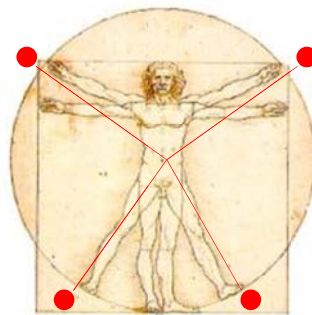


TECNOLOGÍ@ y *DESARROLLO*

Revista de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente

VOLUMEN XII. AÑO 2014

SEPARATA



ANÁLISIS INTEGRAL DEL RENDIMIENTO GLOBAL DE UN SFCR EN LA ZONA V DE ESPAÑA

Luis Vilariño García, María Luz Jerónimo Gudiel e Higinio F. Menéndez Milanés



UNIVERSIDAD ALFONSO X EL SABIO

Escuela Politécnica Superior
Villanueva de la Cañada (Madrid)

© Del texto: Luis Vilariño García, María Luz Jerónimo Gudiel e Higinio F. Menéndez Milanés
Septiembre, 2014.

<http://www.uax.es/publicacion/analisis-integral-del-rendimiento-global-de-un-sfcr-en-la-zona-v-de-espana.pdf>

© De la edición: *Revista Tecnología y desarrollo*

Escuela Politécnica Superior.

Universidad Alfonso X el Sabio.

28691, Villanueva de la Cañada (Madrid).

ISSN: 1696-8085

Editor: Javier Morales Pérez – tecnologia@uax.es

No está permitida la reproducción total o parcial de este artículo, ni su almacenamiento o transmisión ya sea electrónico, químico, mecánico, por fotocopia u otros métodos, sin permiso previo por escrito de la revista.

ANÁLISIS INTEGRAL DEL RENDIMIENTO GLOBAL DE UN SFCR EN LA ZONA V DE ESPAÑA

Luis Vilariño García(a), María Luz Jerónimo Gudiel (b) e Higinio F. Menéndez Milanés(c)

(a) Máster universitario en Ingeniería Ambiental. Ingeniero industrial. Presidente de Antalsis. E.mail: vilarino@antalsis.com

(b) Estudiante de 5º Año de Ingeniería Industrial. E.mail: luzjer@hotmail.com Tlf. 636686304.

(c) Doctor Ingeniero industrial. E.mail: hmenemil@uax.es. Tlf: 918109771.

RESUMEN: Se presenta un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red (SFCR) ubicado en la zona V de España, con irradiación solar global de valor medio diario anual superior a 5 kWh/m². La potencia pico de la instalación es de 23.300 kW y opera desde 2008. Tiene un sistema de monitorización que realiza mediciones de variables, tales como: irradiación solar, temperatura ambiente, temperatura de las células solares, energía DC (corriente directa), energía AC (corriente alterna), humedad relativa, entre otras. Los valores obtenidos sirven para evaluar el comportamiento dinámico de la instalación, mediante un análisis integral de los factores de pérdidas en la captación de la energía de la radiación solar incidente sobre el plano de los módulos solares y su transformación en energía AC a media tensión para su entrega a la red, y posterior transporte y distribución.

PALABRAS CLAVE: rendimiento global, productividad final, productividad de referencia, módulo fotovoltaico.

ABSTRACT: In this paper, it has been presented a grid connected photovoltaic system (SFCR) located in climatic zone V of Spain, with solar irradiation, average daily value over 5 kWh/m². Its peak power system is 23.300 kW and it is in operation since 2008. The SFCR has a monitoring system that performs measurements of variables of interest, such as solar radiation, ambient temperature, temperature of the solar cells, DC (direct current) power, AC (alternating current) power and relative humidity, among others. The values obtained are used for evaluation of the dynamic behavior of the system, from a comprehensive analysis that takes into account all factors of losses in the process of capturing the energy of solar radiation incident on the plane solar modules and its transformation to delivery as energy in the form of alternating current to the grid for transport and distribution.

KEY-WORDS: performance ratio, final yield, reference yield, photovoltaic module.

SUMARIO: 1. Introducción. 2. Termodinámica de la captación y transformación de la energía solar fotovoltaica. 3. Factores de pérdidas de un sistema fotovoltaico conectado a la red. 4. Análisis del sistema. 5. Conclusiones. 6. Bibliografía.

1. Introducción

El mercado fotovoltaico español experimentó un crecimiento muy grande a lo largo de los años 2004-2010, incentivado por un conjunto de subvenciones que permitieron la introducción a gran escala de esta fuente de energía renovable en forma de SFCR y sistemas autónomos. En el año 2011 se eliminó el sistema de primas y se produjo un freno en el desarrollo y aplicación de esta tecnología en España. Por este motivo, se impone la necesidad de trabajar estos sistemas con el máximo rendimiento, lo cual se consigue con un adecuado proceso de ingeniería de diseño, selección rigurosa de los componentes que forman los diferentes subsistemas de la instalación y el correspondiente mantenimiento preventivo planificado, acorde con un estricto seguimiento del comportamiento dinámico de las variables que intervienen en el proceso de captación y transformación de la energía.

El rendimiento del SFCR ha sido analizado en base horaria, diaria y mensual para el año 2012. Los parámetros evaluados incluyen la productividad de referencia Y_R , la productividad del generador fotovoltaico Y_A , la productividad final Y_F , las pérdidas de productividad en el proceso de captación P_{Y_A} , las pérdidas de productividad del resto del sistema P_{Y_S} en el proceso de transformación de la energía en forma de corriente continua a alterna, el factor de capacidad FC , así como el coeficiente de rendimiento global PR .

El objetivo del presente trabajo se centra en realizar un análisis integral del comportamiento dinámico de las diferentes partes del sistema fotovoltaico con vistas a obtener el rendimiento óptimo del SFCR.

La evaluación del rendimiento global de la instalación con datos reales, permite la detección de problemas operacionales y facilita la comparación con otros SFCRs que difieren respecto al diseño y tipo de tecnología usada, así como evaluar la interacción del sistema con la red local.

2. Termodinámica de la captación y transformación de la energía solar fotovoltaica.

2.1 Análisis termodinámico de la fuente de energía.

Implícito en los problemas de aprovechamiento de la radiación solar como fuente de energía están dos factores que tienen una influencia decisiva en el efecto útil que se obtenga y, en ocasiones, de su factibilidad. El primero de ellos es la baja densidad energética de la radiación solar que llega a la Tierra, y en segundo lugar, el

elevado grado de irreversibilidad termodinámica de los procesos de captación y transformación de la energía en un efecto útil.

La aplicación de las leyes de la termodinámica a los procesos de conversión de la luz solar en diversas formas de energía resultó ser un medio muy adecuado para dar una visión clara y comprensible del mecanismo de la segunda ley, especialmente del poco tratado aspecto del problema de la relación entre la disminución del grado de irreversibilidad y la compensación que hay que pagar por ello. En este caso, se trata del problema de la disminución del grado de irreversibilidad del proceso de captación de la luz solar y la compensación que hay que pagar por ello.

La luz solar como fuente de energía presenta un peculiar estado de agregación que la distingue de otras fuentes de energía convencionales tales como el petróleo, la hulla, la madera y la propia energía nuclear. En este caso, se trata de un haz de fotones que vienen del sol, con una distribución espectral de radiación de cuerpo negro y un alto nivel de direccionalidad. En primer lugar, dado que lo que se produce como efecto útil es energía de máxima gradación, de acuerdo con la segunda ley de la termodinámica, se puede afirmar que lo que comúnmente se denomina eficiencia de una celda solar, es una eficiencia del tipo segunda ley.

Como se conoce, la celda solar es un elemento artificial que se logra por técnicas propias de la física del estado sólido, por cierto, a un costo energético que, por su monto y calidad de la energía empleada, no puede ser, en modo alguno, obviado. En el nuevo enfoque, estos costos energéticos y de otro tipo, todos entropizantes del alrededor del sistema, son considerados una compensación. Por otra parte, la gran ventaja de esta vía de conversión energética de la radiación solar es que la energía producida es de máxima gradación.

Teniendo en cuenta el mecanismo de fotoconversión energética de la radiación solar en una celda fotovoltaica es fácil determinar que las fuentes de irreversibilidad principales de este proceso son, entre otras, la falta de acoplamiento entre el limitado espectro de aceptación de la celda con relación al amplio ancho de banda de la luz solar. Esto provoca que un alto por ciento de los fotones se convierta en calor, un efecto indeseado, mediante un mecanismo fotónico. Otra fuente de irreversibilidad es la reflectividad de la cara frontal de la celda, que impide que un alto porcentaje de radiación solar no sea absorbida y convertida en efecto útil. Esto unido al fenómeno de recombinaciones de electrones con "huecos" en sus diversas manifestaciones hace que disminuya sustancialmente la eficiencia cuántica externa de la celda solar.

La mejor forma de enfocar termodinámicamente el aprovechamiento de la radiación solar como fuente de energía es a través del cumplimiento de un compromiso entre el grado de irreversibilidad del proceso de conversión de una forma de energía en otra y la compensación que hay que pagar para que el proceso transcurra con un grado de irreversibilidad deseado y no con otro superior.

Es importante tener en cuenta que en los procesos energéticos, otro principio de la termodinámica, el segundo, juega un papel de suma importancia. Uno de los tratamientos más originales y desafortunadamente menos divulgados de la segunda ley de la termodinámica es el que aparece en [2], donde el autor considera que la principal consecuencia del principio de Carnot es la existencia de energías de diferentes gradaciones distribuidas en tres grupos. La gradación es un especial sello de calidad de la energía. Siguiendo este enfoque, se tiene la siguiente clasificación:

Trabajo mecánico y energía eléctrica.

Energía química.

Calor.

En términos técnicos, puede decirse que la fracción de exergía se reduce para darle paso a la anergía que es la energía de menos valor. Hay que tener en cuenta, no sólo el balance energético sino también el grado de irreversibilidad de los procesos involucrados.

La segunda ley de la termodinámica ha sido uno de los descubrimientos más extraordinarios de la física en el siglo XIX, de modo que su importancia en el tratamiento de los procesos energéticos no puede ser obviada. Sin embargo, como aparece en un libro clásico de la energía [9] «todos los que hablan o escriben sobre energía, ya se trate de técnicos, abogados o políticos, invariablemente en sus discusiones se refieren a los balances de energía». El balance energético está automáticamente asegurado por la primera ley de la termodinámica. Se omite así una de las pérdidas energéticas de mayor significación: la que tienen lugar por concepto de irreversibilidad. Es decir, las que se relacionan con los procesos degradantes que hacen que la energía pierda calidad y deje de ser energía del grupo A, según [2] para convertirse en energía del grupo C, en calor. La existencia de la segunda ley conlleva, necesariamente, la definición de una eficiencia de los procesos del tipo II ley.

El enfoque tipo segunda ley se basa, fundamentalmente, en los conceptos de gradación de la energía, irreversibilidad y compensación. El grado de irreversibilidad de

un proceso es el que determina el nivel de degradación que sufre la energía disponible para ser convertida en trabajo mecánico o eléctrico. Si se fuera a definir una eficiencia del tipo segunda ley η_{II} , en un proceso de conversión de la luz solar en energía eléctrica o en trabajo, se emplearía la siguiente fórmula:

$$\eta_{II} = \frac{\text{Exergía del grupo A obtenida realmente}}{\text{Exergía contenida en la luz solar}} \quad (\text{EC. 2.1})$$

De esta forma, η_{II} , se convierte en una figura de mérito para medir cuán cercano está el proceso del ideal de reversibilidad. Dado que los procesos reales son irreversibles, es imposible obtener en un proceso de este tipo, una conversión total de la exergía incidente en energía del grupo A, en primer lugar porque la fracción de exergía de la luz solar es 0,93 y en segundo, porque en un proceso irreversible este valor no puede ser alcanzado.

Este principio establece que la disminución del grado de irreversibilidad de un proceso tiene lugar al precio de una compensación. Esto resulta claro si se tiene en cuenta que el grado de irreversibilidad de un proceso no disminuye espontáneamente. Si se quiere convertir la radiación solar en energía eléctrica mediante el empleo de celdas fotovoltaicas, hay que tener en cuenta que la celda no se produce en la naturaleza espontáneamente, y que su fabricación e instalación tiene asociada una compensación en materiales y procesos de diversos tipos que consumen, entre otras cosas, energía de altísima gradación. La experiencia de las últimas décadas en el campo de fabricación de celdas solares de diferentes tipos, demuestra que son reales las posibilidades de seguir disminuyendo el precio de la compensación que implica su fabricación.

2.2 Diferentes conceptos de la eficiencia asociados al sistema fotovoltaico.

Antes de poner en marcha una instalación fotovoltaica, resulta de máximo interés predecir la cantidad de energía eléctrica que generará el sistema. Esto es un tema complejo y las estimaciones siempre llevan asociadas una gran incertidumbre. Por ello, las especificaciones técnicas dadas por el fabricante del módulo fotovoltaico juegan un papel fundamental y resultan claves en la selección del tipo de módulo para un SFCV.

Uno de los parámetros más importantes en el diseño y cálculo de la instalación fotovoltaica es la potencia pico, $P_{m \text{ CEM}}$, que se define como la potencia máxima del

módulo en condiciones estándar de medida (CEM), definidas como temperatura ambiente 25°C, irradiancia solar $G_{CEM}=1000 \text{ W/m}^2$ y distribución espectral correspondiente a una masa de aire AM 1.5G. Al conocer esta potencia y el área del módulo A , se puede hallar la eficiencia pico, η_{pico} , o eficiencia del módulo en CEM que es inversamente proporcional a los costes de la instalación.

$$\text{Eficiencia pico} = \frac{\text{Potencia máxima en CEM}}{G_{CEM} \cdot \text{Área del módulo}} = \frac{P_{m\ CEM}}{1000 \text{ W/m}^2 \cdot A} \quad (\text{EC. 2.2})$$

La ecuación anterior puede ser representada en el siguiente diagrama de bloques:

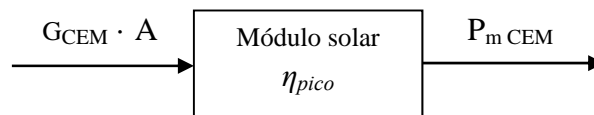


FIG 2.1 DIAGRAMA DE BLOQUE DEL MÓDULO SOLAR CARACTERIZADO POR SU EFICIENCIA PICO

También hay que conocer el rendimiento energético del módulo en función de dónde se sitúe el SFCR y de las condiciones climáticas a las que va a estar expuesto. Para esto se emplea la eficiencia energética, $\eta_{energética}$, que es la energía total producida por el módulo fotovoltaico en relación con la energía solar que incide en él, durante un periodo de tiempo dado.

$$\text{Eficiencia energética} = \frac{\text{Energía eléctrica producida en un año}}{\text{Irradiación solar incidente en un año}} = \frac{\int P_m dt}{A \cdot \int G dt} \quad (\text{EC. 2.3})$$

Donde P_m representa la potencia máxima en condiciones reales de operación.

La ecuación (2.3) viene representada por:

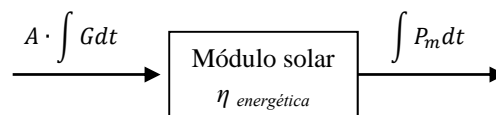


FIG 2.2 DIAGRAMA DE BLOQUE DEL MÓDULO SOLAR CARACTERIZADO POR SU EFICIENCIA ENERGÉTICA

A partir de las definiciones de los dos tipos de eficiencia definidos anteriormente, se puede obtener una figura de mérito adimensional conocida como coeficiente global de rendimiento, PR, que puede hallarse con la ecuación siguiente:

$$PR = \frac{\text{Eficiencia energética}}{\text{Eficiencia pico}} = \frac{\eta_{\text{energética}}}{\eta_{\text{pico}}} \tag{EC. 2.4}$$

Dependiendo del tipo de módulo, el PR puede variar entre 0,6 y 1. En él se engloban todas las pérdidas de eficiencia que el módulo puede tener por no encontrarse en las condiciones de referencia de laboratorio, es decir, por estar a una temperatura diferente a 25°C, expuesto a niveles de irradiancia distintos a 1.000 W/m², con un cierto grado de suciedad acumulada sobre el vidrio, con un gran porcentaje de radiación difusa, diferente a la del espectro de AM 1,5G y otras causas de pérdidas.

Haciendo uso de la ecuación (2.4), se puede representar un diagrama de bloques equivalente al de la figura 2.2 de la siguiente manera:

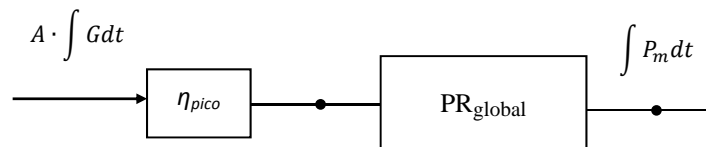


FIG 2.3 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL MÓDULO SOLAR EN CONDICIONES REALES DE OPERACIÓN

Sustituyendo las ecuaciones (2.2) y (2.3) en la ecuación (2.4), se obtiene:

$$PR = \frac{\frac{\int P_m dt}{A \cdot \int G dt}}{\frac{P_{m\ CEM}}{A \cdot 1000\ W/m^2}} \tag{EC. 2.5}$$

Que puede transformarse en:

$$PR = \frac{\frac{\int P_m dt}{P_{m\ CEM}}}{\frac{\int G dt}{1000\ W/m^2}} \tag{EC. 2.6}$$

O sea,

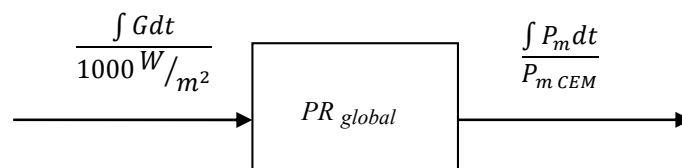


FIG 2.4 DIAGRAMA DE BLOQUE DEL MÓDULO SOLAR CARACTERIZADO POR SU RENDIMIENTO GLOBAL

El numerador de la ecuación (2.6) se conoce como productividad energética o productividad final Y_F , definida como la energía eléctrica producida dividida entre la potencia pico. Esta magnitud se mide en kWh/kW_p, mientras que el denominador representa la productividad de referencia Y_R , definida como la irradiación total sobre el plano de los módulos respecto a la irradiancia solar en condiciones estándar de medida (1.000 W/m²).

Por tanto, otra manera de expresar el coeficiente global de rendimiento PR viene dada por:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (\text{EC. 2.7})$$

Equivalente al siguiente diagrama de bloques:

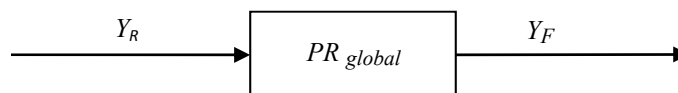


FIG 2.5 DIAGRAMA DE BLOQUE DEL MÓDULO SOLAR CARACTERIZADO POR PARÁMETROS NORMALIZADOS

A menudo se habla también del PR, la productividad, o la eficiencia energética del sistema fotovoltaico completo, en lugar del módulo. En este caso, además de las pérdidas de eficiencia en el módulo, se incluyen otras pérdidas asociadas al sistema fotovoltaico, como por ejemplo pérdidas en el cableado de CA, en el inversor, en el transformador, etc.

Para el caso de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR), el diagrama de bloques puede representarse de la siguiente forma:

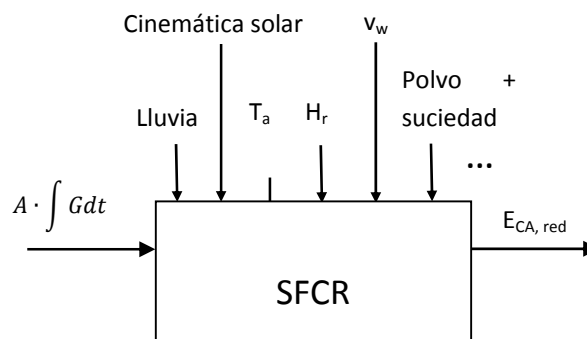


FIG 2.6 DIAGRAMA DE BLOQUE DE UN SFCR Y SUS ALREDEDORES

En la figura 2.6, se destacan algunos de los factores asociados en forma de perturbaciones al sistema, tales como la lluvia, las variaciones de temperatura ambiente (T_a), la cinemática solar, las variaciones de humedad relativa (H_r), la velocidad (v_w) y dirección del viento, polvo, suciedades y otros. El SFCR puede descomponerse en los diferentes subsistemas: generador o generador fotovoltaico, inversor y transformador de baja a media potencia.

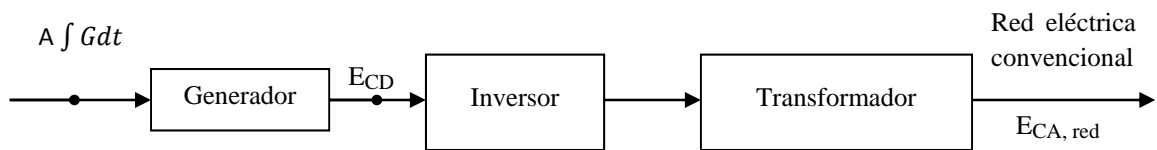


FIG 2.7 SUBSISTEMAS DEL SFCR

Las variables que describen el rendimiento energético de un módulo son función de la ubicación del SFCR y del tipo de instalación. Además de ello, deben tenerse en cuenta las especificaciones técnicas de los subsistemas dadas por el fabricante, que permiten realizar estimaciones de la energía producida por el conjunto y comparar el comportamiento de diferentes tipos de módulos, o tecnologías, ante unas condiciones climáticas dadas. Estos datos son los coeficientes o curvas de dependencia de la eficiencia de los módulos con la temperatura y con la irradiancia.

3. Factores de pérdidas de un sistema fotovoltaico conectado a la red

La energía producida por una instalación fotovoltaica, en ausencia de pérdidas, debería coincidir con la irradiación incidente en el plano del generador fotovoltaico; sin embargo, en la realidad existen pérdidas energéticas debidas a diversos factores presentes, en mayor o menor grado, en cualquier instalación fotovoltaica que hacen que la energía inyectada a la red sea sensiblemente inferior a la energía solar incidente. Los principales factores de pérdidas energéticas se muestran en los siguientes diagramas de bloques:

3.1 Factores de pérdidas de la parte de Corriente Continua (DC)

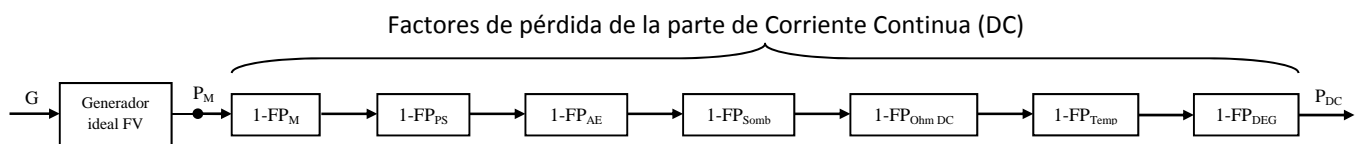


FIG 3.1 FACTORES DE PÉRDIDA ASOCIADOS AL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Donde:

G: Irradiación solar que incide sobre el plano del módulo fotovoltaico (kWh/m²).

T_a: Temperatura ambiente (°C) que actúa sobre el generador fotovoltaico como una perturbación.

P_M: Potencia máxima del generador en condiciones estándar de medida (CEM). Es la potencia pico de la instalación, que se va a ver atenuada por un conjunto de factores de pérdidas de la parte de DC.

FP_M: Factor de pérdidas de mismatch o de conexionado: son pérdidas energéticas debidas a la conexión de los módulos fotovoltaicos que tienen potencias levemente diferentes y que forman el generador fotovoltaico. Son producidas por el conexionado de dos módulos en serie con diferentes corrientes, limitando el de menor corriente la de la serie. Esto también ocurre con el interconexionado en paralelo, pero con la tensión. Lo anterior da como resultado que la potencia de un generador fotovoltaico sea menor que la suma de las potencias de cada uno de los módulos que lo forman; o en un caso ideal, igual. Pueden reducirse instalando los módulos ordenados por potencias de los módulos fotovoltaicos o en corrientes en el punto de máxima potencia; así como utilizando diodos «bypass».

FP_{PS}: Factor de pérdidas por la deposición de polvo y suciedad: el polvo y la suciedad acumulados disminuyen el rendimiento de la instalación y su acumulación depende de dónde esté ubicado el sistema: polvo y hollín en instalaciones industriales o sus proximidades, hojas de árboles si está en bosques, nieve, inclinación de los módulo. Se pueden dividir en dos tipos:

La suciedad uniforme, que disminuye la corriente y la tensión obtenida por el generador.

La presencia de suciedad localizada (por ejemplo excrementos de aves, impurezas que deja el agua), que ocasiona un aumento de las pérdidas de desacoplamiento y a las debidas a la formación de puntos calientes (las células de un módulo absorben corrientes procedentes de otros módulos y provocan que se calienten excesivamente).

FP_{AE}: Factor de pérdidas angulares y espectrales. La potencia nominal de un módulo fotovoltaico se refiere a condiciones estándar de medida definidas como una irradiancia de 1.000 W/m² de incidencia normal, con un espectro equivalente a una masa de aire AM1,5G y una temperatura de célula constante de 25°C. Estos parámetros no se cumplen en las condiciones reales de operación, por lo que las

pérdidas reales del sistema debidas a diferentes ángulos de incidencia y características espectrales de la radiación solar se incrementan.

FP_{omb} : Factor de pérdidas por sombreado. Los sistemas fotovoltaicos de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos donde, muchas veces, son inevitables las sombras sobre el generador a determinadas horas, ocasionando pérdidas energéticas causadas por una menor captación de irradiación solar y por los posibles efectos de desacoplamiento a las que puedan dar lugar. Para minimizarlas, hay que optimizar los soportes para que no se provoquen las sombras. Así mismo, se pueden producir sombras de unos campos fotovoltaicos sobre otros. Por este motivo, hay que colocar los módulos lejos de objetos cuya altura o cercanía ocasionen las sombras (edificios, árboles, tendido eléctrico).

La proyección de sombras sobre el generador, puede dar lugar a un «punto caliente»: algunas células del módulo absorben corrientes de otros módulos, por lo que se sobrecalientan, lo que puede hacer que se dañen. Para evitarlo, se coloca un diodo bypass en paralelo a la célula solar.

$FP_{Ohm DC}$: Factor de pérdidas de potencia en los cables del circuito de corriente continua, debidas al efecto Joule.

FP_{Temp} : Factor de pérdidas por variación de la temperatura de la célula. Son en torno a un 4 % por cada 10 °C de aumento de su temperatura de operación.

La temperatura por la que operan los módulos fotovoltaicos dependen de factores ambientales (irradiancia, temperatura ambiente, velocidad del viento) y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior.

FP_{DEG} : Factor de pérdidas por degradación: la durabilidad es la resistencia del módulo a la degradación de sus componentes. Da una idea de la vida útil y de las pérdidas producidas. Esta degradación, entre otras cosas puede estar debida a:

- Pérdidas de adhesión entre capas por humedad y altas temperaturas
- Rotura de vidrio por impactos diversos
- Acumulación de suciedad, que puede producir coloración de franjas (soiling)
- Degradación del encapsulante y de la cubierta plástica posterior por radiación ultravioleta, humedad, altas temperaturas
- Formación de cortocircuitos en células y elementos de conexionado

- Creación de puntos calientes por polarización inversa de células y en la conexión de terminales
- Fallo en los diodos de paso debido a sobrecalentamientos.

Esta degradación puede llegar incluso a un 5 % en los primeros años de vida del panel, estabilizándose después hasta alcanzar un valor cercano al 0,8 % anual.

P_{DC} : Potencia de corriente continua.

3.2 Factores de pérdida de la parte de Corriente Alterna (AC)

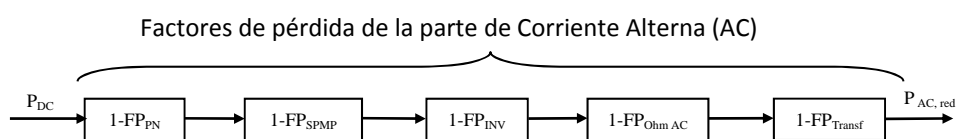


FIG 3.2 FACTORES DE PÉRDIDA ASOCIADOS AL RESTO DEL SISTEMA

FP_{PN} : Factor de pérdidas por incumplimiento de la potencia nominal: los módulos fotovoltaicos fabricados no son todos idénticos, su potencia nominal en condiciones estándar de medida, presenta dispersiones.

En general, los fabricantes garantizan que la potencia está dentro de unas bandas ($P\pm 3\%$, $P\pm 5\%$, $P\pm 10\%$), aunque generalmente la potencia es menor a la indicada por el fabricante.

FP_{SPMP} : Factor de pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia. El inversor fotovoltaico de conexión a red opera directamente conectado al generador fotovoltaico. La curva de rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor se define como el cociente entre la energía que el inversor es capaz de extraer del generador FV y la energía que se extraería en un seguimiento ideal. Las pérdidas se producen ya que el seguidor no hace funcionar al módulo en su punto de máxima potencia.

FP_{INV} : Factor de pérdidas del inversor. El inversor se caracteriza mediante la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Se debe elegir el inversor teniendo en cuenta las características del generador fotovoltaico y las condiciones de irradiancia solar propias del lugar.

$FP_{Ohm AC}$: Factor de pérdidas de potencia en los cables del circuito de corriente alterna. Tiene lugar desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía.

FP_{Transf} : Factor de pérdidas del transformador.

FP_{OtroS} : Factor de pérdidas debidas a otros motivos: como la disminución del rendimiento por baja irradiancia, pérdidas por paradas del inversor por mantenimiento, averías o mal funcionamiento, etc.

$P_{AC, red}$: Potencia que se vende a la red.

Las figuras 3.1 y 3.2 pueden representarse conjuntamente en el siguiente diagrama:

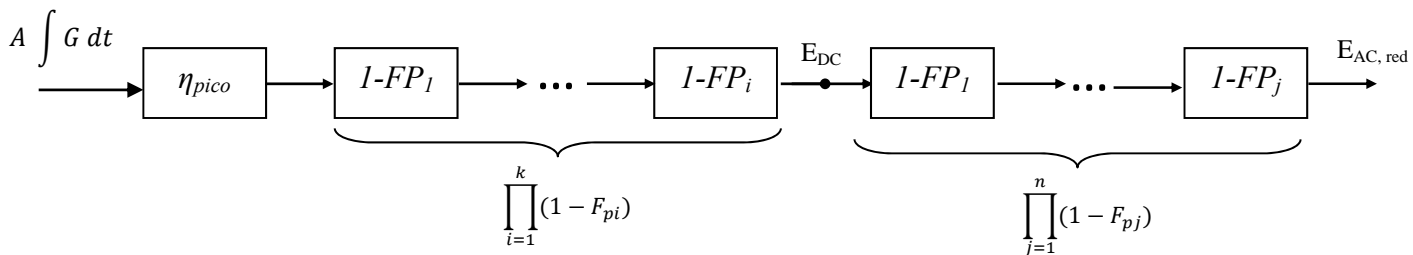


FIG 3.3 DIAGRAMA DE BLOQUES DE UN SFCV CON LOS FACTORES DE PÉRDIDAS

Donde:

FP_i son los factores de pérdidas del generador fotovoltaico.

FP_j son los factores de pérdidas del resto del sistema.

En condiciones normalizadas, respecto a las CEM, aparecen los conceptos de Y_R , Y_F e Y_A , que corresponden al diagrama de bloques siguiente:

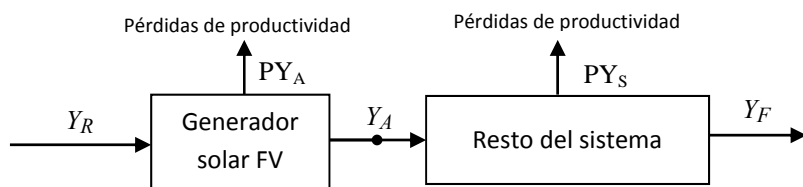


FIG 3.4 PRODUCTIVIDADES DEL GENERADOR FV Y DEL RESTO DEL SISTEMA

- Pérdidas de productividad de captura del generador fotovoltaico (PY_A): se deben exclusivamente al generador del sistema y son consecuencia de tener una temperatura en las celdas distinta a 25°C, caídas de tensión en el cableado, suciedad, sombreado...
- Pérdidas de productividad del resto del sistema (PY_S): causadas por ineficiencias de los subsistemas (inversor y transformador), pérdidas en el cableado de corriente alterna y falta de disponibilidad del sistema y

conexión de la red por diferentes motivos: parada de equipos por mantenimiento, roturas o problemas en la red, entre otros.

Equivalente a:

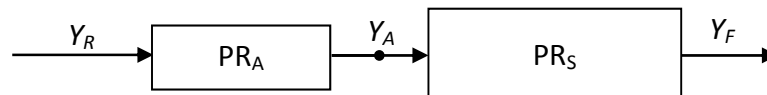


FIG 3.5 COEFICIENTES DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO Y DEL RESTO DEL SISTEMA

$$Y_R - Y_A = PY_A \quad (\text{EC. 3.1})$$

$$Y_A - Y_F = PY_S \quad (\text{EC. 3.2})$$

$$PR_A = \frac{Y_A}{Y_R} \quad (\text{EC. 3.3})$$

$$PR_S = \frac{Y_F}{Y_A} \quad (\text{EC. 3.4})$$

$$PR_A \cdot PR_S = \frac{Y_A}{Y_R} \cdot \frac{Y_F}{Y_A} = \frac{Y_F}{Y_R} = PR \quad (\text{EC. 3.5})$$

$$Y_F + PY_S + PY_A = Y_F + Y_A - Y_F + Y_R - Y_A = Y_R \quad (\text{EC. 3.6})$$

- Y_F es la productividad final,
- Y_R es la productividad de referencia,
- Y_A es la productividad del generador fotovoltaico,
- PY_A son las pérdidas de productividad en el proceso de captación,
- PY_S son las pérdidas de productividad del resto del sistema,
- PR_A es el coeficiente de rendimiento parcial del generador fotovoltaico,

- PR_S es el coeficiente de rendimiento parcial del resto del sistema y
- PR es el coeficiente de rendimiento global.

Finalmente, el factor de capacidad (FC) del SFCR se define como la relación entre la energía de corriente alterna entregada a la red en un año y la cantidad de energía que el sistema fotovoltaico generaría si hubiera operado a la potencia pico durante las 24 horas del día todo el año.

$$FC = \frac{Y_F}{8760} = \frac{E_{AC,red}}{P_{pico} \cdot 8760} = \frac{H_t \cdot PR}{P_{pico} \cdot 8760} \quad (\text{EC. 3.7})$$

4. ANÁLISIS DEL SISTEMA

Experimentalmente se han obtenido durante el año 2012 los siguientes datos, resumidos en la tabla 4.1:

Meses	$E_{AC, red}$ [kWh]	E_{DC} [kWh]	H_t [kWh/m ²]	T_a [°C]	T_c [°C]	Y_F [h]	Y_R [h]	Y_A [h]	$Y_R - Y_F$ [h]	PY_A [h]	PY_S [h]	PR
Enero	2.436.876	2.609.600	119	10	18	105	119	112	14	7	7	0,88
Febrero	3.394.312	3.541.600	167	9	20	146	167	152	21	15	6	0,87
Marzo	3.747.851	4.380.400	203	14	27	161	203	188	42	15	27	0,79
Abril	3.436.804	3.821.200	178	13	22	148	178	164	31	15	16	0,83
Mayo	5.038.374	5.801.700	273	22	35	216	273	249	57	24	33	0,79
Junio	5.264.508	6.151.200	300	26	40	226	300	264	75	37	38	0,75
Julio	6.122.892	7.153.100	346	29	45	263	346	307	83	39	44	0,76
Agosto	5.264.134	6.104.600	298	29	45	226	298	262	72	36	36	0,76
Septiembre	3.663.661	4.124.100	200	25	37	157	200	177	43	23	20	0,78
Octubre	3.071.052	3.378.500	159	18	29	132	159	145	27	14	13	0,83
Noviembre	1.694.904	1.840.700	84	13	18	73	84	79	12	6	6	0,86
Diciembre	1.388.030	1.491.200	69	10	15	60	69	64	9	5	4	0,87

TABLA 4.1 PARÁMETROS OBTENIDOS A PARTIR DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

A partir de los valores mensuales de Y_F , Y_R e Y_A de la tabla 4.1, se pueden obtener los valores de los coeficientes de rendimiento parcial del generador fotovoltaico y del resto del sistema, PR_A y PR_S , respectivamente.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
PR_A	0,94	0,91	0,93	0,92	0,91	0,88	0,89	0,88	0,89	0,91	0,94	0,93
PR_S	0,94	0,96	0,86	0,90	0,87	0,86	0,86	0,86	0,89	0,91	0,92	0,94

TABLA 4.2 VALORES MENSUALES DE LOS COEFICIENTES DE RENDIMIENTO PARCIAL DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO PR_A Y DEL RESTO DE SISTEMA PR_S

El SFCR fue completamente monitorizado, lo cual permite evaluar su rendimiento. Para ello, se calcularon la productividad final (Y_F), la productividad de referencia (Y_R), el coeficiente global de rendimiento (PR) y el factor de capacidad (FC), todos ellos definidos en la norma IEC Nº 61724 [7]. Se ha introducido en este estudio, dos nuevos conceptos: el coeficiente parcial de rendimiento del generador fotovoltaico PR_A y del resto del sistema PR_S, que permiten el análisis de cada una de las partes del sistema por separado.

La irradiación total sobre el plano del generador fotovoltaico, la temperatura ambiente, la temperatura de la célula, la potencia de corriente continua de salida de la central fotovoltaica, así como la potencia de corriente alterna de salida del inversor se midieron cada diez minutos y se almacenaron en el data logger para ser procesados mediante un software que permite determinar los valores medios horarios, diarios y mensuales. La energía de salida de AC mensual en el punto de evacuación de la red fue también reflejada en la tabla 4.1, donde se observa que el SFCR generó un total de 44.523 MWh en 2012, en el rango de 1.388,03 en diciembre, hasta 6.122,89 MWh en julio.

La figura 4.1 muestra el valor medio mensual de la temperatura diurna y del módulo en el 2012.

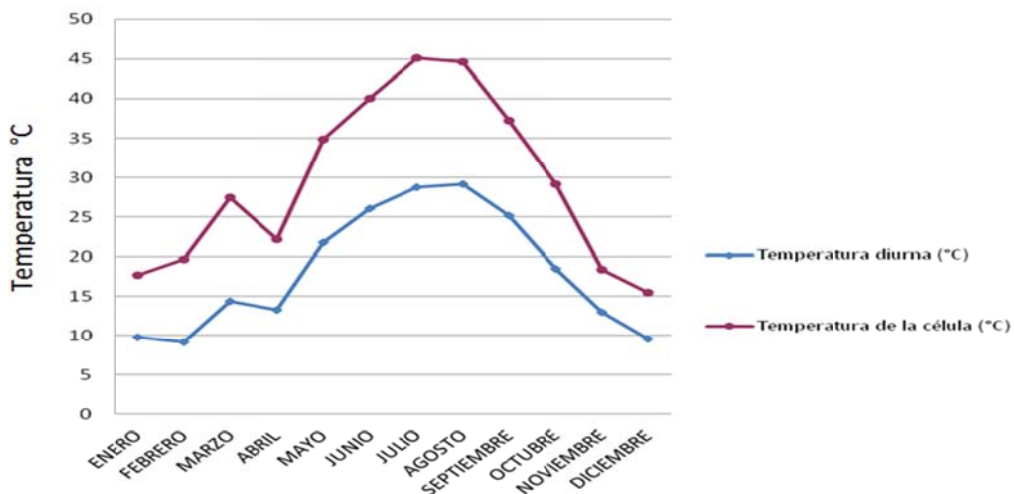


FIG 4.1 TEMPERATURAS MEDIAS MENSUALES DIURNA Y DEL MÓDULO EN 2012

La figura 4.2 muestra el valor medio mensual de la irradiación solar total en el plano del generador fotovoltaico junto al valor medio mensual de la temperatura ambiente durante las horas diurnas en el mismo año. En ella, se observa que el valor más alto de la irradiación solar total en el plano del generador fotovoltaico fue 346 kWh/m², en julio, y el más bajo, 69 kWh/m², en diciembre. La temperatura media fue de 18^oC.

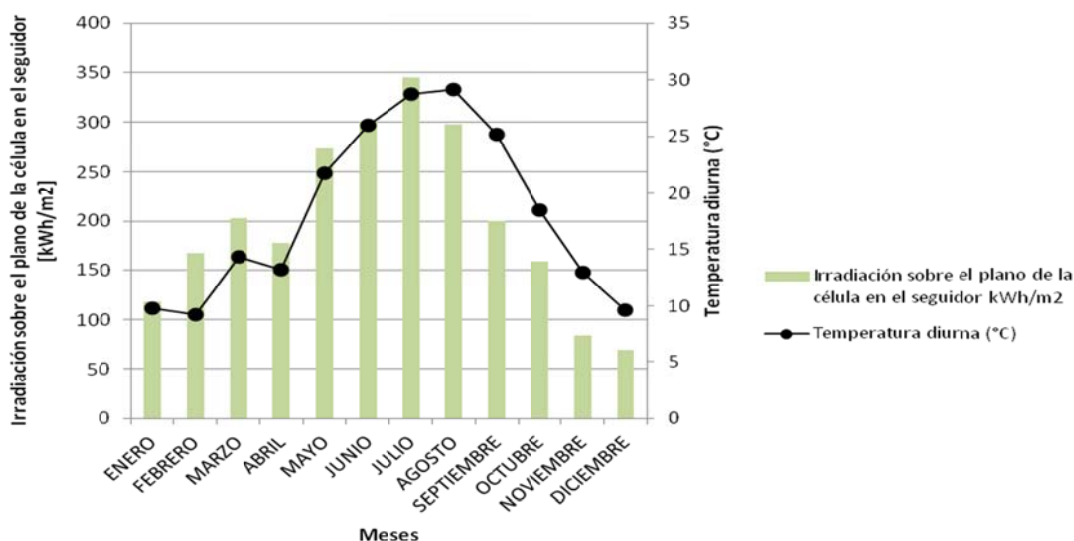


FIG 4.2 IRRADIACIÓN MEDIA MENSUAL SOBRE EL PLANO DEL GENERADOR SOLAR Y LA TEMPERATURA AMBIENTE MEDIA MENSUAL DIURNA DURANTE 2012

La Fig. 4.3 muestra un diagrama de barras de la productividad final mensual (h/mes), las pérdidas de productividad del resto del sistema PY_S , así como las pérdidas de productividad de captura del generador fotovoltaico PY_A . La productividad del generador fotovoltaico mensual se movió desde 64 en diciembre a 307 h/mes en julio, y la productividad final se desplazó desde 60 a 263 h/mes. La productividad final y de referencia, medias mensuales, fueron 159 y 200 horas, respectivamente. Las pérdidas de productividad mensual del generador van desde 5 en diciembre hasta 39 h/mes en julio y las pérdidas de productividad mensual del resto del sistema oscilaron desde 4 en diciembre hasta 44 h/mes en julio. El coeficiente global de rendimiento estuvo dentro del rango de 0,75 a 0,88 y el valor medio anual fue de 0,82.

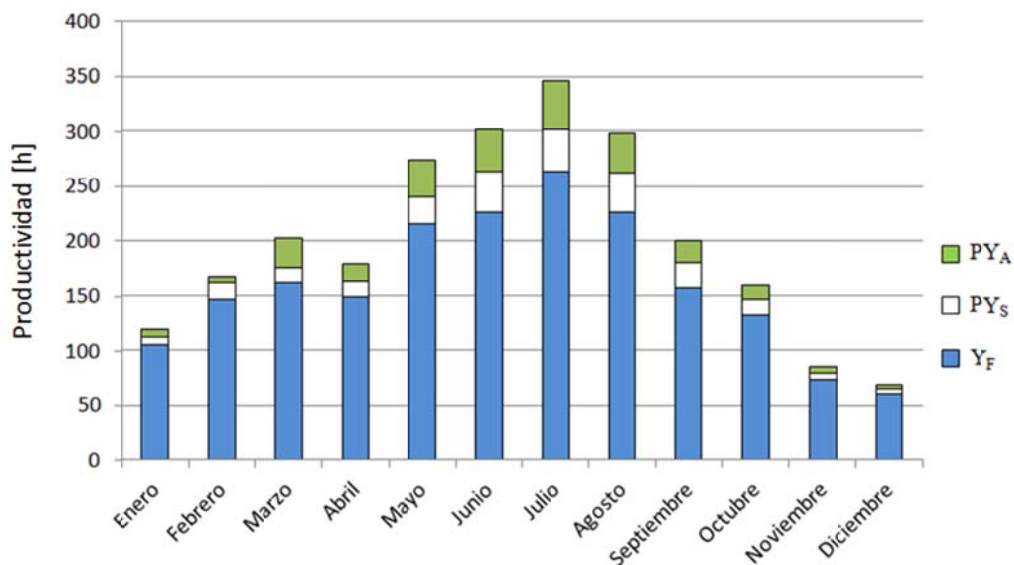


FIG 4.3 PRODUCTIVIDAD FINAL MEDIA DIARIA MENSUAL, PÉRDIDAS DE CAPTURA DEL GENERADOR Y DEL SISTEMA

La productividad final anual de 1.913 kWh/kW_p para el SFCR analizado es significativamente mayor que la de otros ubicados en el resto de España, demostrando que en esta instalación se han tenido en cuenta diversos factores con vistas a optimizar la eficiencia del proceso de captación y transformación de la energía. Esto es una correcta ingeniería de diseño, adecuada selección de los diferentes subsistemas, mantenimiento sistemático de limpieza a los paneles solares, seguimiento y control de las mediciones del sistema de monitorización, etc. El factor de capacidad medio anual es del 21,8 %. En verano, la temperatura media mensual del módulo varió desde 37 a 45⁰C y la temperatura ambiente fue desde 25 a 29⁰C. En el invierno, la temperatura

media mensual del módulo varió desde 9 a 14°C y la temperatura ambiente desde 15 a 27°C. A continuación puede apreciarse la variación del PR del sistema a lo largo del año de estudio.

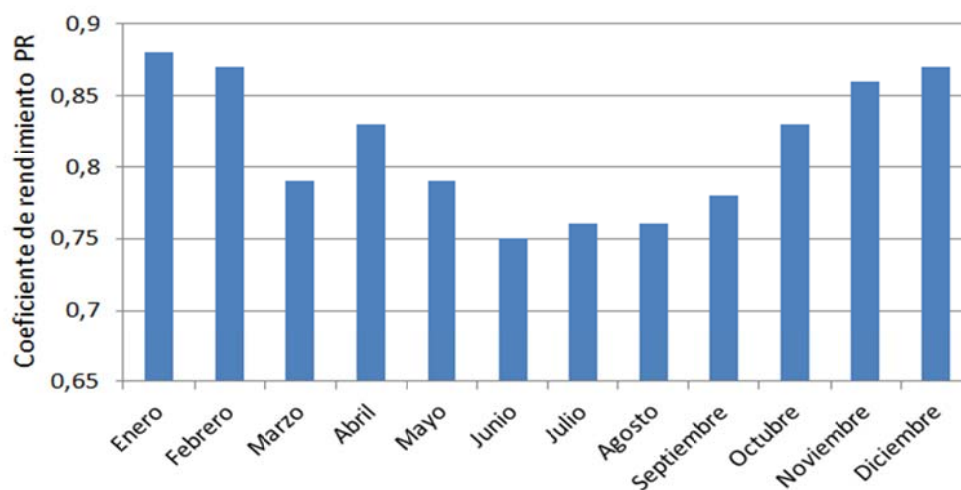


FIG 4.4 COEFICIENTE DE RENDIMIENTO GLOBAL MENSUAL

Basado en un análisis del tipo I Ley de la Termodinámica (balance de energía), puede usarse la herramienta conocida como diagrama de Sankey, que es un tipo específico de diagrama de flujo, en el que la anchura de las flechas es proporcional a la cantidad de flujo energético, resultando de gran ayuda a la hora de localizar las contribuciones dominantes en función del flujo total.

Diagrama de Sankey del sistema objeto de estudio en el año 2012:

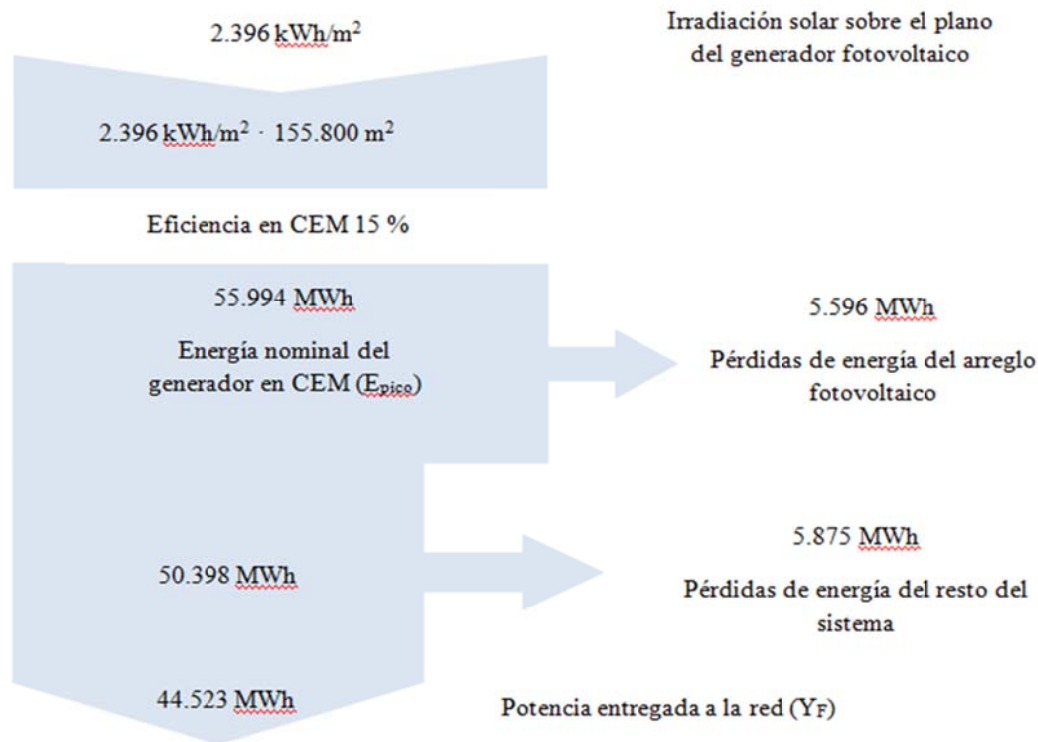


FIG 4.5 DIAGRAMA DE SANKEY DEL SFCR ESTUDIADO

5. CONCLUSIONES

Los datos del sistema de monitorización y el análisis de los resultados permiten llegar a las siguientes conclusiones:

La energía de salida entregada a la red en el año 2012 fue de 1.913 kWh/kWp, un valor bastante alto en comparación con otros sistemas. Esto se ha logrado gracias a un conjunto de acciones correctamente implementadas, entre las cuales se pueden destacar: un adecuado diseño y selección de diferentes subsistemas del SFCR, la medición y control sistemático de diferentes variables de interés en la producción, tales como temperatura ambiente, temperatura del módulo, irradiación solar sobre el plano de los módulos, energía de corriente continua de salida del generador fotovoltaico, energía de corriente alterna a la salida de los inversores, a la salida del transformador de media tensión y de evacuación a la red, entre otras. El mantenimiento preventivo y correctivo, así como la evaluación anual de la degradación de una muestra representativa de los paneles solares en un laboratorio

especializado para estos fines conllevan un perfecto control del comportamiento dinámico de los módulos solares y una adecuada corrección según el caso.

El coeficiente global de rendimiento anual PR del SFCR fue 0,82. El factor de capacidad anual FC fue del 21,8 %. La productividad de referencia anual Y_R fue de 2.396 horas. La productividad del generador fotovoltaico anual Y_A fue de 2.163 horas. La pérdida de productividad anual del generador fotovoltaico PY_A fue de 233 horas. La pérdida de productividad del resto del sistema PY_S fue de 250 horas. El coeficiente parcial de rendimiento anual del generador fotovoltaico, PR_A , fue 0,91. El coeficiente parcial de rendimiento anual del resto del sistema, PR_S , fue 0,90. Los valores de los indicadores anteriores dan constancia del óptimo funcionamiento de todas y cada una de las partes del sistema analizado.

Se ha introducido un enfoque nuevo del análisis del comportamiento integral de los SFCRs mediante un diagrama de bloques que permite evaluar cada una de las partes de forma singular y por tanto, brinda la posibilidad de actuación individual sobre cada uno de los factores de pérdidas.

El enfoque del diagrama de bloques en cascada, dividido en dos partes: factores de pérdidas en los componentes relacionados con la corriente continua y los propios para elementos que trabajan con corriente alterna ha permitido introducir dos conceptos nuevos: el coeficiente parcial de rendimiento anual del generador fotovoltaico y el coeficiente parcial de rendimiento anual del resto del sistema. Estos valores nos dan una idea del rendimiento por separado de cada una de las funciones básicas del SFCR: la eficiencia en la captura de la radiación solar por parte de los paneles solares fotovoltaicos y el rendimiento del proceso de transformación de la energía de corriente continua en alterna, hasta su entrega a la red eléctrica para su transporte y distribución.

6. BIBLIOGRAFIA

- [1] ALONSO, M., CHENLO, F. (2005). Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red. Ed. CIEMAT, Madrid.
- [2] BRILLOUIN, L. (1964). Scientific Uncertainty and Information. Ed. Academic Press, New York.
- [3] DECKER B., JAHN, U. Performance of 170 grid connected PV plants in Northern Germany-analysis of yields and optimization potentials. *Solar Energy*, 1197(59), 127-133.
- [4] DUNLOP, E., HALTON, D. (2006). The performance of crystalline silicon photovoltaic solar modules after 22 years of continuous outdoor exposure. *Progress in photovoltaics: Research and applications*, 2006(14), 53-64.
- [5] EKE, R., DEMIRCAN, H. (2012). Performance analysis of a multi crystalline Si photovoltaic module under Mugla climatic conditions in Turkey.
- [6] FERNÁNDEZ, J. M. (2009). Tecnología de las energías renovables. Madrid: Ed. Mundi Prensa.
- [7] IEC Standard 61724. (1998). Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, data exchange and analysis. Geneva, Switzerland.
- [8] LARONDE, R., CHARKI, D. & BIGAUD, D. (2010). Reliability of modules based on climatic measurement data. International Metrology Conference CAFMET 2010.
- [9] KREITH, F. & KREIDER, J. F. (2000). Principles of Solar Engineering. New York: Ed. Mc Graw Hill.
- [10] SIDRACH DE CARDONA, M. et al. (1999). Performance analysis of a grid connected photovoltaic system. *Energy*, 24(2), 93-102.