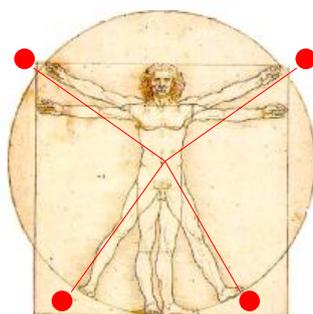


TECNOLOGÍ@ y DESARROLLO

Revista de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente

VOLUMEN XV. AÑO 2017

SEPARATA



ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS POR FALLAS.

Alfredo González Rosales Higinio F. Menéndez Milanés



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

© Del texto: Alfredo González Rosales Higinio F. Menéndez Milanés
Junio, 2017.

<http://www.uax.es/publicacion/analisis-estadistico-de-perdidas-energeticas-en-instalaciones-fotovoltaicas.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 estadístico de pérdidas energéticas en instalaciones fotovoltaicas por fallas.

Alfredo González Rosales^(a) e Higinio F. Menéndez Milanés^(b)

a) Ingeniero Industrial. Universidad Alfonso X El Sabio. E-mail: arosagon@uax.es

b) Doctor Ingeniero Industrial. Universidad Alfonso X El Sabio. E-mail: hmenemil@uax.es

RESUMEN: Se propone una metodología estadística de análisis de la variabilidad experimentada por el coeficiente de rendimiento global de una instalación fotovoltaica modular conectada a red que permite detectar, en el corto plazo, un mal funcionamiento en alguno de los componentes que la forman a fin de mejorar los tiempos de reacción ante posibles fallas de alguno de los elementos del sistema. Se comprueba la eficacia de la metodología propuesta aplicándola a cuatro días diferentes a lo largo de un año, días en que es conocido el correcto comportamiento de la instalación, y posteriormente se simula un fallo en cada caso comprobándose que se detecta dicho fallo en el sistema y además se identifica en qué parte de la instalación se produce.

PALABRAS CLAVE: Sistemas fotovoltaicos, rendimiento global, análisis de la varianza

ABSTRACT: It is proposed a statistical methodology to analyze the variability experienced by the Performance Ratio of a modular photovoltaic facility connected to the grid that allows to detect, in the short term, a malfunction in some of the modules in which the facility can be divided in order to improve the reaction time to a fail in any of the elements of the system. The effectiveness of the proposed methodology is checked by applying it to four different days over a year, days when the correct behavior of the installation is known, and afterwards a failure is simulated in each case proving that such failure is detected in the system. The test also identifies which is the part of the installation affected by the failure.

KEY-WORDS: PV systems, Performance ratio, Analysis of variance.

SUMARIO: 1. Introducción. 2. Coeficiente global de rendimiento. 3. Análisis estadístico del PR. 4. Conclusiones 5. Bibliografía.

SUMMARY: 1. Introduction. 2. Performance Ratio. 3. Statistical analysis of PR. 4. Conclusions 5. Bibliography.

1. INTRODUCCIÓN

El actual marco legislativo español de las energías renovables ha supuesto un parón en el desarrollo de las mismas en España. Desde enero de 2012 se han sucedido reales decretos y leyes que han ido desincentivando y dificultando cada vez más la inversión en energías renovables en general y en particular en instalaciones fotovoltaicas. La justificación ofrecida por el legislador se vincula siempre a la reducción del llamado *déficit de tarifa* y los sucesivos cambios normativos han supuesto duros golpes a la rentabilidad de las instalaciones que ya se habían llevado a cabo al abrigo de unas condiciones garantizadas por ley y que las hacían muy atractivas para la inversión.

Estos cambios normativos, que se inician con el RD 1/2012, de 27 de enero que suprime los incentivos económicos para nuevas instalaciones y continua a través de los reales decretos RDL 2/2013, RDL 9/2013 y la Ley 15/2013 que vienen establecer la retribución de las instalaciones productoras de energía a partir de fuentes de energía renovables en base a un criterio basado en cubrir los costes y obtener una rentabilidad razonable para una empresa *eficiente y bien gestionada* y al mismo tiempo se cargan los costes de los incentivos económicos a las renovables directamente a los presupuestos generales del estado. La Ley 24/2013 y el RD 413/2014 suponen nuevos recortes en los incentivos a la producción de energía basada en fuentes renovables.

En este escenario resulta de vital importancia para garantizar la viabilidad de las instalaciones de producción de energía basadas en fuentes renovables y, en particular, para garantizar la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, habilitar mecanismos que permitan realizar una gestión lo más eficiente posible de las mismas.

El primer paso en esa dirección pasa por dotar a estas instalaciones de sistemas de monitorización adecuados que permitan evaluar de forma continua su funcionamiento. Para llevar a cabo esto último se hace necesario habilitar técnicas que permitan aprovechar la información contenida en los datos recabados por dichos sistemas de monitorización para reducir los tiempos de reacción ante los diversos problemas que pueden surgir en este tipo de instalaciones.

Las bases para una adecuada monitorización de los sistemas fotovoltaicos se establecen en el estándar IEC 61724 [1] y que en España ha sido adoptada bajo la denominación UNE EN 61724. Los principios establecidos por la norma son de aplicación precisamente a las grandes instalaciones conectadas a red que por sus dimensiones y flujos económicos harán justificable la inversión que estos sistemas de monitorización suponen.

2. COEFICIENTE GLOBAL DE RENDIMIENTO

La norma IEC 61724 introduce como indicador del comportamiento de los sistemas fotovoltaicos el *coeficiente global de rendimiento* (Performance Ratio - PR) que se ha

convertido, de-facto, en el estándar a escala mundial para la evaluación del comportamiento de los sistemas fotovoltaicos [2]–[5].

La experiencia de los operadores de grandes instalaciones fotovoltaicas indica que un continuo seguimiento del PR resulta de gran ayuda en la óptima explotación de las instalaciones contribuyendo a la detección y subsanación rápida y eficiente de fallos [6], [7]. Valores del PR superiores a 0,8 indican un adecuado funcionamiento del sistema mientras que valores del PR bajos o por debajo de la media del sistema pueden ser indicativos de la existencia de algún problema en la instalación [8].

El PR representa la energía generada por la planta en relación a su capacidad nominal o, de otra forma, es un indicador de las pérdidas debidas al inversor, el cableado, las sombras, la temperatura del módulo, etc. [7].

El PR es un mejor indicador del comportamiento de una planta fotovoltaicas que otros indicadores como el *factor de utilización de la capacidad (CUF)* o el *factor de carga de la instalación (PLF)* ya que estos no tienen en cuenta multitud de factores como pueden ser la disponibilidad de la red, la influencia del ambiente, los fallos del sistema, el efecto de la temperatura de los módulos, etc [9].

El método seguido mayoritariamente a nivel mundial para definir el PR de una instalación fotovoltaica es el propuesto por la IEC 61724 que define el PR la relación entre la *productividad final del sistema* (Y_f) y la *productividad de referencia* (Y_r) según la expresión (EC 2.1).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (2.1)$$

La productividad final se define, a su vez, como la relación entre la energía efectivamente entregada por la planta y la potencia nominal del campo fotovoltaico según la ecuación (Ec. 2.2).

$$Y_f = \frac{\text{Final Energy Output (kWh)}}{\text{Nominal d.c. power (kW)}} \quad (2.2)$$

La productividad de referencia, por su otra parte, es la relación entre la irradiación total sobre el plano y la irradiancia fotovoltaica de referencia que en condiciones estándar que es de 1000 w/m² y, por lo tanto, su cálculo consistiría en aplicar la ecuación (Ec. 2.3).

$$Y_r = \frac{\text{Total in - plane irradiance } \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}\right)}{\text{PV reference irradiance } \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}\right)} \quad (2.3)$$

3. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL COEFICIENTE GLOBAL DE RENDIMIENTO

Los datos resultantes de la monitorización del sistema fotovoltaico se almacenan en forma de valores medios de los valores muestreados a lo largo de un período de tiempo establecido. Habitualmente tal periodo suele establecerse en 5, 10, 15, 30 o incluso 60 minutos. Posteriormente se agrupan esos datos por horas, días o semanas para llevar a cabo su análisis.

Las grandes instalaciones fotovoltaicas habitualmente pueden subdividirse en otras instalaciones más pequeñas ya que lo normal es adoptar un diseño modular. Esto permite tratar cada una de esas subplantas de forma independiente desde el punto de vista del análisis del comportamiento de las mismas, sin embargo, al compartir la misma localización geográfica y, por lo tanto, estar expuestas a las mismas condiciones climatológicas es evidente que no deberían presentar grandes variaciones en su rendimiento calculado individualmente para cada una de ellas.

Este hecho permite comparar los datos referidos a cada una de las subplantas entre sí, y determinar si existen diferencias significativas entre ellas que, de existir, podría indicar un problema de funcionamiento en alguna de ellas.

Desde un punto de vista estadístico la herramienta a utilizar para comprobar la significación estadística de la diferencia entre las medias de más de dos muestras es el *análisis de la varianza* que permite determinar si las diferencias observadas se pueden asignar o no a fluctuaciones en los datos muestreados [10]. En nuestro caso utilizaremos el análisis de la varianza de un factor conocido como ANOVA en el que la fuente de variabilidad de las muestras es debido a una única componente aleatoria, el error experimental. La aplicación de la técnica ANOVA permitirá aceptar la hipótesis nula (H_0) de que la variabilidad entre las muestras se debe al error experimental o, por el contrario, rechazarla y aceptar la hipótesis alternativa (H_1) de que existe diferencia debida al factor en estudio.

En nuestro análisis las diferentes muestras serán los valores del PR calculados a lo largo del periodo de tiempo estudiado para cada una de las subplantas en que podemos dividir la instalación en estudio. La aceptación de la hipótesis nula (H_0) implicará que las diferencias existentes entre los valores medios de los PR analizados son debidas al error de medida y/o a posibles pequeñas alteraciones de las condiciones locales mientras que el rechazo de la misma y la asunción de la hipótesis alternativa (H_1) implica la existencia de diferencias significativas que pueden obedecer a algún fallo en uno o varios de los módulos que componen la instalación

En este último caso interesa determinar cuál o cuáles de esas subplantas son las que provocan dichas diferencias significativas pues esas serán las que presenten el mal funcionamiento y sobre las que se ha actuar a fin de corregir el problema.

Para llevar a cabo esta tarea se aplicará el método de Tukey [11] para comparaciones múltiples consistente en comparar las diferencias absolutas de los diferentes pares de medias con el valor de la *diferencia honestamente significativa (HSD)* a un nivel de significación α .

$$HSD = Q_{\alpha} \cdot \sqrt{\frac{MSE}{n}} \quad (3.1)$$

La diferencia honestamente significativa se calcula con la expresión (3.1) en la que MSE es el cuadrado medio del error experimental y n es número de mediciones por muestra (suponiendo que todas las muestras tienen igual número de mediciones). Q_{α} es el multiplicador de Tukey que se obtiene de la tabla de cuantiles de la distribución de Tukey para el nivel de significación considerado en función del número de muestras y del número de mediciones por muestra. El valor de MSE se calcula como el cociente entre la suma de cuadrados dentro de los grupos y el número de grados de libertad dentro de los mismos.

Tabla 3.1 – Distribución de potencia instalada en cada centro de transformación.

Centro de transformación	Potencia (kW _p)	Centro de transformación	Potencia (kW _p)
CT01	576,0	CT09	604,8
CT02	614,4	CT10	662,4
CT03	652,8	CT11	608,2
CT04	601,6	CT12	609,6
CT05	547,2	CT13	634,0
CT06	576,0	CT15	604,8
CT07	640,0	CT15	630,6
CT08	836,5	CT16	628,7

Se aplica el procedimiento descrito a los datos de monitorización de una instalación fotovoltaica de 10MW emplazada en la provincia de Córdoba que se puede dividir en dieciséis centros de transformación con las potencias pico mostradas en la tabla 3.1 en cada caso.

Los datos procedentes del equipo de monitorización para el año 2015 se presentan como medias cada diez minutos de los valores de producción de energía en cada uno de los dieciséis centros de transformación, de los valores de irradiancia medida por tres piranómetros diferentes situados en el plano de los módulos y de los valores de

temperatura de los módulos medidos por tres termómetros diferentes. Fue necesario filtrar las horas con producción cero (horas nocturnas) que, evidentemente, no resultan de interés para el análisis.

Tabla 3.2 – Resultado de ANOVA para las ocho horas centrales del día 16/01/2015

Análisis de varianza de un factor						
Resumen						
<i>Grupos</i>	<i>Cuenta</i>	<i>Suma</i>	<i>Promedio</i>	<i>Varianza</i>	<i>Significación</i>	<i>0,05</i>
CT01	48	34,12	0,7109	0,0278		
CT02	48	36,35	0,7572	0,0263		
CT03	48	35,81	0,7459	0,0290		
CT04	48	34,70	0,7229	0,0280		
CT05	48	35,96	0,7491	0,0389		
CT06	48	36,42	0,7587	0,0342		
CT07	48	36,42	0,7588	0,0254		
CT08	48	35,87	0,7472	0,0234		
CT09	48	36,57	0,7619	0,0310		
CT10	48	35,27	0,7348	0,0317		
CT11	48	34,19	0,7123	0,0334		
CT12	48	35,38	0,7371	0,0308		
CT13	48	37,01	0,7710	0,0290		
CT14	48	37,65	0,7844	0,0318		
CT15	48	36,95	0,7698	0,0281		
CT16	48	36,32	0,7567	0,0361		

Análisis de la varianza						
<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Entre grupos	0,31	15	0,0208	0,6851	0,800783382	1,6797
Dentro de los grupos	22,79	752	0,0303			
Total	23,10	767				

A fin de evitar las medidas poco precisas de irradiancia en los primeros y últimos minutos del día se seleccionó para el análisis únicamente las ocho centrales del día en relación a la hora del mediodía solar, para lo que fue necesario determinar el mediodía solar de los días para los que se llevó a cabo el análisis a fin de filtrar convenientemente los datos.

Los datos resultantes se inspeccionaron en busca de errores de medida de los sensores y se eliminaron aquellos que eran claramente erróneos debidos a bloqueos de los sensores que dan lugar a valores fuera del rango de valores normales de las variables.

Se han escogido cuatro días del año, uno por trimestre y suficientemente espaciados entre sí para que sean representativos de la anualidad, en que se conoce que el sistema funcionó correctamente y se aplica la técnica ANOVA sobre los datos de los PR

calculados a partir de los valores de irradiancia y energía entregada por cada uno de los centros de transformación obteniéndose los resultados mostrados en las tablas de 3.2 a 3.5.

Tabla 3.3 - Resultado de ANOVA para las ocho horas centrales del día 05/05/2015

Análisis de varianza de un factor						
Resumen						
<i>Grupos</i>	<i>Cuenta</i>	<i>Suma</i>	<i>Promedio</i>	<i>Varianza</i>	<i>Significación</i>	<i>0,05</i>
CT01	48	34,70	0,7228	0,0224		
CT02	48	36,83	0,7672	0,0184		
CT03	48	36,03	0,7505	0,0188		
CT04	48	35,63	0,7424	0,0155		
CT05	48	36,17	0,7535	0,0188		
CT06	48	37,17	0,7743	0,0191		
CT07	48	35,83	0,7465	0,0189		
CT08	48	35,04	0,7300	0,0249		
CT09	48	36,93	0,7694	0,0249		
CT10	48	35,98	0,7496	0,0223		
CT11	48	35,43	0,7382	0,0156		
CT12	48	35,63	0,7423	0,0176		
CT13	48	36,97	0,7702	0,0219		
CT14	48	37,13	0,7735	0,0204		
CT15	48	37,01	0,7711	0,0152		
CT16	48	38,98	0,8122	0,0151		

Análisis de la varianza						
<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Entre grupos	0,34	15	0,0229	1,1812	0,280744739	1,6797
Dentro de los grupos	14,56	752	0,0194			
Total	14,90	767				

Como puede observarse en la tabla 3.2 el valor del estadístico F es menor que el valor crítico del mismo por lo que se acepta la hipótesis nula (H_0) y, por lo tanto, no se observan diferencias significativas entre las medias de los PR de los distintos centros de transformación.

Lo mismo ocurre con los otros tres días seleccionados; el 05/05/2015, el 11/08/2015 y el 21/11/2015. En los tres casos la técnica ANOVA da como resultado que no hay diferencias significativas y se confirma el correcto funcionamiento del sistema esos días.

Tabla 3.4 - Resultado de ANOVA para las ocho horas centrales del día 11/08/2015

Análisis de varianza de un factor						
Análisis de la varianza						
<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Entre grupos	0,12	15	0,0082	1,5884	0,071140036	1,6797
Dentro de los grupos	3,89	752	0,0052			
Total	4,01	767				

Tabla 3.5 - Resultado de ANOVA para las ocho horas centrales del día 21/11/2015.

Análisis de varianza de un factor						
Análisis de la varianza						
<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Entre grupos	0,39	15	0,0260	1,0703	0,380601515	1,6797
Dentro de los grupos	18,25	752	0,0243			
Total	18,64	767				

Si ahora simulamos una falla en alguno de los centros de transformación, por ejemplo, la desconexión de algunas de las ramas o el fallo de alguno de los inversores que lo componen, al aplicar ANOVA obtendremos que el valor del estadístico F es mayor que el valor crítico del mismo para la significación considerada y, en consecuencia, se ha de aceptar la hipótesis alternativa (H_1) de que existen diferencias significativas entre los valores medios de los PR de los distintos centros de transformación. En las tablas 3.6 a 3.9 se muestran los resultados de ANOVA para los mismos cuatro días considerados antes, pero simulando un fallo en alguno de los inversores de alguno de los centros de transformación.

Dados los resultados de la tabla 3.6 se admite que existen diferencias entre los dieciséis centros de transformación y, en consecuencia, se procede a aplicar el método de Tukey de comparaciones múltiples para comprobar que se puede identificar el centro de transformación con problemas, lo que se hace evidente a vista de la tabla 3.10.

Tabla 3.6 - Resultado de ANOVA para las ocho horas centrales del día 16/01/2015 simulando un fallo de uno de los inversores del CT04.

16/01/2015: Análisis de varianza de un factor

Análisis de la varianza

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	1,44	15	0,0957	3,2161	3,47267E-05	1,6797
Dentro de los grupos	22,37	752	0,0298			
Total	23,81	767				

Tabla 3.7 - Resultado de ANOVA para las ocho horas centrales del día 05/05/2015 simulando un fallo de uno de los inversores del CT07.

05/05/2015: Análisis de varianza de un factor

Análisis de la varianza

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	1,24	15	0,0825	4,3442	7,54799E-08	1,6797
Dentro de los grupos	14,28	752	0,0190			
Total	15,52	767				

Tabla 3.8 - Resultado de ANOVA para las ocho horas centrales del día 11/08/2015 simulando un fallo de uno de los inversores del CT12.

11/08/2015: Análisis de varianza de un factor

Análisis de la varianza

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	1,02	15	0,0683	13,3869	3,02259E-30	1,6797
Dentro de los grupos	3,84	752	0,0051			
Total	4,86	767				

Tabla 3.9 - Resultado de ANOVA para las ocho horas centrales del día 21/11/2015 simulando un fallo de uno de los inversores del CT09

21/11/2015: Análisis de varianza de un factor						
Análisis de la varianza						
Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	1,87	15	0,1244	5,2319	5,02664E-10	1,6797
Dentro de los grupos	17,88	752	0,0238			
Total	19,74	767				

Como puede verse en la tabla 3.10 los valores de las diferencias de las medias en el caso del CT04 resultan muy superiores a las del resto de centros de transformación y en la mayoría de los casos superiores al valor crítico HSD, por lo que se concluye que ese es el centro de transformación que presenta problemas.

Tabla 3.10 – Aplicación del método de Tukey para el día 16/01/2015 habiéndose simulado el fallo de uno de los inversores del CT04.

Tukey																
CT01	CT01															
CT02	0,05	CT02														
CT03	0,04	0,01	CT03													
CT04	0,12	0,17	0,16	CT04												
CT05	0,04	0,01	0,00	0,16	CT05											
CT06	0,05	0,00	0,01	0,17	0,01	CT06										
CT07	0,05	0,00	0,01	0,17	0,01	0,00	CT07									
CT08	0,04	0,01	0,00	0,16	0,00	0,01	0,01	CT08								
CT09	0,05	0,00	0,02	0,17	0,01	0,00	0,00	0,01	CT09							
CT10	0,02	0,02	0,01	0,14	0,01	0,02	0,02	0,01	0,03	CT10						
CT11	0,00	0,04	0,03	0,12	0,04	0,05	0,05	0,03	0,05	0,02	CT11					
CT12	0,03	0,02	0,01	0,15	0,01	0,02	0,02	0,01	0,02	0,00	0,02	CT12				
CT13	0,06	0,01	0,03	0,18	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,04	0,06	0,03	CT13			
CT14	0,07	0,03	0,04	0,19	0,04	0,03	0,03	0,04	0,02	0,05	0,07	0,05	0,01	CT14		
CT15	0,06	0,01	0,02	0,18	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,04	0,06	0,03	0,00	0,01	CT15	
CT16	0,05	0,00	0,01	0,17	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04	0,02	0,01	0,03	0,01	CT16

$Q_{\alpha} = 4,85$

MSE= 0,030

HSD= 0,121

Tabla 3.11 - Aplicación del método de Tukey para el día 05/05/2015 habiéndose simulado el fallo de uno de los inversores del CT07.

Tukey																
CT01	CT01															
CT02	0,04	CT02														
CT03	0,03	0,02	CT03													
CT04	0,02	0,02	0,01	CT04												
CT05	0,03	0,01	0,00	0,01	CT05											
CT06	0,05	0,01	0,02	0,03	0,02	CT06										
CT07	0,11	0,15	0,13	0,13	0,14	0,16	CT07									
CT08	0,01	0,04	0,02	0,01	0,02	0,04	0,11	CT08								
CT09	0,05	0,00	0,02	0,03	0,02	0,00	0,15	0,04	CT09							
CT10	0,03	0,02	0,00	0,01	0,00	0,02	0,13	0,02	0,02	CT10						
CT11	0,02	0,03	0,01	0,00	0,02	0,04	0,12	0,01	0,03	0,01	CT11					
CT12	0,02	0,02	0,01	0,00	0,01	0,03	0,13	0,01	0,03	0,01	0,00	CT12				
CT13	0,05	0,00	0,02	0,03	0,02	0,00	0,15	0,04	0,00	0,02	0,03	0,03	CT13			
CT14	0,05	0,01	0,02	0,03	0,02	0,00	0,16	0,04	0,00	0,02	0,04	0,03	0,00	CT14		
CT15	0,05	0,00	0,02	0,03	0,02	0,00	0,15	0,04	0,00	0,02	0,03	0,03	0,00	0,00	CT15	
CT16	0,09	0,04	0,06	0,07	0,06	0,04	0,20	0,08	0,04	0,06	0,07	0,07	0,04	0,04	0,04	CT16

$Q_{\alpha} = 4,85$
MSE= 0,019
HSD= 0,096

Tabla 3.12 - Aplicación del método de Tukey para el día 11/08/2015 habiéndose simulado el fallo de uno de los inversores del CT12.

Tukey																
CT01	CT01															
CT02	0,03	CT02														
CT03	0,02	0,01	CT03													
CT04	0,01	0,02	0,01	CT04												
CT05	0,02	0,01	0,00	0,01	CT05											
CT06	0,02	0,01	0,00	0,01	0,00	CT06										
CT07	0,00	0,03	0,02	0,01	0,02	0,02	CT07									
CT08	0,01	0,03	0,01	0,01	0,02	0,02	0,00	CT08								
CT09	0,04	0,01	0,02	0,03	0,02	0,02	0,04	0,04	CT09							
CT10	0,02	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	CT10						
CT11	0,00	0,03	0,02	0,01	0,02	0,02	0,00	0,00	0,04	0,02	CT11					
CT12	0,12	0,15	0,14	0,13	0,14	0,14	0,13	0,13	0,17	0,14	0,12	CT12				
CT13	0,03	0,00	0,01	0,02	0,01	0,01	0,03	0,03	0,01	0,01	0,03	0,15	CT13			
CT14	0,03	0,00	0,01	0,02	0,01	0,01	0,03	0,03	0,01	0,01	0,03	0,15	0,00	CT14		
CT15	0,03	0,00	0,01	0,02	0,01	0,01	0,03	0,03	0,01	0,01	0,03	0,16	0,00	0,00	CT15	
CT16	0,02	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,02	0,01	0,02	0,00	0,02	0,14	0,01	0,01	0,01	CT16

$Q_{\alpha} = 4,85$
MSE= 0,005
HSD= 0,050

Tabla 3.12 - Aplicación del método de Tukey para el día 21/11/2015 habiéndose simulado el fallo de uno de los inversores del CT09.

Tukey																
CT01	CT01															
CT02	0,03	CT02														
CT03	0,02	0,05	CT03													
CT04	0,03	0,06	0,02	CT04												
CT05	0,02	0,05	0,00	0,01	CT05											
CT06	0,03	0,05	0,01	0,01	0,00	CT06										
CT07	0,04	0,07	0,03	0,01	0,02	0,02	CT07									
CT08	0,04	0,07	0,02	0,00	0,02	0,01	0,00	CT08								
CT09	0,21	0,24	0,19	0,18	0,19	0,18	0,17	0,17	CT09							
CT10	0,01	0,04	0,00	0,02	0,01	0,01	0,03	0,03	0,20	CT10						
CT11	0,02	0,05	0,01	0,01	0,00	0,00	0,02	0,01	0,19	0,01	CT11					
CT12	0,04	0,07	0,02	0,00	0,02	0,01	0,00	0,00	0,17	0,03	0,01	CT12				
CT13	0,01	0,04	0,01	0,02	0,01	0,02	0,03	0,03	0,20	0,00	0,01	0,03	CT13			
CT14	0,01	0,02	0,02	0,04	0,03	0,03	0,05	0,04	0,21	0,02	0,03	0,04	0,02	CT14		
CT15	0,02	0,05	0,01	0,01	0,00	0,00	0,02	0,01	0,18	0,01	0,00	0,01	0,01	0,03	CT15	
CT16	0,03	0,06	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,18	0,02	0,00	0,01	0,02	0,03	0,00	CT16

$Q_{\alpha} =$	4,85
MSE=	0,024
HSD=	0,108

El proceso se repite para los otros tres días estudiados, el cinco de mayo con el fallo simulado en un inversor del centro de transformación CT07, el once de agosto con el fallo simulado en un inversor del centro de transformación CT12 y el veintiuno de noviembre con el fallo simulado en un inversor del centro de transformación CT09. En todos los casos la aplicación de la técnica ANOVA dio como resultado la asunción de la hipótesis alternativa y, en consecuencia, se aplicó Tukey (tablas 3.11 a 3.12) para identificar el centro de transformación con problemas. En los tres casos, al igual que había sucedido en el primero, el centro de transformación con fallo se identificó sin problemas.

4. CONCLUSIONES

De lo expuesto hasta aquí se concluye que la aplicación combinada de la técnica ANOVA y el método de Tukey permite detectar disminuciones en la producción de energía de una instalación fotovoltaica compleja.

El procedimiento propuesto permite resumir la información contenida en los datos facilitados por el sistema de monitorización en una tabla sencilla de interpretar, de forma que la identificación de un fallo en alguno de los componentes de la instalación se detecta de forma inmediata.

La aplicación de la metodología propuesta facilita, por lo tanto, el seguimiento del comportamiento de una instalación fotovoltaica ayudando a la rápida detección y solución de un fallo en uno de sus componentes

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] “IEC 61724:1998. Photovoltaic system performance monitoring — Guidelines for measurement, data exchange and analysis.” British Standard, 1998.
- [2] D. D. Milosavljević, T. M. Pavlović, and D. S. Piršl, “Performance analysis of A grid-connected solar PV plant in Niš, republic of Serbia,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, pp. 423–435, 2015.
- [3] J. Leloux, L. Narvarte, and D. Trebosc, “Review of the performance of residential PV systems in France,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 2, pp. 1369–1376, 2012.
- [4] J. Leloux, L. Narvarte, and D. Trebosc, “Review of the performance of residential PV systems in Belgium,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 1, pp. 178–184, 2012.
- [5] M. Z. Hussin, A. M. Omar, Z. M. Zain, and S. Shaari, “Performance of Grid - Connected Photovoltaic System in Equatorial Rainforest Fully Humid Climate of Malaysia,” *Int. J. Appl. Power Eng. (IJAPE)*, vol. 2, no. 3, pp. 105–114, 2013.
- [6] H. Haeberlin and C. Beutler, “Normalized Representation of Energy and Power for Analysis of Performance and On-line Error Detection in PV-Systems,” in *13th EU PV Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, 1995.
- [7] T. Dierauf, A. Growitz, S. Kurtz, J. L. Becerra, E. Riley, and C. Hansen, “NREL/TP-5200-57991: Weather-Corrected Performance Ratio,” Colorado, 2013.
- [8] B. Marion *et al.*, “NREL/CP-520-37358: Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems,” in *31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition*, 2005.
- [9] M. Nampootheri and S. Dürr, “CUF vs PR, what is the difference?,” in *CHROSIS, Intersolar Presentation*, 2013.
- [10] S. Murray and S. Larry, “Analysis of Variance,” in *Theory and Problems of Statistics*, 4 th., London: McGraw-Hill, 2008, pp. 403–445.
- [11] A. J. Klockars and G. Sax, *Multiple comparisons*. Beverly Hills: SAGE, 1986.