por el SFCR, debido exclusivamente al mal desempeño de la red de BT.

El software modelado, diseñado y validado, presenta gran flexibilidad de adaptación y crecimiento, lo cual permite una rápida inclusión de mejoras y extensiones de funcionalidad del mismo. Se concluyó que esto es fundamental para mantener la actualización de los algoritmos empleados y las metodologías de cálculo. Por otra parte, el desarrollo de una interfaz gráfica amigable y sencilla es necesario para disminuir la curva de aprendizaje de utilización del software. En este sentido, en el trabajo desarrollado se logró conseguir dicho objetivo y se concluye que la interfaz gráfica desarrollada cumple con los requerimientos de ser amigable y de sencilla implementación.

11 Bibliografía

- [1] ABB, *CAT nº10: Plantas Fotovoltaicas.*, 2013.
- [2] Agencia nacional de energia electrica ANEEL, *Resolucion Nº 482 - condiciones de acceso de mini y micro generacion distribuida.* Brasil, 2012.
- [3] Manuel Caceres, "Sistemas fotovoltaicos conectados a red: Estabilidad de los parametros de la red y sus efectos en la capacidad de generacion," *IV congreso Brasileiro de Energia Solar*, pp. 1-8, 2012.
- [4] Myrzik, Kling Coster E, *Effect of DG on Distribution Grid Protection Distributed Generation.*, 2010.
- [5] Busso A, Cadena C. Caceres M, "Determinacion de la eficiencia de conversion del inversor empleado en un SFCR instalado en el norte argentino," *Avances en Energias Renovables y Medio ambiente*, 2011.
- [6] Ibarra and et-al, "Diseño, Instalacion y puesta en marcha de una pergola solar fotovoltaica.," *UNNe.XX reuniones comunicaciones cientificas y tecnologicas*, 2014.
- [7] CNEA (Comision Nacional de energia atomica), "Sistensis del mercado Electrico mayorista de la republica Argentina," 2013.
- [8] cañizares and et-al., "System Stability Impact of Large-scale and Distributed Solar Photovoltaic Generation: The case of Ontario, Canada.," *IEEE sustainable energy*, pp. 1-10, 2012.
- [9] Nasse B Jahn U, "Analysis of Photovoltaic Systems," *IEA-PVPS*, 2010.
- [10] Sanchez J. Chivelet N, "Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energia solar FV.," *serie ponencias*, 2009.
- [11] Ishaque and et-al., "Simple, Fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules," *Solar Energy Materials & Solar Cells*, pp. 1-8, 2010.
- [12] Kuperman A. Lineykin S., "Five-Parameter Model of Photovoltaic Cell Based on STC data and dimensionless," *IEEE-CEEEI*, 2012.
- [13] Andres Firman,, 2014, ch. 2, pp. 1-34.
- [14] GER, "Pergola Solar Aceeso Edificio Ingenieria UNNe-FaCENA," 2013.
- [15] Malek A. Belahouas N, "Matlab-Simulink of PV system bases on a two-diode model

simulator with shaded solar cells," *Revue des Energies renouvelables*, 2013.

- [16] Grainger and Stevenson, *Analisis de sistemas de potencia.*: McGraw-Hill, 1996.
- [17] Kilindjian C., "Estudio termico de tableros electricos de BT," *CT N° 147.Schneider Electric*, 2003.
- [18] Caceres M, Toranzos V. y et.al. Firman A, "monitoreo y caracterizacion de sistemas fotovoltaicos conectados a red.," *IV Congreso brasilero de energia solar.*, 2012.
- [19] Federico Milano, "Brief Intro to PSAT," *UCD Dublin*, pp. 1-22, 2008.
- [20] Federico Milano, *PSAT-reference manual V2.1.2.*, 2008.
- [21] IEC/TS, "Recomendations for small renewable energy and hybrid systems," in *Part. 4: System Selections and Design.*, 2005.
- [22] Awodugba and et-al., "Photovoltaic solar cell simulation of shockley diode parameters in matlab," *International Journal of Physical Sciences*, pp. 1-8, 2013.
- [23] AEA, *Reglamentacion Instalaciones Electricas. AEA 90364.*, 2006.
- [24] Vera L, Busso A, y et. al. Caceres M, "Analisis and Evaluation of the first grid connecte PV system in Northern Argentina," 2013.
- [25] Vera L, Busso A Caceres M, "Development of an Electrica Characterization Device for Single-Phase PV Grid-Connected Inverters," *Energy Procedia*, 2013.
- [26] Caceres M, Busso A. Vera L, "Grid Connected PV to the urban environment of Argentinian Northeast," *ISES Solar world Congress*, 2013.
- [27] Sechilariu M. Houssamo I, "Identification of Photovoltaic Array Model Prameters, Modelling and experimental verification," *ICREPO*, 2010.

12 Anexos