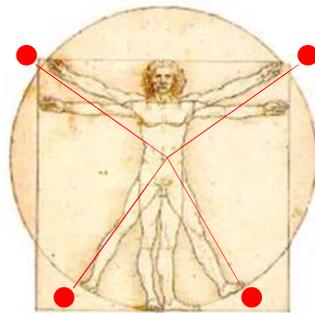


TECNOLOGÍ@ y DESARROLLO

Revista de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente

VOLUMEN XIV. AÑO 2016

SEPARATA



ÍNDICES DE COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA Y TEORÍA DE ERRORES.

Javier Vilariño, Higinio F. Menéndez



UNIVERSIDAD ALFONSO X EL SABIO
Escuela Politécnica Superior
Villanueva de la Cañada (Madrid)

© Del texto: Javier Vilariño e Higinio F. Menéndez
Junio, 2016.

<http://www.uax.es/publicacion/indices-de-comportamiento-del-sistema-fotovoltaico-conectado-a-la-red-electrica.pdf>

© De la edición: *Revista Tecnológ@ 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.

ÍNDICES DE COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA Y TEORÍA DE ERRORES.

Javier Vilarino^(a) e Higinio F. Menéndez^(b)

(a) Máster universitario en Ingeniería Ambiental. Ingeniero de Caminos. Director de Construcción Antalsis. E.mail: jvilarino@antalsis.com

(b) Doctor Ingeniero Industrial UAX. E.mail: hmenemil@uax.es. Tlf: 918109771

Resumen

Se explican los índices definidos por [1] la norma española UNE-EN 61724:2000 Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis, a partir de los elementos básicos derivados del álgebra de bloques y la función de transferencia de los sistemas lineales. Los requisitos de precisión exigidos por la mencionada norma para la medición de estos parámetros se tratan con la teoría de errores y se obtienen los límites reales de los resultados obtenidos.

Palabras clave: rendimiento global, productividad final, productividad de referencia, módulo fotovoltaico, error relativo.

Abstract.

Indexes defined by [1] the Spanish standard UNE-EN 61724: 2000 Monitoring photovoltaic systems: Guidelines for measurement, data exchange and analysis, are explained from the basics fundamentals of block algebra and the transfer function of linear systems. The accuracy requirements demanded by the aforementioned standard for measuring these parameters are discussed in the theory of errors and the real limits of the results obtained.

Keywords: performance ratio, final yield, reference yield, photovoltaic module, relative error.

SUMARIO: 1. Introducción. 2. Factores de pérdidas de un sistema fotovoltaico conectado a la red. 3. Monitorización y teoría de errores aplicada al cálculo de los índices de comportamiento de los sistemas fotovoltaicos. 3.1. Medida de la irradiancia. 3.2. Medida de la temperatura ambiente. 3.3. Medida de la velocidad del viento. 3.4. Medida de la potencia eléctrica. 3.5. Fuentes de errores en la evaluación del rendimiento de un SFCR. 3.6. Propagación de errores. 4. Conclusiones. 5. Bibliografía.

SUMMARY: 1. Introduction. 2. Loss factors of a grid connected photovoltaic system. 3. Monitoring and theory of errors applied to the calculation of photovoltaic systems performance indices. 3.1 Measurement of irradiance. 3.2. Measurement of ambient temperature. 3.3. Measurement of wind speed. 3.4. Measurement of electrical power. 3.5. Sources of errors in assessing the performance of a SFCR. 3.6. Error propagation 4. Conclusions. 5. Bibliography.

1. Introducción

Los índices de comportamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica que deben evaluarse son: El índice de producción o productividad del campo fotovoltaico Y_A , el índice de producción o productividad final del sistema Y_f , el índice de producción o productividad de referencia Y_r , las pérdidas de captura del campo fotovoltaico o pérdidas de productividad en el proceso de captación del generador fotovoltaico PY_A , las pérdidas de productividad del resto del sistema PY_s en el proceso de transformación de la energía de corriente continua a alterna y el coeficiente global de rendimiento del sistema fotovoltaico PR , también llamado índice de relación de comportamiento.

El cálculo de estos parámetros de evaluación del rendimiento de los sistemas fotovoltaicos se realiza a partir de expresiones matemáticas definidas en la norma IEC-EN 61724 y requieren de la medición de variables primarias, tales como la irradiancia solar sobre el plano de los módulos solares y la producción fotovoltaica a la salida del generador y a la salida de los inversores. Esta medición se realiza mediante un sistema de monitorización, cuyos instrumentos de medida deben cumplir con la clase de precisión exigida por la mencionada norma. El objetivo del trabajo consiste en usar la teoría de la propagación de errores para determinar el error de medida de las variables indirectas: índices de producción, pérdidas y rendimiento global del sistema fotovoltaico.

2. 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 de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica son [2]:

FP_M : Factor de pérdidas de mismatch o de conexionado.

FP_{PS} : Factor de pérdidas por la deposición de polvo y suciedad.

FP_{AE} : Factor de pérdidas angulares y espectrales.

FP_{Somb} : Factor de pérdidas por sombra.

$FP_{Ohm DC}$: Factor de pérdidas de potencia en los cables del circuito de corriente continua.

FP_{Temp} : Factor de pérdidas por variación de la temperatura de la célula.

FP_{DEG} : Factor de pérdidas por degradación.

FP_{PN} : Factor de pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.

FP_{SPMP} : Factor de pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia.

FP_{INV} : Factor de pérdidas del inversor.

$FP_{Ohm\ AC}$: Factor de pérdidas de potencia en los cables del circuito de corriente alterna.

$FP_{Transf.}$: Factor de pérdidas del transformador.

$FP_{Otros.}$: Factor de pérdidas debidas a otras causas

3. Monitorización y teoría de errores aplicada al cálculo de los índices de comportamiento de los sistemas fotovoltaicos.

A la evaluación de sistemas fotovoltaicos bajo condiciones reales de operación se le atribuye mucha importancia, sobre todo cuando se realiza la comparación del rendimiento de sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologías y donde los datos se presentan a menudo derivados de diferentes tipos de instrumentos de medición y mediante valores aproximados o subestimados. Los parámetros de evaluación del rendimiento se basan en datos colectados en tiempo real a partir de instrumentación instalada para medir parámetros meteorológicos y operacionales para su posterior análisis, entre los cuales se encuentran la irradiancia total en el plano del campo fotovoltaico, la dirección y velocidad del viento, así como la temperatura ambiente a la sombra y la temperatura del módulo. Los parámetros eléctricos obtenidos, mediante el sistema de monitorización, incluyen la medición de corriente y voltaje correspondientes al punto de máxima potencia (PMP), la potencia y energía de corriente continua (CC) y de corriente alterna (CA)[3].

3.1 Medida de la irradiancia.

Los datos de la irradiancia se miden en el plano del campo fotovoltaico y se usan en el análisis del comportamiento del sistema fotovoltaico. La irradiancia en el plano horizontal también puede registrarse para realizar comparaciones con datos meteorológicos estándar de otros lugares. La irradiancia en el plano se debe medir a través de dispositivos de referencia calibrados o mediante piranómetros. Si se usan las células o los módulos de referencia deben calibrarse y mantenerse, conforme con la norma del Comité Electrotécnico Internacional (IEC 60904) partes 2 y 6, respectivamente [4] y [5]. La localización de estos sensores será representativa de las condiciones de irradiancia del campo fotovoltaico. Su precisión, incluyendo el acondicionamiento de la señal, debe ser mejor que el 5% de la lectura.

3.2 Medida de la temperatura ambiente.

La temperatura ambiente se debe medir en un lugar representativo de las condiciones del campo fotovoltaico, por medio de sensores de temperatura colocados a la sombra. La precisión de los sensores de temperatura ambiente, incluyendo el acondicionador de la señal, debe ser superior a 1K.

Medida de la temperatura del módulo.

La temperatura del módulo fotovoltaico se debe medir por medio de sensores de temperatura colocados en la parte posterior de uno o más módulos. La selección de estos módulos se especifica en el método A de [6] la norma IEC 61829. Se debe tomar la precaución de que la temperatura de la célula no se vea alterada por el propio sensor.

La precisión de estos sensores, incluyendo el acondicionamiento de la señal, será mejor que 1K.

3.3 Medida de la velocidad del viento.

Se debe medir la velocidad del viento a una altura y en un lugar que sean representativos de las condiciones del arreglo fotovoltaico. La precisión de los sensores de velocidad del viento será mejor que $0,5 \text{ m.s}^{-1}$ y mejor que el 10% para lecturas del viento superiores a 5 m.s^{-1} .

Medida de la tensión y de la intensidad de corriente.

Los parámetros tensión e intensidad pueden ser de corriente continua (c.c.) o de corriente alterna (c.a). La precisión de los sensores de intensidad y tensión, incluyendo el acondicionamiento de la señal, será superior al 1% de la lectura.

3.4 Medida de la potencia eléctrica.

Los parámetros de potencia eléctrica pueden ser de corriente continua (c.c), de corriente alterna (c.a), o de ambas. La potencia de c.c. puede calcularse en tiempo real como el producto de la tensión por la intensidad o medirse directamente con un sensor de potencia. Si se calcula la potencia de c.c., se usará una medida de tensión por una de intensidad; no podrá utilizarse el producto de valores medios de tensión por valores medios de intensidad. Puede usarse un vatímetro de c.c. para medir la potencia de c.c. con precisión. La potencia de c.a. se medirá usando un sensor de potencia que tenga en cuenta el factor de potencia y la distorsión armónica. La precisión de los sensores de potencia, incluyendo el acondicionamiento de la señal, debe ser superior al 2% de la lectura. Un sensor integrador de potencia con alta velocidad de respuesta (por ejemplo un medidor de kWh) se puede usar para reducir los errores de muestreo.

3.5 Fuentes de errores en la evaluación del rendimiento de los SFCR.

En este trabajo, las fuentes de error asociadas con las mediciones al aire libre debidas a la instrumentación y a su impacto en la evaluación de los parámetros del rendimiento, tales como el índice de producción final del sistema Y_F , el índice de producción de referencia Y_r , el índice de producción o productividad del campo fotovoltaico Y_A , las pérdidas de captura o de productividad del campo fotovoltaico PY_A , las pérdidas de productividad del resto del sistema PY_s y el índice de relación de comportamiento PR , se tratan mediante el análisis lineal de la teoría de propagación de errores.

Como consecuencia de la existencia de diferentes fuentes de error [7], al resultado de una medida se le asocia un valor que indica la calidad de la medida o su grado de precisión. El error de precisión constituye la primera fuente de incertidumbre o error. Éste viene determinado por la precisión del aparato de medición. El error aleatorio se debe a numerosas causas imprevisibles que parecen fruto del azar. Si las fuentes de error son únicamente de carácter aleatorio, es decir, si influyen unas veces por exceso y otras por defecto en el resultado de la medida, puede demostrarse que el valor que más

representa al verdadero valor es precisamente el valor medio y ello será más cierto cuanto mayor sea el número de mediciones.

$$\bar{x} = \sum_1^N x_i \quad (\text{Ec. 3.1})$$

El error aleatorio de la media se determina mediante la desviación estándar de la media $s(\bar{x})$:

$$s(\bar{x}) = \sqrt{\frac{1}{N(N-1)} \sum_1^N (x_i - \bar{x})^2} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

El error de medida σ_x será el mayor entre el error aleatorio y el de precisión. La magnitud que se desea medir x vendrá dada por:

$$x = \bar{x} \pm \sigma_x \quad (\text{Ec. 3.3})$$

3.6 Propagación de errores.

Hay una clase de magnitudes que no se pueden obtener por medición directa y que requieren de la aplicación de la teoría de propagación de errores. El cálculo del error de una magnitud derivada a partir de los errores de las magnitudes medidas, con las cuales está relacionada a través de una determinada expresión matemática se realiza mediante la propagación de errores que consiste en determinar el error de la magnitud f que está relacionada con varias magnitudes (por ejemplo x, y, z, \dots) por medio de una función genérica. Las magnitudes x, y, z, \dots han sido medidas y se conoce sus valores medios y sus errores. La expresión que da el error de f es:

$$\sigma_f^2 = \left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)^2 \cdot \sigma_x^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial y}\right)^2 \cdot \sigma_y^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial z}\right)^2 \cdot \sigma_z^2 \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Los términos entre paréntesis son las derivadas parciales de la función f respecto a cada una de las variables.

Para el cálculo del error asociado a la determinación del coeficiente de rendimiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR) se requiere medir la productividad final instantánea del sistema y_f y la productividad de referencia instantánea y_r . La productividad final instantánea del sistema se determina a partir de la medición de la producción a la salida del inversor P_{CA} , según la fórmula:

$$y_f = \frac{P_{CA}}{P_o} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

donde P_o es la potencia pico del SFCR. La productividad de referencia instantánea de referencia se obtiene mediante la medición de la irradiancia G sobre el plano de los módulos, a través de la expresión:

$$y_r = \frac{G}{G_{STC}} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

donde G_{STC} representa la irradiancia de referencia en condiciones estándar de medida, equivalente a 1 kW/m^2 .

El coeficiente de rendimiento instantáneo η se calcula mediante la ecuación:

$$pr = \frac{y_f}{y_r} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

El error en el cálculo de pr del SFCR, σ_{pr} , se obtiene mediante la propagación de errores:

$$\sigma_{pr}^2 = \left(\frac{\partial pr}{\partial y_f}\right)^2 \cdot \sigma_{y_f}^2 + \left(\frac{\partial pr}{\partial y_r}\right)^2 \cdot \sigma_{y_r}^2 \quad (\text{Ec. 3.8})$$

σ_{y_f} : error en la determinación de y_f

σ_{y_r} : error en la determinación de y_r

Sustituyendo las derivadas parciales en la ecuación anterior, se obtiene:

$$\sigma_{pr} = \frac{1}{y_r} \sqrt{\sigma_{y_f}^2 + (pr)^2 \cdot \sigma_{y_r}^2} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Teniendo en cuenta las ecuaciones 3.5 y 3.6 se pueden obtener los valores de σ_{y_f} y de σ_{y_r} a partir de las mediciones de P_{CA} y de G . Esto es:

$$\sigma_{y_f} = \frac{\sigma_{P_{CA}}}{P_o} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

$$\sigma_{y_r} = \frac{\sigma_G}{G_{STC}} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

El error en la medición de potencia de corriente alterna, $\sigma_{P_{CA}}$, según establece la norma española UNE-EN 61724 no debe ser mayor que el 2% de la lectura, mientras que el error de medición de la irradiancia sobre el plano de los módulos, σ_G , no debe ser mayor que el 5% de la lectura. Introduciendo estos valores en las ecuaciones 3.10 y 3.11 para sustituirlos en la ecuación 3.9 se obtiene:

$$\sigma_{pr} = \frac{P_{CA} \cdot G_{STC}}{P_o \cdot G} \sqrt{0,0004 + 0,0025} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

La expresión que precede al radical depende de los valores medidos de P_{CA} y G , así como de los parámetros conocidos: potencia pico de la instalación P_o e irradiancia en condiciones estándar de medida G_{STC} . El resultado de esa expresión sería el valor del pr del SFCR calculado a partir de las mediciones. Por tanto, el error de medición del pr resulta aproximadamente igual al 5 % del valor calculado:

$$\sigma_{pr} \sim pr (0,05) \quad (\text{Ec.3.13})$$

Y el valor del coeficiente de rendimiento instantáneo de un SFCR afectado por el error de medición será:

$$pr = pr \text{ calculado} \pm 0,05 pr \text{ calculado} \quad (\text{Ec.3.14})$$

Un resultado similar se puede obtener para el cálculo del error en la medición del coeficiente de rendimiento instantáneo del arreglo fotovoltaico pr_a .

El pr_a se calcula a partir de la fórmula:

$$pr_a = \frac{y_a}{y_r} \quad (\text{Ec.3.15})$$

donde:

$$y_a = \frac{P_{dc}}{P_o} = \frac{V_{dc}}{p_o} I_{dc} \quad (\text{Ec.3.16})$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.6 y 3.16 en la ecuación 3.15, se obtiene:

$$pr_a = \frac{V_{dc} I_{dc}}{P_o} G_{STC} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

Aplicando la propagación de errores, se puede obtener el error de la medición del coeficiente de rendimiento instantáneo σ_{pra} a partir de la ecuación anterior:

$$\sigma_{pra}^2 = \left(\frac{\partial pra}{\partial V_{dc}}\right)^2 \cdot \sigma_{V_{dc}}^2 + \left(\frac{\partial pra}{\partial I_{dc}}\right)^2 \cdot \sigma_{I_{dc}}^2 + \left(\frac{\partial pra}{\partial G}\right)^2 \cdot \sigma_G^2 \quad (\text{Ec.3.18})$$

Luego de calcular las derivadas parciales de la ecuación 3.18 a partir de la ecuación 3.17 y aplicar lo establecido en la norma UNE-EN 61724 respecto a la precisión exigida en la medición de voltaje dc y corriente dc (1 % de la lectura en ambos casos) e irradiancia (5% de la lectura), se obtiene:

$$\sigma_{pra} = \frac{V_{dc} I_{dc}}{P_o} G_{STC} \sqrt{0,0001 + 0,0001 + 0,0025} \quad (\text{Ec. 3.19})$$

La expresión que precede al radical depende de los valores medidos de V_{dc} , I_{dc} y G , así como de los parámetros conocidos: potencia pico de la instalación P_o e irradiancia en condiciones estándar de medida G_{STC} . El resultado de esa expresión sería el valor del pr instantáneo del arreglo fotovoltaico, calculado a partir de las mediciones. Por tanto, el error de medición del pr_a es aproximadamente el 5 % del valor medido indirectamente:

$$\sigma_{pra} \sim pr_a (0,05) \quad (\text{Ec.3.20})$$

Y el valor del coeficiente de rendimiento instantáneo del arreglo fotovoltaico afectado por el error de medición será:

$$pr_a = pr_a \text{ calculado} \pm 0,05 pr_a \text{ calculado} \quad (\text{Ec.3.21})$$

4. Conclusiones.

La aplicación de la teoría de errores al cálculo de los coeficientes de rendimiento del sistema fotovoltaico y del generador fotovoltaico, en particular, advierte que aun cumpliéndose estrictamente con la norma UNE-EN 61724 respecto a la clase de precisión de los instrumentos de medición utilizados para su cálculo indirecto, el mínimo error cometido es del orden del 5 % del valor obtenido. Para valores actuales alrededor de 0,8 se tendría una incertidumbre en el resultado de $\pm 0,04$, lo que significa que la precisión en los reportes de este indicador están en el orden de las centésimas.

5. Bibliografía.

- [1] IEC Standard 61724: 1998. Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, data exchange and analysis. Geneva, Switzerland.
- [2] KYMAKIS, E., KALYKAKIS, S. & PAPAOGLOU, T.M. (2009). Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Conversion and Management*. Vol. 50, pp. 433-438.
- [3] MARION, B. et al. (2005). Performance parameters for grid-connected PV systems. *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1601-1606.
- [4] IEC Standard 60904-2: 2015. Photovoltaic devices-Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices.
- [5] IEC Standard 60904-6: A1:1998. Photovoltaic devices-Part 6: Requirements for reference solar modules.
- [6] IEC Standard 61829: 2015. Photovoltaic array–On-site measurement of current–voltage characteristics.
- [7] BETTS, T. et al. (2005). Consideration of error sources for outdoor performance testing of photovoltaic modules. *20th EUPVSEC*, Barcelona, España, pp. 2127-2130.