

SOBRE EL NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN SERIE PARA APLICACIONES DE RIEGO

**Almeida R. H.* **, Rodríguez García L.* , Narvarte L.* , Carrêlo I. B.* , Martínez-
Moreno F.* , Carrasco L. M.***

* Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Carretera de Valencia,
Km. 7, 28031 Madrid, España, rita.hogan@ies.upm.es

** Instituto Dom Luiz, Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, Campo Grande
Edifício C1, Piso 1, 1749-016 Lisboa, Portugal

RESUMEN

En sistemas de riego fotovoltaico la tensión mínima en el bus de continua del variador de frecuencia (VF) es impuesta por la tensión necesaria a la entrada de la moto-bomba. Así, siempre que esta tensión es más grande que la tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico parte de la energía que este podría entregar no se utiliza. El objetivo de este trabajo es estudiar estas pérdidas para 20, 21 y 22 módulos en serie (para módulos de 60 células en serie). Se puede concluir que si no hay caídas de tensión entre el VF y la moto-bomba las pérdidas son depreciables. Sin embargo, el aumento de estas pérdidas lleva a un incremento del porcentaje de pérdidas en energía fotovoltaica. Además, se verifica un aumento de las pérdidas con el incremento de la temperatura de célula.

PALABRAS CLAVE: Irrigación FV, Módulos FV en Serie, Pérdidas Energía FV

ABSTRACT

In photovoltaic irrigation systems, the minimum DC bus voltage of the frequency converter (FC) is imposed by the voltage required at the motor-pump input. Thus, whenever this voltage is higher than that of the maximum power point of the PV generator, part of the energy that the PV can produce is wasted. The objective of this work is to study these losses for 20, 21 and 22 modules in series (for PV modules with 60 cells in series). It can be concluded that if there are no voltage drop between the FC and the motor-pump the losses are depreciable. However, the increase in these losses leads to an increase in the percentage of PV energy losses. In addition, the higher the cell temperature, the higher these losses.

KEYWORDS: PV Irrigation, PV Modules in Series, PV Energy Losses

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de riego fotovoltaico de alta potencia han sido introducidos en el mercado en los últimos años (Almeida et al, 2017a; Almeida et al, 2017b; Carrêlo et al, 2017a; Carrêlo et al, 2017b) como consecuencia de la eliminación de barreras tanto técnicas como económicas (EIP-Water, 2012).

El análisis de varios sistemas de riego fotovoltaico (SRFV), muestra que la tensión mínima en el bus de continua del variador de frecuencia (VF) viene impuesta por la tensión necesaria a la entrada de la moto-bomba. Si la tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico es menor, parte de la potencia que podría producir el generador queda desaprovechada. Esto sucede cuando la temperatura del módulo fotovoltaico es alta, que es precisamente durante la época de riego y, en consecuencia, puede afectar a los SRFV.

Una posible solución sería considerar el aumento del número de módulos en serie del generador fotovoltaico, que redundaría en un aumento de la tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico (FV). De este modo se conseguiría que el variador de frecuencia siempre pudiera proveer la tensión que requiere la moto-bomba.

El objetivo de este trabajo es estudiar y analizar las pérdidas que se producen en los SRFV con su configuración actual cuando su tensión de salida viene impuesta por la moto-bomba. Comenzaremos evaluando las pérdidas de un generador fotovoltaico habitual de 20 módulos FV en serie (de 60 células en serie) y, posteriormente, se analizarán los resultados para 21 y 22 módulos en serie. Debe tenerse en cuenta que, en algunos momentos, se está generando una tensión mayor que la máxima que permite el variador a su entrada. Para evitar esas sobretensiones, presentaremos el diseño de soluciones que eviten que el variador de frecuencia pueda ser dañado.

Para analizar estas pérdidas, utilizamos como caso base un sistema FV aislado de 360 kWp instalado en Villena, Alicante, España (Carrêlo et al, 2017a) y el mismo sistema en Marrakech, Marruecos, con el objeto de analizar el problema a distintas temperaturas.

Con el soporte de SISIFO - un programa de simulación de sistemas fotovoltaicos online desarrollado por el Instituto de Energía Solar de la UPM (IES-UPM, 2018) - y con el desarrollo de nuevas funcionalidades, se ha simulado el funcionamiento de este sistema teniendo en consideración 3 tensiones distintas necesarias a la salida del VF: 400, 415 y 430 V.

LIMITACIÓN DEL NÚMERO DE MÓDULOS EN SERIE Y SU IMPACTO EN EL DESEMPEÑO DE UM SISTEMA DE RIEGO FV

Para empezar hay que contestar a dos preguntas:

- ¿Por qué no es posible instalar más de un cierto número de módulos FV en serie?
- ¿Cómo esta limitación influye en la producción FV?

La respuesta a la primera pregunta es sencilla: la mayoría de los VF disponibles en el mercado admiten como tensión máxima a su entrada de 800 V. Por otro lado, la tensión de circuito abierto de un módulo FV en condiciones estándar de medida (CEM), V_{oc}^* , es aproximadamente 36V para módulos con 60 células. Esta tensión varía con la temperatura de célula, T_c , de acuerdo con la Ec. (1)., donde T_c^* es la temperatura de célula en CEM (25°C), β es el coeficiente de variación de la tensión con la temperatura de célula y V_{OC} es la tensión de circuito abierto a una cierta temperatura de célula.

$$V_{OC} = V_{OC}^*[1 + \beta(T_C - T_C^*)] \quad \text{Ec. (1)}$$

Si consideramos una temperatura mínima de $T_C^* = -10^\circ\text{C}$ y $\beta = -0.31\%/^\circ\text{C}$, $V_{OC} = 39.906\text{V}$, lo que lleva a un número máximo de módulos en serie de 20. Si colocamos más módulos en serie puede ocurrir que, en algunos momentos del año, la V_{OC} sea mayor que 800 V. Con respecto a la segunda cuestión, la mayoría de las bombas utilizadas en SRFV son trifásicas de tensión nominal 400 V_{AC}. La Ec. (2) relaciona esta tensión AC (V_{AC_BOMBA}) con la tensión en el bus de continua del VF ($V_{DC_BUS_BOMBA}$).

$$\sqrt{\frac{V_{AC_BOMBA}^2}{3}} = V_{DC_BUS_BOMBA} \quad \text{Ec.(2)}$$

Si el SRFV incluye largas distancias de cables entre el VF y la bomba y/o existen filtros a la salida del VF, las caídas de tensión asociadas deben de ser compensadas para garantizar que a la bomba siempre llegan los 400 V. Así, tres V_{AC_BOMBA} son consideradas en este estudio (400, 415 y 430 V) y las respectivas $V_{DC_BUS_BOMBA}$ se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. V_{AC_BOMBA} y respectiva $V_{DC_BUS_BOMBA}$.

V_{AC_BOMBA} (V)	$V_{DC_BUS_BOMBA}$ (V)
400	540.7
415	560.9
430	581.2

Entonces, si la tensión en el punto de máxima potencia del generador FV (V_{mmp}) es mayor que los valores de $V_{DC_BUS_BOMBA}$ de la Tabla 1, el sistema es capaz de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia. Pero si $V_{DC_BUS_BOMBA} > V_{mmp}$, la tensión en el bus DC no será la correspondiente a la de máxima potencia y el sistema estará perdiendo alguna de la potencia FV disponible (ver Fig. 1). El cálculo de estas pérdidas es el objeto de estudio de este trabajo.

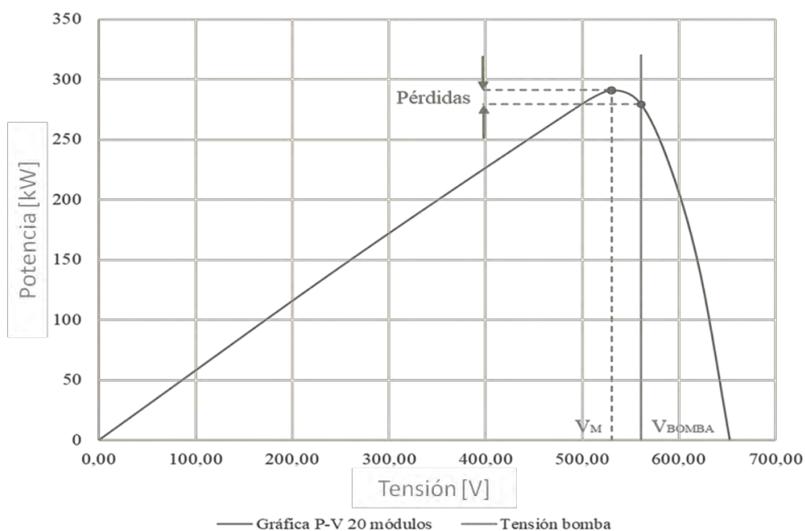


Fig. 1. Curva P-V para 20 módulos en serie, tensión de la bomba y pérdidas asociadas.

CASO DE ESTUDIO: BOMBEO FV AISLADO CONTRA Balsa EN VILLENA (ESPAÑA) Y MARRAKECH (MARRUECOS)

El cálculo de las pérdidas asociado a la tensión mínima de trabajo impuesta por la bomba es calculado para un sistema fotovoltaico aislado de 360 kWp para riego contra balsa, ubicado en Villena, Alicante (España). Este sistema incluye 72 ramas de 20 módulos en serie en un seguidor de eje horizontal Norte-Sur. El generador FV alimenta un VF de 355 kW, que a su vez alimenta una moto-bomba de 250 kW (Carrêlo et al, 2017a). La Figura 2 incluye una representación simplificada del sistema. Se puede referir que el sistema original incluye un filtro a la salida del VF que implica que es necesaria una de 430 V.

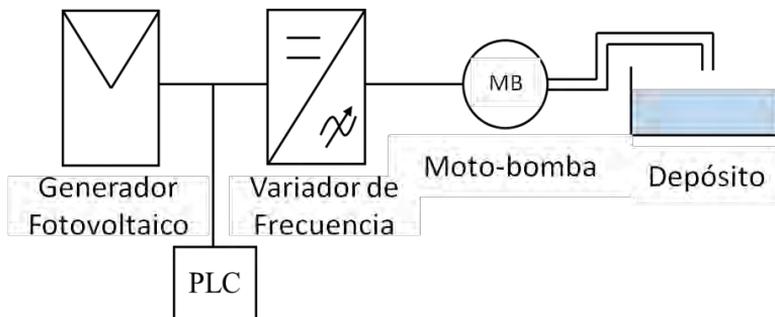


Fig 2. Principales componentes del SRFV.

Con el objetivo de analizar el efecto de la temperatura, en un ejercicio de simulación, se ha trasladado el sistema de Villena a Marrakech, Marruecos.

RESULTADOS

La Tabla 2 incluye los resultados de las pérdidas en energía FV para el caso de Villena para las tres tensiones consideradas.

Tabla 2. Pérdidas en energía FV para las 3 tensiones en estudio en Villena.

Numero de módulos FV en serie		Pérdidas en energía FV [%]		
		20	21	22
$V_{AC\ BOMBA}\ (V)$	$V_{DC\ BUS\ BOMBA}\ (V)$			
400	540.7	0.00	0.00	0.00
415	560.9	0.59	0.00	0.00
430	581.2	2.88	0.17	0.00

Como se puede verificar para una $V_{AC\ BOMBA}$ de 400 V no hay pérdidas y para 415 V son muy bajas. En el caso de los 430 V las pérdidas son ya muy pequeñas con 21 módulos y nulas con 22.

En el caso de Marruecos, con temperaturas más altas, las pérdidas son más grandes (Tabla 3). Aún así, para 400 V siguen siendo despreciables. Para 415 V son ya inferiores al 0.10% para 21 módulos y nulas para 22. En el caso de los 430 V habría que llegar a los 22 módulos en serie para eliminar las pérdidas.

Tabla 3. Pérdidas en energía FV para las 3 tensiones en estudio en Marrakech.

Numero de módulos FV en serie		Pérdidas en energía FV [%]		
		20	21	22
$V_{AC\ BOMBA}\ (V)$	$V_{DC\ BUS\ BOMBA}\ (V)$			
400	540.7	0.29	0.00	0.00
415	560.9	2.15	0.08	0.00
430	581.2	6.21	1.27	0.00

Como en algunos momentos a lo largo del año la tensión a la entrada del VF puede sobrepasar los 800 V (en las mañanas de los días fríos) una posible solución complementaria a la adición de uno (o dos) módulos en serie al SRFV sería la incorporación de un interruptor y una carga adicional que evitarían que, en todo o momento, el generador FV entregue más de 800 V a la entrada del VF. Esto se ejemplifica en la Figura 3.

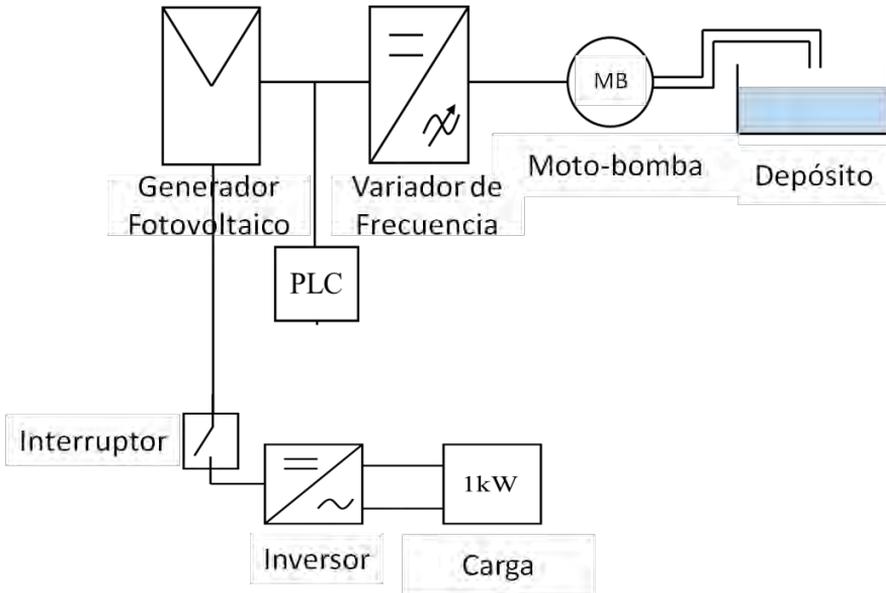


Fig 3. Principales componentes del SRFV modificado.

CONCLUSIONES

La tensión mínima en el bus de continua del VF viene impuesta por la tensión necesaria a la entrada de la moto-bomba. Si la tensión del punto de máxima potencia del generador FV es menor que esta, parte de la potencia que podría producir el generador FV no se utiliza. Estas pérdidas son tanto más grandes cuando más alta es la temperatura del módulo FV. En consecuencia, las pérdidas verificadas en el sistema bajo estudio son más grandes en Marrakech que en Villena.

También se puede comprobar que, si no hay caídas de tensión entre el VF y la bomba, las pérdidas son nulas en Villena y despreciables en Marrakech. A medida que se incrementan estas caídas de tensión (consecuencia, por ejemplo, de la necesidad de incorporación de un filtro) se incrementa también el porcentaje de pérdidas.

Una posible solución para la disminución de estas pérdidas sería añadir más módulos en serie. Esto se puede hacer si, a la vez, se introduce en el sistema un componente adicional para evitar que, en todo momento, el generador FV entregue más de 800 V, lo que podría dañar el VF.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido posible gracias a la financiación del programa Horizon 2020 de la Unión Europea en el proyecto *Market uptake of an innovative irrigation Solution based on LOW WATER-Energy consumption* (MASLOWATEN), acuerdo de concesión número 640771, así como al apoyo financiero del Programa MIT-Portugal en Sistemas de Energía

Sostenibles y la Fundación para la Ciencia y la Tecnología (FCT), beca PD/BD/105851/2014 y proyecto IDL UID/GEO/50019/2013.

REFERENCIAS

Almeida R. H., Carrêlo I. B., Carrasco L. M., Martínez-Moreno F. and Narvarte L. (2017a) Large-scale hybrid PV-Grid irrigation system. *Proceedings of the 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands.

Almeida R. H., Carrêlo I. B., Martínez-Moreno F., Carrasco L. M. and Narvarte L. (2017b) A 140 kW hybrid PV-Diesel Pumping system for constant-pressure irrigation. *Proceedings of the 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands.

Carrêlo I. B., Almeida R. H., Carrasco L. M., Martínez-Moreno F. and Narvarte L. (2017a) A 360 kWp PV irrigation system to a water pool in Spain. *Proceedings of the 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands.

Carrêlo I. B., Almeida R. H., Martínez-Moreno F., Carrasco L. M. and Narvarte L. (2017b) A 160 kWp constant pressure PV Irrigation system in Spain. *Proceedings of the 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands.

EIP-Water (2012). European Innovation Partnership Water - Strategic Implementation Plan. Brussels.

IES-UPM (2018). Simulación de Sistemas Fotovoltaicos (SISIFO), disponible en <http://sisifo.info/>