

TRABAJO
FIN DE MÁSTER

Curso 2011-2012

**OPTIMIZACIÓN DEL ÍNDICE
DE PRODUCCIÓN FINAL (Y_f) DE UNA
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA,
PARA UN INVERSOR Y
EMPLAZAMIENTO DADOS**

AUTOR:

Dña. Elena Lázaro Campo

DIRECTOR:

D. Ángel A. Bayod Rújula

Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética

Programa Oficial de Posgrado:
Ingeniería Eléctrica y Energética



Septiembre 2012

*A mis padres y a Jesús, por su paciencia
y apoyo durante todos estos años.*

*Sin vuestro cariño, nunca habría
podido llegar a ser lo que soy.*

RESUMEN

La elección del inversor adecuado y la configuración óptima del número de módulos fotovoltaicos en serie y paralelo, constituyen dos de los puntos clave en el diseño de una instalación solar fotovoltaica.

El inversor es uno de los elementos más importantes de la instalación. En la conversión DC/AC que realiza, se producen gran parte de las pérdidas del proceso de generación, transformación y evacuación de la energía a la red eléctrica del conjunto de la instalación. No obstante, hoy en día, en la elección del inversor más adecuado, apenas se tienen en cuenta ciertos factores, como su eficiencia máxima o su rendimiento europeo. Sin embargo, estos valores no reflejan la realidad que cada instalación posee en particular. El rendimiento europeo utiliza apenas seis factores de ponderación, asignando a su vez la mayor parte de ellos a bajas potencias. La utilización de un número más elevado de factores de ponderación y una distribución equidistante de ellos a lo largo de todo el rango de potencias, conlleva a la consecución de resultados mucho más fiables y precisos.

Por otro lado, la eficiencia total de un inversor varía según el punto de funcionamiento en el que trabaja, repercutiendo en la eficiencia global del sistema. Así, dependiendo de la potencia nominal y del valor de la tensión de trabajo, se obtiene una determinada eficiencia. Como el valor de tensión a la entrada del inversor no es constante (debido a la influencia de la temperatura en los módulos fotovoltaicos) y la potencia depende, a su vez, de los valores de radiación (que tampoco son constantes), la eficiencia del inversor varía constantemente. De este modo, la configuración en serie y paralelo de los módulos del sistema generador, resulta un factor muy importante en el rendimiento de la instalación. También, influye en la obtención de un buen índice de producción final (Y_f), que depende tanto de la energía neta vertida a red, como de la potencia pico del sistema generador fotovoltaico.

Así, en la elección del inversor adecuado, se deben valorar todos estos factores, para poder conseguir un diseño óptimo, que permita al inversor seleccionado trabajar en las zonas de máxima eficiencia y, en consecuencia, mejorar el rendimiento final del conjunto de la instalación.

Por todo ello, la consideración de diferentes variables y métodos de cálculo del rendimiento en la elección del inversor, puede llegar a aumentar la eficiencia global de la instalación. Para ello, es necesario que los fabricantes de inversores faciliten toda la información sobre el comportamiento de los productos que comercializan, especialmente la que al rendimiento de los mismos se refiere y que se adopten métodos de cálculo mucho más fiables, que se ajusten a la realidad de cada instalación.

ÍNDICE

<u>1.</u>	<u>INTRODUCCIÓN</u>	<u>1</u>
<u>2</u>	<u>ESTADO DEL ARTE DE LOS INVERSORES DE SFCR</u>	<u>3</u>
<u>3</u>	<u>CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE CONVERSIÓN ELÉCTRICA DEL INVERSOR FOTOVOLTAICO</u>	<u>5</u>
<u>3.1</u>	<u>DEFINICIÓN Y CURVAS CARACTERÍSTICAS</u>	<u>5</u>
<u>3.2</u>	<u>REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE DEL CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE CONVERSIÓN ELÉCTRICA</u>	<u>6</u>
3.2.1	CÁLCULO DE LA CURVA DE EFICIENCIA: MÉTODO 1	7
3.2.2	CÁLCULO DE LA CURVA DE EFICIENCIA: MÉTODO 2	10
<u>3.3</u>	<u>RENDIMIENTO GLOBAL Y COMPARACIÓN DE MÉTODOS</u>	<u>12</u>
<u>4</u>	<u>DEPENDENCIA DE LA EFICIENCIA DE CONVERSIÓN ELÉCTRICA CON LA TENSIÓN DE ENTRADA</u>	<u>13</u>
<u>5</u>	<u>COMPARACIÓN DE RENDIMIENTOS</u>	<u>15</u>
<u>5.1</u>	<u>RENDIMIENTO EUROPEO Y RENDIMIENTO CALIFORNIANO</u>	<u>15</u>
<u>5.2</u>	<u>RENDIMIENTO ENERGÉTICO</u>	<u>16</u>
<u>5.3</u>	<u>MÉTODO DE CÁLCULO DEL RENDIMIENTO POR MEDIO DE FACTORES DE PONDERACIÓN ENERGÉTICOS</u>	<u>16</u>
<u>6</u>	<u>OPTIMIZACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCCIÓN FINAL (Y_f)</u>	<u>21</u>
<u>6.1</u>	<u>DEFINICIÓN Y CÁLCULO</u>	<u>21</u>
<u>6.2</u>	<u>CÁLCULO DE Y_f PARA DISTINTAS CONFIGURACIONES DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO</u>	<u>22</u>
6.2.1	CÁLCULO DE Y_f AÑADIENDO 1 RAMA EN PARALELO	22
6.2.2	CÁLCULO DE Y_f AÑADIENDO 1 MÓDULO EN SERIE	24
<u>7</u>	<u>CONCLUSIONES Y DESARROLLOS FUTUROS</u>	<u>25</u>
<u>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u>		<u>27</u>

A1	<u>NORMATIVA APLICADA</u>	31
A1.1	NORMA UNE-EN 50530	31
A1.2	NORMA UNE-EN 61683	34
A1.3	NORMA UNE-EN 61724	35
A2	<u>RENDIMIENTO POR ESTACIONES Y MESES DEL AÑO</u>	37
A2.1	EFICIENCIA MENSUAL	37
A2.2	INFLUENCIA DE LA TENSIÓN SOBRE LA EFICIENCIA MENSUAL	38
A3	<u>INFLUENCIA DE LA RADIACIÓN EN LA EFICIENCIA DE CONVERSIÓN ELÉCTRICA</u>	41
A4	<u>COMPARACIÓN DE LA EFICIENCIA EN SISTEMA FIJO Y EN SISTEMA CON SEGUIMIENTO SOLAR</u>	43
A5	<u>SITUACIÓN DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA. CONTEXTO GENERAL</u>	49
A6	<u>HOJAS DE CARACTERÍSTICAS</u>	51

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Ejemplos de curvas de eficiencia para tres tipos de inversores	5
Figura 3.2. Curva de eficiencia frente a p_o (método 1)	8
Figura 3.3. Curva de eficiencia frente a p_i (método 1)	9
Figura 3.4. Curva de eficiencia frente a p_o (método 2)	10
Figura 3.5. Curvas de eficiencia del inversor SMA-SMC 5000A y de los inversores estudiados en [12] (método 2)	11
Figura 3.6. Curva de eficiencia global. Comparación de curvas de eficiencia calculadas por los métodos 1 y 2	12
Figura 4.1. Gráfico de superficie de la eficiencia de conversión η_{inv} frente a p_o y V_{in}	13
Figura 4.2. Gráfico de superficie 3D de la eficiencia de conversión η_{inv} frente a p_o y V_{in}	14
Figura 4.3. Eficiencia de conversión frente a p_o para diferentes tensiones de entrada	14
Figura 5.1. Rendimiento europeo y californiano para distintos valores de tensión de entrada al inversor	16
Figura 5.2. Factores de ponderación energéticos de η_{SITE} , η_{EU} y η_{CEC} para los distintos valores de potencias de trabajo del inversor	18
Figura 5.3. Comparación de factores de ponderación y de energía	19
Figura 6.1. Eficiencia de conversión frente a p_i para diferentes tensiones de entrada	23

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Parámetros referidos a la salida del inversor	8
Tabla 3.2. Parámetros eléctricos de salida para inversores de alta y baja frecuencia, según [17]	8
Tabla 3.3. Parámetros referidos a la entrada del inversor	9
Tabla 3.4: Coeficientes de pérdidas del inversor de estudio y de tres tipos distintos de inversores [12], según su estrategia de optimización	11
Tabla 5.1. Valores de η_{EU} y η_{CEC} teóricos y reales	15
Tabla 5.2. Resumen de resultados de los valores de η_E , η_{EU} y η_{SITE} obtenidos	17
Tabla 6.1. Horas equivalentes de referencia/año, para distintas zonas de irradiación, según RD-L 14/2010	21

ÍNDICE DE FIGURAS EN ANEXOS

Figura A2.1. Eficiencia mensual y eficiencia mensual media	38
Figura A2.2. Eficiencia de conversión frente a tensión por estaciones del año	38
Figura A2.3. Eficiencia verano vs eficiencia invierno	39
Figura A2.4. Eficiencia verano vs eficiencia primavera	39
Figura A2.5. Eficiencia primavera vs eficiencia invierno	39
Figura A2.6. Eficiencia verano vs eficiencia otoño	39
Figura A2.7. Eficiencia invierno vs eficiencia otoño	39
Figura A2.8. Eficiencia primavera vs eficiencia otoño	39
Figura A3.1. Radiación solar frente a potencia de entrada al inversor	41
Figura A3.2. Gráfico de superficie de la eficiencia de conversión η_{inv} frente a p_o y a la radiación solar	42
Figura A3.3. Eficiencia de conversión para diferentes valores de radiación	42
Figura A4.1. Ejemplo de curvas de radiación solar para el sistema con seguimiento solar y horizontal, durante cuatro días	46
Figura A4.2. Ejemplo de curvas de potencia de salida del inversor para el sistema con seguimiento solar y la estimación para el sistema fijo, durante cuatro días	47
Figura A4.3. Ejemplo de curvas de eficiencia de conversión del inversor para el sistema con seguimiento solar y la estimación para el sistema fijo, durante cuatro días	48
Figura A6.1. Hoja de características del inversor SMA-SMC 5000A	52
Figura A6.2. Hoja de características de los módulos FV TSM-180DC01	53

ÍNDICE DE TABLAS EN ANEXOS

Tabla A1.1. Normalización de P_{CC} y P_{CA} con respecto a $P_{CC,n}$ _____	32
Tabla A1.2. Límites permitidos para los nodos normalizados de potencia de CA _____	32
Tabla A2.1. Eficiencia mensual calculada según (A2.1) y (A2.2) _____	37
Tabla A4.1. Rendimiento energético calculado para el sistema fijo y con seguimiento solar _____	44
Tabla A4.2. Índice de producción final calculado para el sistema fijo y con seguimiento solar _____	44

MEMORIA

1 INTRODUCCIÓN

Los objetivos del presente TFM son los que se describen a continuación:

- En primer lugar, se realizará un estudio del estado del arte de los distintos métodos de estimación de la eficiencia de conversión DC/AC. Se procederá a calcular dichos métodos partiendo de los datos de un sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR), situado en el término municipal de Salillas (Zaragoza). Con este estudio se pretende dar a conocer la diversidad de métodos existentes y la fiabilidad de los resultados que ofrecen cada uno de ellos.
- En segundo lugar, se procederá al análisis y estudio de la dependencia de la eficiencia global del inversor de la SFCR, en función de la potencia de salida y de la tensión de entrada al mismo. Se pretende estudiar cómo afectan dichos factores a la eficiencia del inversor y constatar la mejora que se produciría, si se tuvieran en cuenta en la elección del inversor
- Actualmente, el valor del rendimiento europeo y la eficiencia máxima son, prácticamente, los únicos datos que se utilizan como indicadores de la eficiencia del inversor. Sin embargo, no reflejan con exactitud la eficiencia global que se obtiene en una instalación en particular. Por ello, se propondrá un nuevo método para el cálculo del rendimiento, que se ajusta al valor real de la instalación.
- Por último se calculará el índice de producción final del sistema y se estudiará cómo puede verse afectado en función de la configuración del generador fotovoltaico (FV).

2 OPTIMIZACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCCIÓN FINAL (Y_t) DE UNA INSTALACIÓN
SOLAR FOTOVOLTAICA, PARA UN INVERSOR Y EMPLAZAMIENTO DADOS

2 ESTADO DEL ARTE DE LOS INVERSORES DE SFCR

Los inversores son uno de los elementos fundamentales de una SFCR [1], [2], [3]. En los últimos años, tanto el tipo de topología como la electrónica de potencia utilizados, han sufrido importantes cambios y avances, que han permitido optimizar la función del inversor en el conjunto de la instalación y solucionar las limitaciones de las tecnologías pasadas [1], [4], [5], [6], [7].

Las funciones principales de un inversor son la inversión DC/AC, la modulación de la onda alterna de salida, el seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) y la regulación del valor eficaz de la tensión de salida. Además, el inversor debe ser capaz de trabajar al máximo rendimiento y generar energía con la máxima calidad posible (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia y bajas interferencias electromagnéticas). A su vez, debe cumplir con un mínimo de exigencias de seguridad para las personas, los equipos o la red eléctrica.

Uno de los requerimientos específicos de la normativa española referente a la seguridad, consiste en que los inversores de conexión a red dispongan de un sistema de aislamiento galvánico (o equivalente) entre la red y la instalación fotovoltaica. Sin embargo, los inversores que poseen dicho transformador, son menos eficientes, más caros, más pesados y de mayor tamaño, que los que no lo incorporan [1], [4]. El rendimiento de conversión eléctrica DC/AC (η_{inv}), es el parámetro característico del inversor y viene determinado por la utilización o no de transformador de aislamiento galvánico, así como también por sus características internas. Existen dos tipos de transformadores: de baja frecuencia (LF) y de alta frecuencia (HF). Los transformadores HF utilizan un mayor número de componentes electrónicos, lo que hace que los convertidores sean más complejos y disminuya la fiabilidad de los mismos [5]. Los inversores HF son ligeramente más eficientes que los LF. En la actualidad, los inversores sin transformador pueden llegar a alcanzar eficiencias de hasta un 98 % [1],[2].

El inversor que se estudia en el presente Trabajo Fin de Máster (TFM), está integrado en un SFCR, situado en la localidad de Salillas (Zaragoza). El inversor es el modelo SMA-SMC 5000A, monofásico de 5 kW de potencia nominal de salida (ver anexo 6). Este inversor posee un transformador de aislamiento galvánico de LF. Existe otro modelo similar del mismo fabricante que posee una topología sin transformador. Mientras que en el primero el rendimiento máximo (según datos del fabricante) es de 96,1 % y el rendimiento europeo es de 95,2 %, en el inversor sin transformador estos valores alcanzan rendimientos del 97 % y 96,5 % respectivamente. Resulta evidente, por lo tanto, que la utilización de transformador sólo se realizará si la normativa de cada país (como es el caso de España) lo exige. En otros países, como es el caso de Alemania, la instalación de inversores sin aislamiento galvánico está permitida.

Además del rendimiento de conversión (η_{inv}), otros parámetros, características y topologías de los inversores se tienen muy en cuenta a la hora de mejorar el rendimiento de una SFCR. Se puede citar como ejemplo otro parámetro muy importante, como es el rendimiento SMPP (η_{SPMP}), que hace referencia a la eficiencia del seguidor del punto de máxima potencia. Hoy en día, los esfuerzos de los fabricantes de inversores se centran en mejorar los algoritmos existentes, para conseguir que los inversores sean capaces de seguir el punto de máxima potencia con la mayor precisión posible.

Por otro lado, atendiendo a la forma de conexionado de los inversores, existen diferentes configuraciones, que permiten realizar el diseño de las SFCR atendiendo a las características de cada una de ellas. Por ejemplo, para sistemas menores de 3 kW es frecuente conectar a un solo inversor uno (o varios) *strings* que conformen todo el generador fotovoltaico. En el caso de que los módulos fotovoltaicos estén instalados con diferente inclinación, orientación o haya zonas de sombras, se suelen utilizar varios inversores, a los que se conectan uno o varios *strings*. El inversor estudiado está conectado a una SFCR que posee una configuración de este último tipo, permitiendo un número máximo de 4 *strings* en paralelo. Por su parte, los módulos están integrados en un sistema de seguimiento solar a dos ejes.

En grandes instalaciones fotovoltaicas es más común el uso de la configuración de conexión maestro-esclavo, en la cual los distintos inversores que la componen trabajan en función del nivel de radiación solar. Esta configuración mejora la eficiencia de la instalación, puesto que para bajas radiaciones solamente trabaja el maestro y, a medida que la radiación aumenta, lo hacen los inversores esclavos. Otra posibilidad consiste en utilizar un inversor de muy baja potencia (100-200 W) individualizado para cada módulo. Esta configuración es la más adecuada para mejorar la eficiencia del SMPP, ya que permite a cada inversor adaptarse al módulo al que está conectado [5], [8].

3 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE CONVERSIÓN ELÉCTRICA DEL INVERSOR FOTOVOLTAICO

3.2 Definición y curvas características

Uno de los parámetros más representativos y que mejor representa el funcionamiento de un inversor fotovoltaico es su curva de eficiencia. El rendimiento del inversor es un parámetro determinante y fundamental en el objetivo de lograr una instalación fotovoltaica eficiente y que funcione de una forma óptima.

Todo inversor eléctrico, se divide en dos subsistemas: el acondicionador de potencia y el sistema seguidor del punto de máxima potencia (SMPP). De este modo, la eficiencia total (η_{TOTAL}) de un inversor se define como el producto de su eficiencia de conversión eléctrica (η_{inv}) y de su eficiencia de seguimiento del punto de máxima potencia (η_{SMPP}). Por su parte, η_{inv} es el cociente entre la potencia de salida AC del inversor, entregada a red, y la potencia de entrada DC, procedente del generador FV (ver anexo 1). Las fórmulas (3.1) y (3.2) muestran lo comentado [9]:

$$\eta_{TOTAL} = \eta_{inv} \cdot \eta_{SMPP} \quad (3.1)$$

$$\eta_{inv} = P_{out}/P_{in} \quad (3.2)$$

La curva de eficiencia de conversión eléctrica se suele representar en función de la potencia de salida:

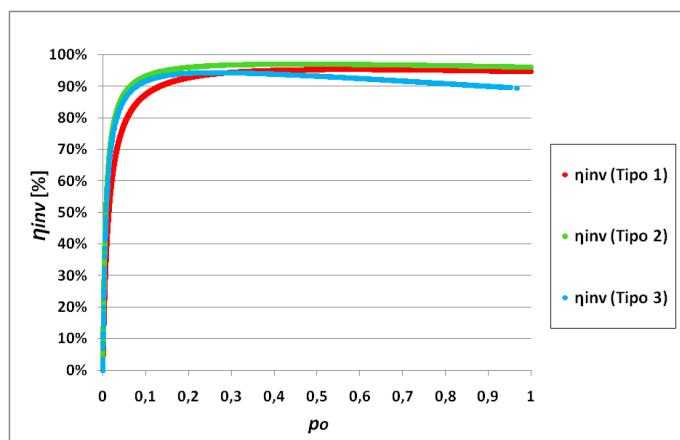


Figura 3.1: Ejemplos de curvas de eficiencia para tres tipos de inversores.

En este sentido, la elección del inversor adecuado está estrechamente ligada a la eficiencia del inversor. En la Figura 3.1 se puede observar que la elección de un inversor sobredimensionado puede obligar al inversor a trabajar en las zonas de menor rendimiento. Así mismo, tampoco se debe sub-dimensionar el sistema, ya que las sobrecargas a las que se enfrentaría el inversor, disminuirían su vida útil o incluso podrían llegar a destruirlo [10].

Por otro lado, los inversores actuales son capaces de realizar un seguimiento instantáneo del MPP del generador fotovoltaico. Este punto, que varía con la temperatura de célula de los módulos fotovoltaicos y con la radiación, es buscado por medio de algoritmos de control que son propios de cada tipo de inversor. Por lo tanto, también se puede caracterizar un inversor por medio de su curva η_{SMPP} .

El presente TFM tiene por objetivo, tal y como se ha expuesto en el capítulo 1, el estudio de los distintos métodos de cálculo, aplicación y análisis de la eficiencia de conversión eléctrica de un inversor fotovoltaico, únicamente. Por lo tanto, el rendimiento del SMPP no es objeto de estudio del TFM.

3.3 Revisión del estado del arte del cálculo de la eficiencia de conversión eléctrica

Como se puede apreciar en la Figura 3.1, existen diferentes tipos de curva que demuestran las diferencias de diseño y funcionamiento de cada inversor. De esta manera, se demuestra que es necesario realizar un análisis detallado y exhaustivo de la curva de rendimiento de un inversor en particular, para poder decidir si es el más adecuado para la instalación donde va a ser utilizado.

La curva de η_{inv} frente a su potencia de salida es un parámetro a priori fundamental. Sin embargo, hoy en día, apenas se tiene en cuenta en el diseño de la instalación, otorgándose mayor importancia a otros valores eléctricos (máximos y mínimos). Es innegable que también deben ser valorados, pero muchas veces este hecho lleva a sobredimensionar en exceso el inversor, en detrimento de una mayor eficiencia óptima del sistema [11].

Los fabricantes de inversores no ofrecen en ocasiones suficientes datos sobre las curvas de rendimiento. En los últimos años se han ido incorporando progresivamente a las hojas de características. Sin embargo, todavía existen algunos fabricantes que ni siquiera las facilitan.

Por otro lado, recientes publicaciones científicas y revistas del sector destacan la importancia del estudio de las curvas de eficiencia de los inversores [2], [3], [10], [11], [12], [13], [14]. Un buen número de artículos científicos desarrollan a su vez diferentes métodos para crear dichas curvas [10], [12], [15], [16], [17]. El problema reside en la variabilidad de métodos y en la dispersión de resultados obtenidos.

En las siguientes secciones se estudiarán algunos de los métodos encontrados en diferentes publicaciones científicas y se realizará una comparación final con los resultados obtenidos a través de cada método. Para ello, se han utilizado los diferentes datos de potencia (P_{in} , P_{out}) registrados durante un periodo de tiempo de un año (octubre 2009-octubre 2010).

3.3.1 Cálculo de la curva de eficiencia: Método 1

La eficiencia de un inversor se puede expresar en función de la relación entre la potencia suministrada a la red (P_{out}) y su potencia de entrada (P_{in}). Sin embargo, resulta conveniente normalizar ambas potencias, con el fin de facilitar la comparación de los resultados obtenidos de un inversor con otros.

La potencia normalizada de entrada (p_i), se define como la relación entre la potencia DC de entrada al inversor (P_{in}) y su potencia de salida nominal (P_{inv}) (3.3):

$$p_i = \frac{P_{in}}{P_{inv}} \quad (3.3)$$

Por su parte, la potencia normalizada de salida (p_o), se define como la relación entre la potencia de salida del inversor (P_{out}) y su potencia de salida nominal (P_{inv}) (3.4):

$$p_o = \frac{P_{out}}{P_{inv}} \quad (3.4)$$

En todos los métodos empleados a la hora del cálculo de la curva de eficiencia del inversor, el primer paso consiste en modelizar el mismo. La eficiencia de todo inversor puede ser caracterizada por medio de una ecuación polinómica de segundo orden y la normalización de su potencia de salida [13], [17], [18]:

$$\eta_{inv} = \frac{p_o}{p_o + k_0^o + k_1^o p_o + k_2^o p_o^2} \quad (3.5)$$

k_0^o , k_1^o y k_2^o son parámetros adimensionales, referidos a la potencia de salida, que definen el comportamiento del inversor. Mientras que k_0^o representa las pérdidas en vacío, k_1^o y k_2^o representan las pérdidas lineales y cuadráticas con la corriente, respectivamente. En dependencia de los componentes utilizados, su topología y su funcionamiento, se obtienen unos parámetros determinados y es posible construir la curva de eficiencia del inversor.

Para el cálculo de la curva de eficiencia a partir de este método y de los siguientes, se han utilizado datos quinceminales del inversor indicado en la sección 2.2 de este documento, durante un periodo de un año.

En concreto, para el método 1 se han empleado los datos de potencia de salida del inversor, P_{out} , los cuales han sido normalizados a p_o , siendo $P_{inv}=5000$ W.

Los resultados obtenidos para el inversor de estudio se muestran a continuación en la Tabla 3.1 y en la Figura 3.2:

Parámetros	Valor
k_0^o	0,00660
k_1^o	0,01706
k_2^o	0,02620
η_{inv} (máx)	95,84%
p_o (η máx)	0,50

Tabla 3.1: Parámetros referidos a la salida del inversor.

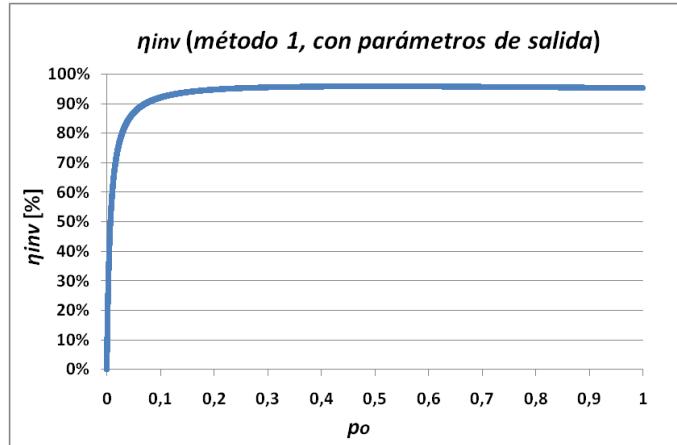


Figura 3.2: Curva de eficiencia frente a p_o (método 1).

El valor máximo de eficiencia que se alcanza es de 95,84 % y corresponde a una potencia normalizada de salida de 0,5. Según [17], los valores de los parámetros adimensionales que definen un inversor como de alta o de baja eficiencia son los que se muestran en la Tabla 3.2. Comparando los resultados de dicha tabla con los resultados del inversor estudiado de la Tabla 3.1, se puede deducir que el inversor trabaja con una alta eficiencia para p_o bajas y que lo hace con menores eficiencias para p_o más elevadas.

Eficiencia	k_0^o	k_1^o	k_2^o
Baja	0.010	0.015	0.060
Alta	0.005	0.005	0.060

Tabla 3.2: Parámetros eléctricos de salida para inversores de alta y baja frecuencia, según [17].

Por lo general, se suele normalizar la potencia de salida del inversor (P_{out}), por medio de su potencia nominal (P_{inv}), para obtener la potencia de salida normalizada (p_o). Sin embargo, en otras ocasiones, resulta más conveniente normalizar la potencia de entrada del inversor (P_{in}), en lugar de la potencia de salida, y obtener la potencia normalizada de entrada (p_i) [9], [13], [17].

La eficiencia está relacionada con la normalización de las pérdidas de conversión del inversor (p_L). A mayor valor de pérdidas, menor es la eficiencia. De esta forma, también es posible calcular la curva de eficiencia del inversor con relación a las pérdidas que se producen en el proceso de conversión DC/AC:

$$p_o = p_i - p_L \quad (3.6)$$

$$p_L = k_0^i + k_1^i p_i + k_2^i p_i^2 \quad (3.7)$$

$$\eta_{inv} = 1 - \frac{p_L}{p_i} \quad (3.8)$$

k_0^i , k_1^i y k_2^i son parámetros eléctricos adimensionales que se refieren a la potencia de entrada y que son completamente diferentes a los calculados anteriormente, referidos a la potencia de salida del inversor.

Sustituyendo (3.7) en (3.8) y calculando los nuevos valores de eficiencia, el resultado es el que se muestra en la Figura 3.3 y en la Tabla 3.3.

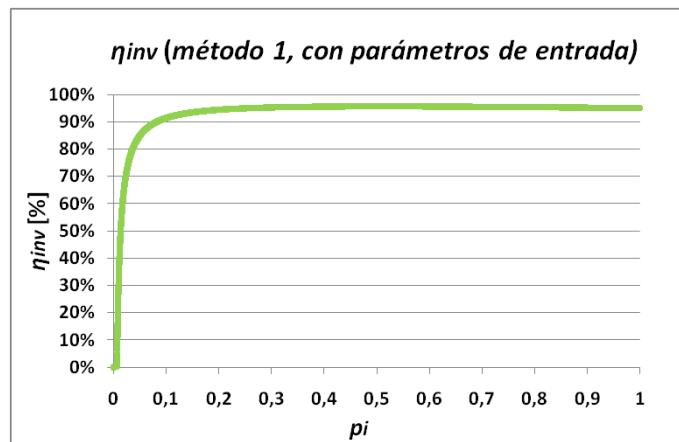


Figura 3.3: Curva de eficiencia frente a p_i (método 1).

Parámetros	Valor
k_0^i	0,00654
k_1^i	0,01788
k_2^i	0,02540
η_{inv} (máx)	95,63%
p_i (η máx)	0,50

Tabla 3.3: Parámetros referidos a la entrada del inversor.

3.3.2 Cálculo de la curva de eficiencia: Método 2

Desde hace unos años, la tecnología electrónica empleada en la fabricación de inversores se ha desarrollado vertiginosamente, permitiendo alcanzar muy altos rendimientos. Por este motivo, en la actualidad, la diferencia entre inversores no radica tanto en el valor de eficiencia alcanzada, como en la forma de sus curvas [12]. Cada inversor se diseña en base a una estrategia determinada, primando, o bien un comportamiento muy eficiente a bajas potencias de funcionamiento, o por el contrario, asegurando un gran rendimiento para potencias cercanas a la nominal.

Se ha calculado de nuevo la curva de eficiencia del inversor, siguiendo el método propuesto en [12]. Según este artículo (y continuando con el hilo argumental de la sección anterior) las pérdidas eléctricas se pueden descomponer en la suma de una parte independiente de la carga (p_{L0}) y otra parte proporcional a ella (kp_o). Éstas últimas dependen de las pérdidas de conducción en el inversor y las pérdidas de conmutación de los interruptores de potencia.

A continuación se muestran las ecuaciones (3.9, 3.10, 3.11 y 3.12), utilizadas en [12]:

$$p_L(\%) = p_{L0} + kp_o \quad ; \quad p_o = \frac{P_{out}}{P_{inv}} \quad (3.9)$$

$$p_{L0}(\%) = \frac{1}{99} \left(\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9 \right) \quad (3.10)$$

$$k = \left(\frac{1}{\eta_{10}} \right) - p_o - 1 \quad (3.11)$$

$$\eta_{inv} = \frac{p_o}{p_o + p_{L0} + kp_o^2} \quad (3.12)$$

La Figura 3.4 muestra la curva de eficiencia que se obtiene de los cálculos anteriores, donde la eficiencia máxima alcanzada es de 96,16 %, siendo p_o igual a 0,42 en dicho punto.

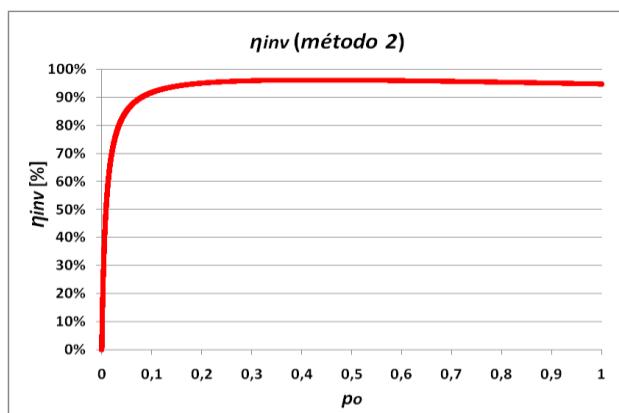


Figura 3.4: Curva de eficiencia frente a p_o (método 2).

Como se ha comentado, existen diferencias entre las curvas de eficiencia de cada inversor. Las dos posibles estrategias de optimización de las curvas son:

- Estrategia basada en un bajo autoconsumo y una alta eficiencia para potencias bajas, a costa de una pérdida de eficiencia para potencias cercanas a la nominal (p_{L0} bajo y k elevado). El pico de eficiencia se consigue para valores de p_o entre un 30 % y un 40 % de la potencia nominal.
- Estrategia basada en una baja dependencia de la potencia de entrada para valores superiores al 30 % del nominal, unido a un gran rendimiento a final de curva (p_{L0} elevado y k bajo). El máximo valor de eficiencia se alcanza en torno al 40 % - 50 % de la potencia nominal.

Los coeficientes de pérdidas del inversor SMA-SMC 5000A y los coeficientes de los inversores de la Figura 3.1, se muestran en la Tabla 3.4:

Parámetros	SMA-SMC 5000A	Inversor Tipo 1	Inversor Tipo 2	Inversor Tipo 3
p_{L0}	0,008	0.014	0.007	0.008
k	0,047	0.043	0.034	0.114
η_{10}	0,917	0.870	0.930	0.910
η_{100}	0,947	0.945	0.960	0.890

Tabla 3.4: Coeficientes de pérdidas del inversor de estudio y de tres tipos distintos de inversores [12], según su estrategia de optimización.

Según los datos de la Tabla 3.4 y tal y como se observa en la Figura 3.5, la forma de curva de la eficiencia del inversor estudiado, se comporta de manera similar a la del inversor tipo 2. Para valores bajos de p_o , las pérdidas en el tramo del codo de la curva del inversor no son excesivamente elevadas. Por otro lado, para valores de p_o más elevados, la curva del inversor cae progresivamente a valores de eficiencia inferiores, situándose prácticamente al mismo nivel que el inversor tipo 1, para valores de potencia igual al nominal. El inversor SMA-SMC 5000A, por lo tanto, posee una estrategia de optimización de curva similar a la del inversor tipo 2 (combinación de las estrategias a) y b), anteriormente mencionadas), obteniendo altas eficiencias para todo el rango de p_o .

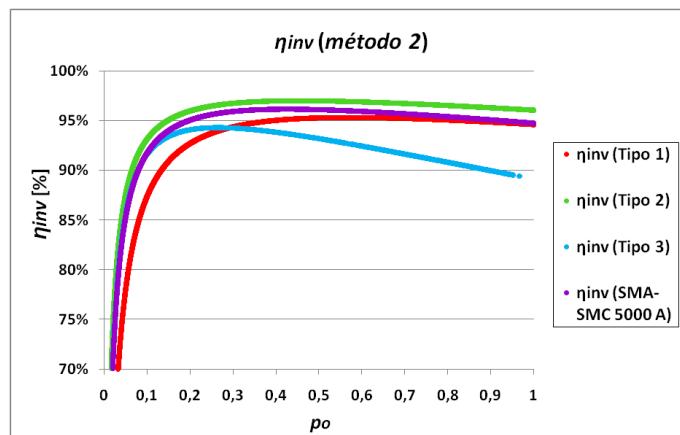


Figura 3.5: Curvas de eficiencia del inversor SMA-SMC 5000A y de los inversores estudiados en [12] (método 2).

3.4 Rendimiento global y comparación de métodos

Si se calcula η_{inv} dividiendo directamente la potencia de salida del inversor entre la potencia de entrada, para cada quinceminutal medido, se obtiene el rendimiento global de conversión eléctrica del inversor. La curva de eficiencia es una nube de puntos que representa la eficiencia “real” del inversor (puesto que ha sido calculada con datos registrados en la propia instalación), frente al resultado “teórico” de los métodos propuestos. La Figura 3.6 muestra el rendimiento global y las curvas de eficiencia calculadas por los métodos 1 y 2:

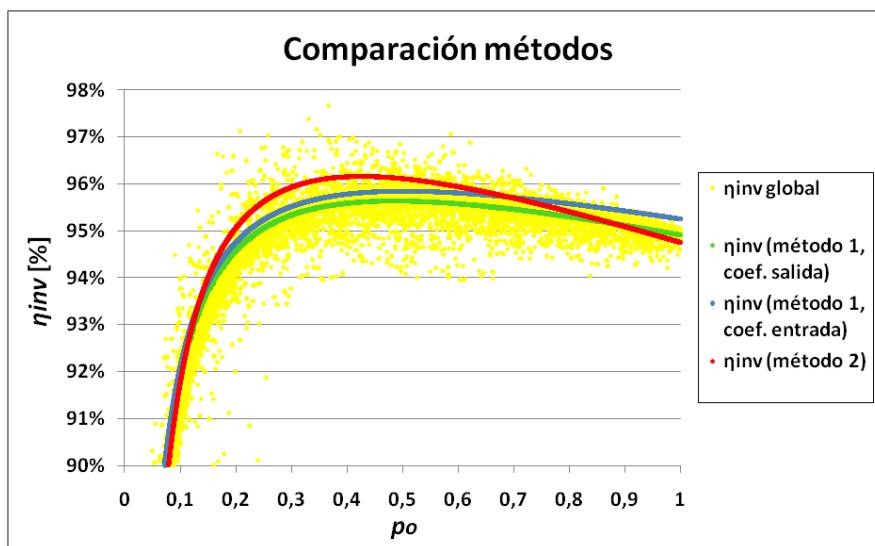


Figura 3.6: Curva de eficiencia global. Comparación de curvas de eficiencia calculadas por los métodos 1 y 2.

Según se puede observar en la figura anterior, los puntos amarillos representan la eficiencia global registrada para cada quinceminutal. Acotando la escala del eje vertical a valores entre 0,90 y 0,98 de eficiencia, se puede subrayar que aproximadamente, para valores de p_o inferiores a 0,15, las curvas de eficiencia de todos los métodos se comportan de manera similar y siguen la tendencia del grueso de la curva global. Sin embargo, para valores más elevados de potencia, los distintos métodos se comportan de manera diferente. Así, los dos métodos 1 (tanto en el que se calculan los parámetros adimensionales de salida, como en el que se calculan los de entrada) se trazan por la zona superior del grueso de la curva de eficiencia global (puntos amarillos). Para valores de potencia cercanos al nominal, la curva azul (parámetros adimensionales de salida) tiende a valores de eficiencia superiores al resto de métodos e, incluso, a la propia curva de eficiencia global. Por el contrario, la curva verde (parámetros adimensionales de entrada) sigue con bastante precisión el grueso de puntos amarillos durante todo el rango de potencias. Por su parte, el método 2 (curva roja), para valores de p_o entre 0,2 y 0,6 tiende a calcular valores de eficiencia superiores al grueso de la curva de eficiencia global, sobredimensionando el sistema y cayendo a partir 0,6 a valores de eficiencia más coherentes.

4 DEPENDENCIA DE LA EFICIENCIA DE CONVERSIÓN ELÉCTRICA CON LA TENSIÓN DE ENTRADA

En la sección 3 se ha demostrado que la eficiencia de conversión eléctrica depende de la zona de potencia donde trabaja el inversor. Sin embargo, existen otros parámetros que influyen también en la eficiencia del inversor [8], [11], [15]. Uno de ellos es la tensión de entrada al inversor (V_{in}). Dicho parámetro está determinado por el número de módulos fotovoltaicos en serie que forman cada *string* conectado al inversor. De este modo, cuanto mayor es el número de módulos en cada *string*, mayor es la tensión a la entrada del inversor.

Por lo tanto, como la eficiencia del inversor depende tanto de p_o como de V_{in} , existen diferentes zonas de eficiencias para cada valor y para cada instante. En los últimos años, esta dependencia de la eficiencia con la tensión ha adquirido cierta relevancia y ha suscitado un gran interés. La publicación de diversos artículos en revistas de carácter científico y del sector de la fotovoltaica [2], [15], [19] así lo demuestra. La revista *Photon* [19] publica cada mes artículos detallados de una gran variedad de inversores, sobre el tema expuesto.

En esta sección, se ha calculado la dependencia de los tres parámetros (η_{inv} , p_o y V_{in}), siguiendo el método propuesto en [15] y [19]. La tensión de entrada, V_{in} , ha sido dividida en 26 escalones de 25 V cada uno, en un rango de tensiones entre el valor mínimo y máximo registrados. De igual forma, la potencia de salida, p_o se ha dividido en 25 escalones de 0,05 p_o cada uno. El resultado, en forma de gráfico de superficie y de gráfica 3D, se puede observar en la Figura 4.1 y la Figura 4.2, respectivamente.

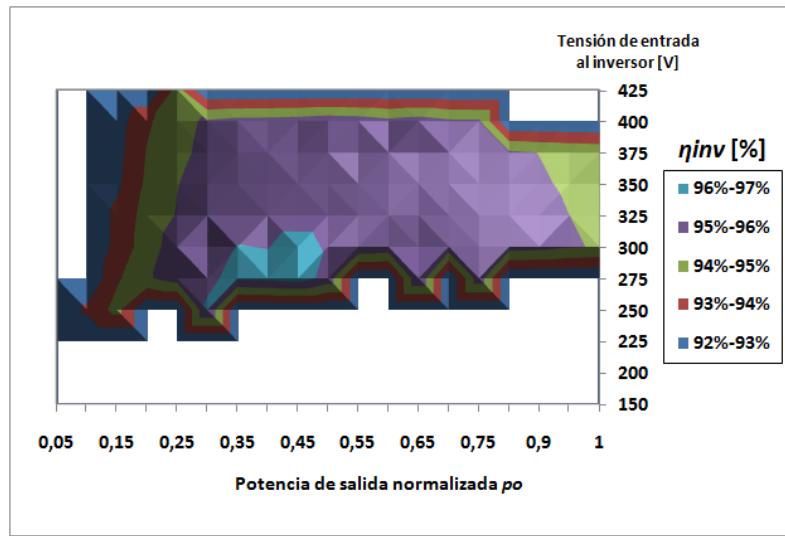


Figura 4.1: Gráfico de superficie de la eficiencia de conversión η_{inv} frente a p_o y V_{in} .

El rango de tensiones de entrada, de acuerdo a las hojas de características del inversor, se extiende de 246 V a 480 V.

Según la Figura 4.1, el inversor trabaja al 100 % de su potencia nominal para un rango de tensiones V_{in} entre 300 V y 375 V. El rango de eficiencia máxima alcanzada se extiende en una zona definida por un rango de potencias de salida entre el 30 % y el 50 % de la potencia nominal y un rango de tensiones de entrada de 250 V y 300 V. Por su parte, la eficiencia máxima alcanzada es de 96,5 %, para una tensión de 275 V y una potencia de salida del 45 % de la nominal, ligeramente superior al 96,1 % del fabricante. Hacia mayores tensiones V_{in} , la eficiencia desciende hasta un 1,5 %.

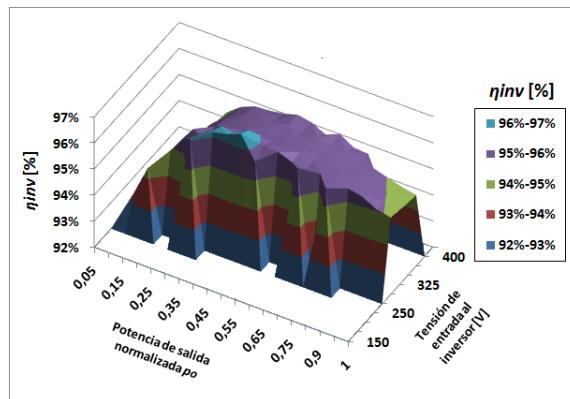


Figura 4.2: Gráfico de superficie 3D de la eficiencia de conversión η_{inv} frente a p_o y V_{in} .

La eficiencia total para diferentes tensiones de entrada se puede observar en la Figura 4.3. Para potencias del 10 % el inversor ya es capaz de alcanzar eficiencias de un 90 %, para todo el rango de tensiones. Para valores de potencia entre un 10 % y un 50 %, aproximadamente, η_{inv} es más elevado para pequeñas tensiones, disminuyendo a medida que aumenta la tensión. La eficiencia promedio máxima es de 95,8 %, mientras que la eficiencia máxima (para 275 V) alcanza un 96,5 %.

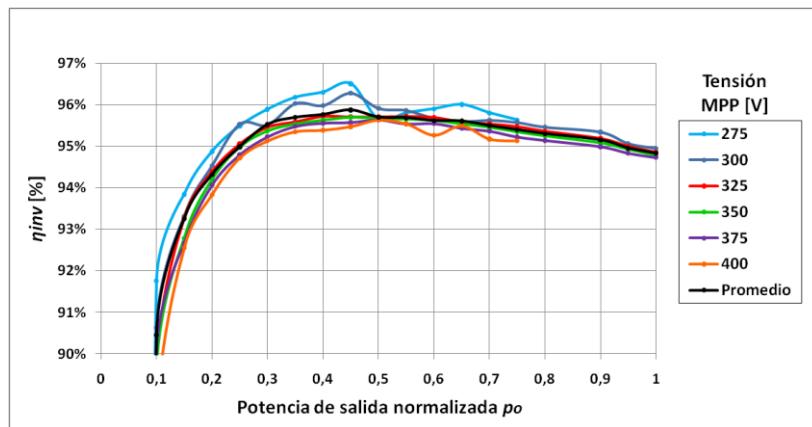


Figura 4.3: Eficiencia de conversión frente a p_o para diferentes tensiones de entrada.

Los resultados obtenidos en esta sección demuestran la importancia de estudiar rigurosamente las características de cada inversor, evaluando su comportamiento para distintos valores de tensión y potencia, y analizando su impacto en el rendimiento del conjunto del sistema.

5 COMPARACIÓN DE RENDIMIENTOS

5.2 Rendimiento europeo y rendimiento californiano

Hoy en día, es habitual definir un valor de rendimiento normalizado: el rendimiento europeo (η_{EU}). Los fabricantes de inversores suelen incluir dicho valor en las hojas de características de sus productos, por lo que η_{EU} es un parámetro muy utilizado a la hora de elegir el inversor más adecuado para la instalación y para comparar distintos inversores, para instalaciones con clima europeo. Se define como la media ponderada sobre distintas mediciones de rendimiento a diferentes valores de p_o , que hacen referencia a los estados de operación habitual del inversor [8].

$$\eta_{EU} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%} \quad (5.1)$$

Por otro lado, el rendimiento californiano (η_{CEC}) es otro parámetro similar al rendimiento europeo, pero que utiliza otros factores de ponderación y potencias.

$$\begin{aligned} \eta_{CEC} = & 0,04\eta_{10\%} + 0,05\eta_{20\%} + 0,12\eta_{30\%} + 0,21\eta_{50\%} \\ & + 0,53\eta_{75\%} + 0,05\eta_{100\%} \end{aligned} \quad (5.2)$$

	$\eta_{teórico}$	η_{real}
η_{EU}	95,2 %	94,8 %
η_{CEC}	(no disponible)	95,2 %

Tabla 5.1: Valores de η_{EU} y η_{CEC} teóricos y reales.

La Tabla 5.1 muestra el valor del η_{EU} facilitado por el fabricante y los valores de η_{EU} y η_{CEC} calculados a partir de los datos reales medidos de la instalación. Se ha calculado la dependencia del rendimiento europeo y californiano con la tensión de entrada al inversor, V_{in} [15], [19]. A partir de 370 V no se han registrado valores de potencias de salida igual a la nominal, debido a que han correspondido a días fríos en los que no ha habido suficiente radiación. En la Figura 5.1 se aprecia que, en lo que respecta al rendimiento europeo, a medida que aumenta la tensión de entrada, disminuye progresivamente el valor de eficiencia. Por su parte, para el rendimiento californiano, la eficiencia también disminuye (aunque en menor proporción) para mayores valores de tensión.

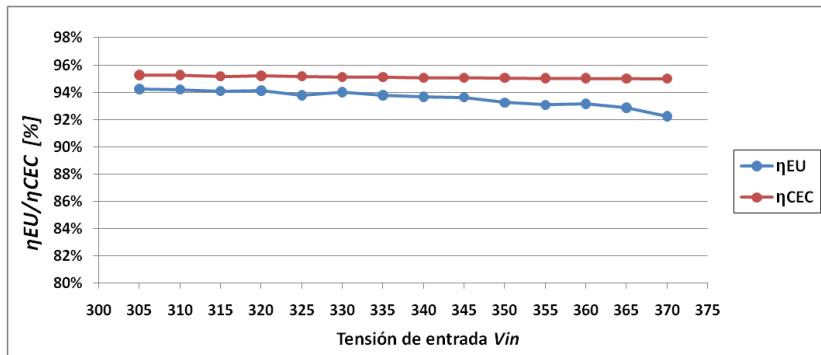


Figura 5.1: Rendimiento europeo y californiano para distintos valores de tensión de entrada al inversor.

5.3 Rendimiento energético

Según la norma UNE-EN 61683, sobre “Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento” [20], se define el rendimiento energético (η_E), como el cociente entre la energía de salida y la energía de entrada durante un periodo de tiempo determinado (ver anexo 1).

Se ha realizado el cálculo para la instalación de Salillas, durante un periodo de tiempo de un año, siendo el valor de η_E obtenido el que figura en (5.3):

$$\eta_E = \left(\frac{W_o}{W_i} \right) \times 100 = \left(\frac{11\,021 \text{ kWh}}{11\,591 \text{ kWh}} \right) \times 100 = \mathbf{95,08 \%} \quad (5.3)$$

Este rendimiento se considera el rendimiento “real” de la instalación, puesto que ha sido obtenido con los propios registros de potencias medidos en el SFCR de Salillas.

5.4 Método de cálculo del rendimiento por medio de factores de ponderación energéticos

Como se ha comentado en el apartado 5.1, el rendimiento europeo atribuye a cada uno de los diferentes estados en los que puede trabajar un inversor, un factor de ponderación. Estos valores de ponderación utilizados, se calcularon para instalaciones situadas en Europa. Sin embargo, resulta obvio que no todas las zonas del continente europeo poseen las mismas características. Las condiciones climáticas de cada zona, así como las propias características de la instalación, como por ejemplo la utilización de seguimiento solar, influyen en el rendimiento energético. Por todo esto, un mismo inversor no trabajará la misma cantidad de tiempo, en cada uno de los diferentes estados de trabajo, en países del norte de Europa que en países del sur del continente.

η_{EU} es un parámetro aceptado por la comunidad fotovoltaica a nivel internacional y que todos los fabricantes incluyen en sus hojas de características. Sin embargo, puede no resultar un parámetro fiable a la hora de la elección del inversor a instalar en según qué SFCR. En esta sección, se propone como método alternativo al rendimiento europeo, otro método en el cuál se utilizan otros factores de ponderación de carácter energético (η_{SITE}). Es decir, se han calculado los factores de ponderación en función del tiempo y de la potencia de trabajo del inversor en cada uno de ellos.

A partir de los datos registrados, los diferentes factores de ponderación energéticos (e_n) para cada uno de los distintos estados de trabajo del inversor, son los siguientes (5.4):

$$\begin{aligned}\eta_{SITE} = & 0,005\eta_{5\%} + 0,026\eta_{10\%} + 0,034\eta_{20\%} + 0,037\eta_{30\%} + 0,043\eta_{40\%} + \\ & 0,056\eta_{50\%} + 0,081\eta_{60\%} + 0,135\eta_{70\%} + 0,302\eta_{80\%} + 0,241\eta_{90\%} + \\ & 0,041\eta_{100\%} = \mathbf{95,07\%}\end{aligned}\quad (5.4)$$

Como se puede observar en la Tabla 5.2, el rendimiento resultante es similar al valor del rendimiento energético calculado en la sección 5.2 (rendimiento considerado “real”), e inferior al rendimiento europeo, que se distancia de los otros dos.

η_E	95,08 %
η_{SITE}	95,07 %
η_{EU}	95,20 %

Tabla 5.2: Resumen de resultados de los valores de η_E , η_{SITE} y η_{EU} obtenidos

El sumatorio de los distintos valores de ponderación es 1:

$$\begin{aligned}\sum e_n = & e_{5\%} + e_{10\%} + e_{20\%} + e_{30\%} + e_{40\%} + e_{50\%} + e_{60\%} + e_{70\%} + e_{80\%} + \\ & e_{90\%} + e_{100\%} = 0,005 + 0,026 + 0,034 + 0,037 + 0,043 + 0,056 + \\ & 0,081 + 0,135 + 0,302 + 0,241 + 0,041 = \mathbf{1}\end{aligned}\quad (5.5)$$

La Figura 5.2 muestra los valores de ponderación de η_{SITE} .

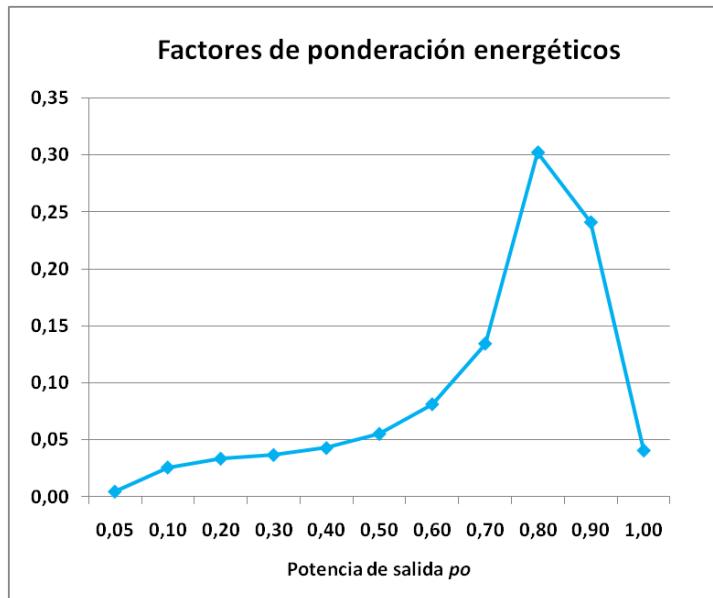


Figura 5.2: Factores de ponderación energéticos de η_{SITE} para los distintos valores de potencias de trabajo del inversor.

A diferencia del rendimiento europeo y del californiano, el método propuesto discretiza el rango de potencias en 11 valores, todos ellos prácticamente equidistantes entre sí. Tanto η_{EU} como η_{CEC} discretizan únicamente en 6 puntos y además concentran la mayor parte ellos en potencias de trabajo no muy elevadas. El rendimiento europeo asigna únicamente 2 factores de ponderación entre el 50 % y el 100% de la potencia nominal de trabajo; mientras que el rendimiento californiano distribuye algo mejor los factores de ponderación, asignándole un valor al 75 % de P_{inv} . Paralelamente, se han recalculado los factores de ponderación de η_{SITE} , utilizando esta vez solamente 6 puntos, aunque distribuyendo la mayor parte de los puntos hacia potencias más elevadas y agrupando las menos importantes en un solo punto. Los factores de ponderación son entonces:

$$\sum e_{n(6 \text{ FACTORES})} = e_{0-30\%} + e_{30-60\%} + e_{70\%} + e_{80\%} + e_{90\%} + e_{100\%} = \\ = 0,080 + 0,150 + 0,100 + 0,220 + 0,320 + 0,120 = \mathbf{1} \quad (5.5)$$

El resultado de los diferentes métodos puede verse en la Figura 5.3: por un lado, se ha representado la energía producida para cada valor de potencia de trabajo, y por otro lado, los factores de ponderación de η_{EU} , η_{CEC} , η_{SITE} y $\eta_{SITE(6 \text{ FACTORES})}$. Se puede observar perfectamente cómo los factores de ponderación de η_{SITE} se ajustan perfectamente en todo el rango de potencia, a la curva de energía. Por su parte, $\eta_{SITE(6 \text{ FACTORES})}$ presenta factores superiores a dicha curva al principio, donde se han agrupado los rangos de potencia menos elevados. Por otro lado, η_{CEC} y η_{EU} se alejan claramente de la curva energética, especialmente el rendimiento europeo, cuyos factores de ponderación se concentran en potencias bajas. Esto demuestra que el rendimiento europeo, no se ajusta con fidelidad a la realidad de la instalación analizada y que, por el contrario, η_{SITE} es mucho más preciso a la vista de los resultados obtenidos.

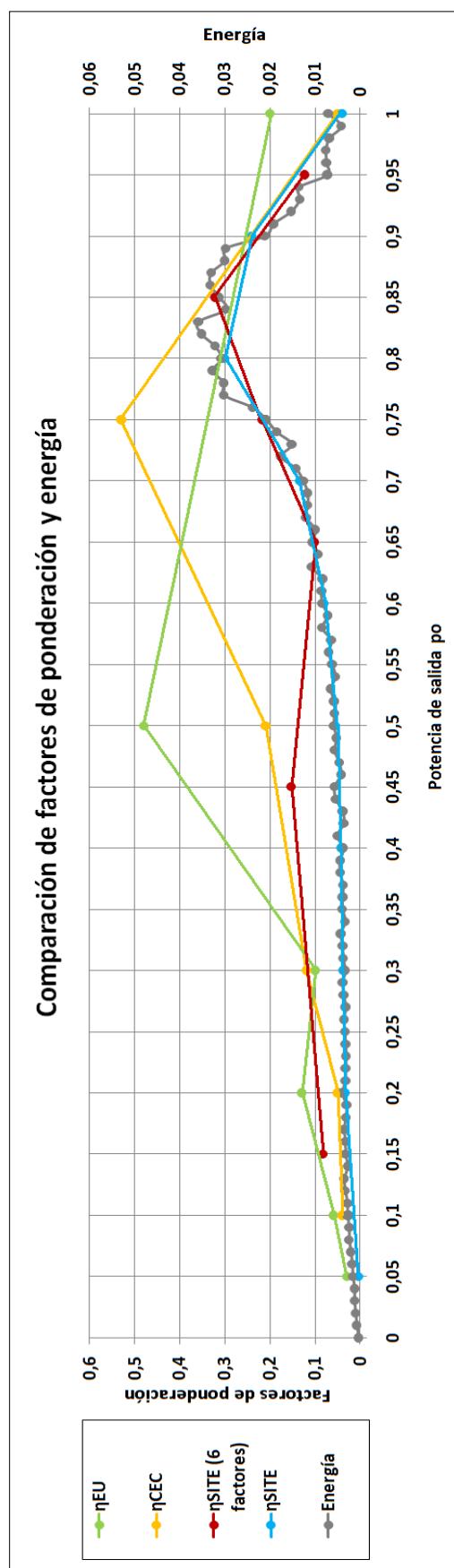


Figura 5.3: Comparación de factores de ponderación y de energía.

6 OPTIMIZACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCCIÓN FINAL (Y_f) DEL SFCR

6.2 Definición y cálculo

En los apartados 4 y 5.3 ha quedado demostrado que el comportamiento de un mismo inversor varía en función del lugar donde está ubicada la instalación de la que forma parte. La eficiencia depende tanto de la tensión de entrada al inversor, como de la potencia de salida. Por este motivo, el dimensionamiento del generador fotovoltaico resulta determinante para que el inversor trabaje en aquellas zonas de p_o y V_{in} en las que la eficiencia y, por ende, la producción, sea mayor [2], [12].

El índice de producción final (Y_f) de un sistema se define, según la norma UNE-EN 61724, “Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para el intercambio de datos y el análisis (Abril 2000)” [21], como la porción de energía neta de salida de toda la planta FV que fue suministrada por el campo FV por kW de campo FV instalado (ver anexo 1).

$$Y_f = \frac{W_o \text{ (kWh)}}{P_{GFV} \text{ (kWp)}} \quad (6.1)$$

Y_f también se conoce como Horas Equivalentes de Sol (HES). El Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre de 2010, define el número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción de energía eléctrica, como el cociente entre la producción neta anual, expresada en kWh y la potencia nominal de la instalación, expresada en kW. Dicho RD presenta una tabla con las horas equivalentes de referencia en un año, para las distintas zonas de irradiación de España.

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Instalación fija	1232	1362	1492	1632	1753
Instalación con seguimiento a 1 eje	1602	1770	1940	2122	2279
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1664	1838	2015	2204	2367

Tabla 6.1: Horas equivalentes de referencia/año, para distintas zonas de irradiación, según RD-L 14/2010

La instalación solar fotovoltaica de Salillas se corresponde con la zona III de irradiación solar y la tecnología empleada es de seguimiento a 2 ejes. Por estos dos motivos, las *HES* de referencia anuales son de 2015.

Se ha calculado el índice de producción final, tal y como se muestra en la Fórmula 6.2:

$$Y_f = \frac{W_o}{P_{GFV}} = \frac{11\,021(kWh)}{5,4 (kWp)} = \mathbf{2040 \, HES} \quad (6.2)$$

Este valor se sitúa cercano al valor de referencia representado en el RD anterior, para la zona y la tecnología de la SFCR objeto de estudio.

El índice de producción final es un valor muy utilizado a la hora de comparar instalaciones situadas en diferentes emplazamientos. Una misma instalación construida, por ejemplo, en el sur de España posee un mayor Y_f que la misma instalación en Noruega. Es decir, el coste económico es el mismo, pero puede llegar a producir hasta el doble de energía.

6.3 Cálculo de Y_f para distintas configuraciones del generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico conectado al inversor de la instalación de Salillas, está formado por 3 strings de 10 módulos fotovoltaicos de 180 kW_p por cada uno de ellos. Es decir, en total están conectados 30 módulos, modelo TSM-180DC01, de la marca Trina Solar (ver anexo 6).

El dimensionamiento óptimo del inversor está condicionado por los parámetros eléctricos máximos y mínimos, que acotan el rango de los valores a dimensionar. De esta manera, si se sobredimensiona el sistema, se pierde eficiencia, mientras que si se subdimensiona, se puede llegar a destruir los equipos.

En la sección 6.1 se ha calculado el índice de producción final de la instalación, siendo el resultado de 2040 HES. En los Apartados 6.2.1 y 6.2.2 se pretende estudiar la variación de Y_f al añadir una rama más de módulos fotovoltaicos, en paralelo con las que están ya instaladas, y un módulo más en serie (para cada una de las tres ramas), respectivamente.

6.3.1 Cálculo de Y_f añadiendo 1 rama en paralelo

Si se añadiera una rama o *string*, en paralelo con las tres que posee el generador, se tendría en total 4 ramas de 10 módulos, es decir 7200 W_p.

La potencia de entrada se ha calculado a través de la relación de potencias pico totales del generador, real y con la rama extra en paralelo:

$$P_{in(+1\ rama)} = \left(\frac{P_{GFV(+1\ rama)}}{P_{GFV(real)}} \right) = \left(\frac{7200(W_p)}{5400(W_p)} \right) P_{in(real)} \quad (6.3)$$

Por otro lado, para el cálculo de las potencias de salida se han calculado las curvas de eficiencia frente a p_i en función de la tensión de entrada al inversor (ver Figura 6.1).

V_{in} se mantiene constante, puesto que al conectar la rama en paralelo, la tensión no varía. A cada nuevo valor de p_i se le ha asignado una curva de eficiencia y a través de dicha curva, se ha calculado el valor de eficiencia para cada quinceminutal de potencia de entrada. A partir de los valores de potencia de entrada y de eficiencia, se han obtenido las potencias de salida que se obtendrían si se incorporara la rama extra en paralelo.

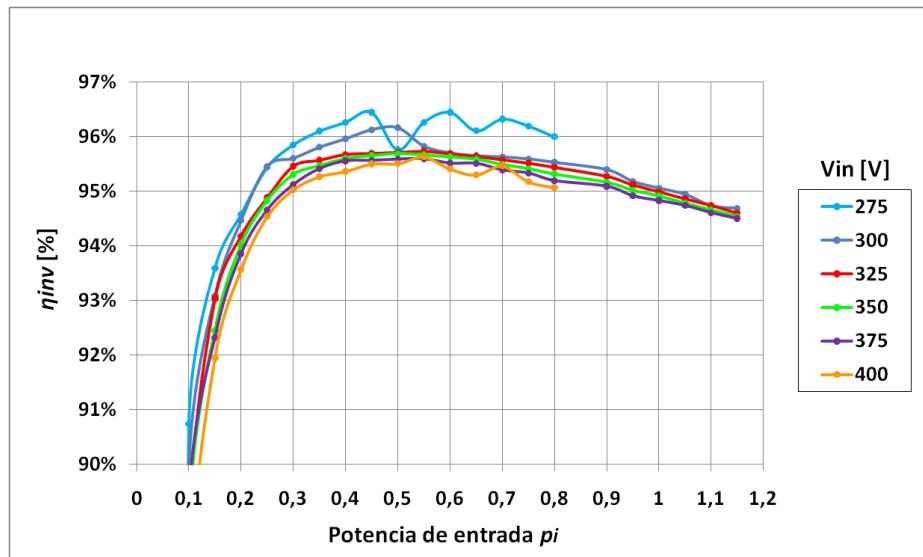


Figura 6.1: Eficiencia de conversión frente a p_i para diferentes tensiones de entrada.

Una vez obtenidas las potencias de salida del inversor, se ha procedido al cálculo del índice de producción final:

$$Y_f(+1\ rama) = \frac{W_o(+1\ rama)}{P_{GFV(+1\ rama)}} = \frac{13\ 000(kWh)}{7,2(kWp)} = \mathbf{1806\ HES} \quad (6.4)$$

$Y_f(+1\ rama)$ es notablemente menor que Y_f . Este resultado pone de manifiesto que para esta instalación, añadir una rama más en paralelo con las tres que realmente existen, no compensa el aumento de la producción energética obtenida. En otras palabras, la inversión realizada para aumentar el número de paneles no se ve recompensada con un mayor número de horas equivalentes al año.

6.3.2 Cálculo de Y_f añadiendo 1 módulo en serie

Si en vez de añadir una rama en paralelo se añadiera un módulo extra en serie en cada una de las tres ramas que componen el generador fotovoltaico, el índice de producción final de la instalación variará del real. El total de módulos añadidos será de tres (uno por rama). En este caso, la tensión de entrada al inversor será diferente de la situación real, mientras que la potencia total del generador ascenderá hasta los 5940 W_p.

Se ha procedido al cálculo de la potencia generada por medio de la fórmula (6.5), propuesta en [17] (ver anexo 4 para más información sobre el procedimiento):

$$P_{out \text{ (+3 módulos)}} = \frac{-(1 + k_1^o) + \sqrt{(1 + k_1^o)^2 - 4 \cdot k_2^o \cdot \left(k_0^o - \frac{P_{in \text{ (+3 módulos)}}}{P_{inv}} \right)}}{2 \cdot \frac{k_2^o}{P_{inv}}} \quad (6.5)$$

$P_{in \text{ (+3 módulos)}}$ se calcula a través de la relación de transformación de la potencia pico total añadiendo los tres módulos, y la potencia pico total real, al igual que en 6.2.1.

$$Y_{f \text{ (+3 módulos)}} = \frac{W_o \text{ (+3 módulos)}}{P_{GFV} \text{ (+3 módulos)}} = \frac{12\,063(kWh)}{5,94(kWp)} = \mathbf{2031 HES} \quad (6.6)$$

En este caso, $Y_{f \text{ (+3 módulos)}}$ es prácticamente similar a Y_f . La energía producida es superior a la real; sin embargo, este resultado se consigue a costa de aumentar significativamente la potencia instalada en el generador fotovoltaico. Por otro lado, un progresivo aumento de módulos en serie conlleva una pérdida de horas equivalentes de sol todavía mayor. Por consiguiente, no compensa instalar más módulos fotovoltaicos en serie.

En resumen, tras los resultados obtenidos en las secciones 6.2.1 y 6.2.2, se puede afirmar que el número óptimo de módulos FV y su configuración en serie y paralelo óptimos es la que existe en la realidad. Cualquier aumento de ramas en paralelo o de módulos en serie, hace que disminuya el índice de producción final del sistema.

7 CONCLUSIONES Y DESARROLLOS FUTUROS

En esta sección se expone, de forma clara y concisa, cuál ha sido el trabajo llevado a cabo, los resultados y las conclusiones obtenidas, de cada uno de los puntos de los que consta esta Memoria:

- En primer lugar, se ha realizado una amplia y exhaustiva revisión bibliográfica de la normativa internacional aplicable y de los textos científicos y de revistas específicas del sector más relevantes. Dicha revisión se ha centrado en el estado del arte de los distintos métodos para la obtención de la curva de rendimiento, así como de los parámetros que influyen en él (tensión, radiación...) y aquellos estudios referentes al índice de producción final, Y_f .
- De la bibliografía estudiada se ha concluido que la eficiencia de cualquier inversor, se puede caracterizar por medio de una ecuación polinómica de segundo orden y la normalización de su potencia. Dicha ecuación presenta unos parámetros adimensionales, que pueden estar referidos a la entrada (k_0^i, k_1^i y k_2^i) o a la salida (k_0^o, k_1^o y k_2^o) y que definen el comportamiento del inversor.
- Se ha calculado la curva η_{inv} - p_o por medio de tres métodos propuestos en la bibliografía estudiada, a partir de los datos registrados a lo largo de un año en un emplazamiento concreto. Las curvas obtenidas con los dos métodos 1 (a partir de los parámetros adimensionales de entrada y de los de salida) son similares y se hallan dentro del grueso de la curva de eficiencias reales. Por su parte, la obtenida por el método 2, sobrestima la eficiencia para valores de potencia en rangos inferiores.
- Posteriormente, se ha analizado la dependencia de la eficiencia de conversión eléctrica con la tensión de entrada al inversor. En los resultados obtenidos se puede observar cómo existe un área delimitada por una potencia p_o entre 0,25-0,5 y una tensión V_{in} entre 250-325 V, en la que se alcanzan las mayores eficiencias (por encima de 0,96 %). Por lo general, las curvas de menor tensión alcanzan eficiencias más elevadas.
- A continuación, se han comparado los valores de rendimiento europeo (η_{EU}), rendimiento californiano (η_{CEC}) y rendimiento energético (η_E). El rendimiento energético es inferior al valor teórico de η_{EU} y al de η_{CEC} .
- Se ha propuesto un nuevo método de cálculo del rendimiento (η_{SITE}) en el cual, se utilizan 11 factores de ponderación energéticos, a diferencia de η_{EU} o η_{CEC} , que solamente utilizan 6. Además, la mayor parte de los factores de ponderación se asignan a potencias bajas. Por medio de η_{SITE} , se logran resultados idénticos al rendimiento energético η_E , que es considerado el rendimiento real de la instalación.

- Por último, se ha calculado el índice de producción final (Y_f) de la instalación. A su vez, se ha estudiado la influencia en Y_f al redimensionar el generador FV de nuevo. Por un lado, al aumentar una rama en paralelo con las tres ya existentes, Y_f disminuye notablemente, puesto que aunque aumente la energía producida, no compensa con la gran cantidad de potencia instalada. Por otro lado, al aumentar un módulo FV en cada una de los tres *strings*, Y_f apenas varía e incluso disminuye ligeramente frente al valor real. Por este motivo, tampoco resulta rentable añadir un mayor número de módulos por *string*.

A modo de resumen, se puede concluir que el rendimiento del inversor es un factor determinante en la consecución de un buen rendimiento global de la instalación. Sin embargo, no se aporta suficiente información por parte de algunos fabricantes de inversores sobre este parámetro, ni se estudia con detenimiento ni rigurosidad por parte de los técnicos especialista en SFCR. El rendimiento europeo es un valor que no siempre refleja la realidad de todas las instalaciones y el rendimiento máximo no se puede utilizar para estimaciones anuales. Por último y como aportación, este TFM propone un nuevo método para el cálculo del rendimiento, mucho más similar al real, y que utiliza un mayor número de factores de ponderación y los asigna equidistantemente a todo el rango de potencias de salida del inversor.

Las líneas de trabajo futuras que este TFM posibilita, son las siguientes:

- Análisis de la dependencia de la eficiencia de conversión eléctrica con la tensión MPP.
- Estudio del método propuesto para el cálculo de un valor de rendimiento real (η_{SITE}) en otros SFCR, que estudie la variación de los factores de ponderación obtenidos para distintos emplazamientos.
- Generalización del método con tablas de los factores de ponderación, para las distintas zonas de un país.
- Análisis de la dependencia de la eficiencia de conversión eléctrica con la temperatura del inversor ya que, debido a que los datos registrados no fueron correctos, no pudo realizarse en este TFM. De igual modo, se debería realizar otro estudio alternativo a los expuestos en los anexos 3 y 4, extrapolando los datos a un periodo de tiempo de un año.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] E. Koutroulis and F. Blaabjerg “Design Optimization of Grid-Connected PV Inverters”, Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Twenty-Sixth Annual IEEE, 691-698, 2011.
- [2] A. Driesse, P. Jain and S. Harrison “Beyond the Curves: Modeling the Electrical Efficiency of Photovoltaic Inverters”, Photovoltaic Specialists Conference, PVSC '08. 33rd IEEE, 1-6, 2008.
- [3] M. A. Abella and F. Chenlo, “Estimación de la Energía Generada por un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red”, CIEMAT, Laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos, 2005.
- [4] E. Koutroulis and F. Blaabjerg, “Design Optimization of Transformerless Grid-Connected PV Inverters Including Reliability”, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. PP, Issue 99, 2012.
- [5] L. G. Junior, M. A. G. de Brito, L. P. Sampaio and C. A. Canesin, “Evaluation of Integrated Inverter Topologies for Low Power PV Systems”, International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), 35-39, 2011.
- [6] P.P. Barker and J. M. Bing, “Advances in Solar Photovoltaic Technology: An Applications Perspective”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Vol. 2, 1955 – 1960, 2005.
- [7] O. Abdel-Rahim, M. Orabi and M. E. Ahmed “Development and Efficient Photovoltaic (PV). Configuration for Low Power Applications”, IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), 622-627, 2010.
- [8] Ángel A. Bayod Rújula, “Energías Renovables. Sistemas Fotovoltaicos”. Colección textos docentes, 2009.
- [9] “UNE-EN 50530:2011. Rendimiento Global de los Inversores Fotovoltaicos”, junio 2011
- [10] Charis de Demoulias, “A New Simple Analytical Method for Calculating the Optimum Inverter Size in Grid-Connected PV Plants”, Electric Power Systems Research, Vol. 80, Issue 10, 1197-1204, October 2010.
- [11] B. Burger and R. Ruther, “Inverter Sizing of Grid-Connected Photovoltaic Systems in the Light of Local Solar Resource Distribution Characteristics and Temperature”, Solar Energy, Vol. 80, Issue 1, 32-45, January 2006.

- [12] G. Notton, V. Lazarov and L. Stoyanov, “Optimal Sizing of a Grid-Connected PV System for Various PV Module Technologies and Inclinations, Inverter Efficiency Characteristics and Locations”, Renewable Energy, Vol. 35, Issue 2, 541-554 February 2010.
- [13] J. Luoma, J. Kleissl and K. Murray, “Optimal Inverter Sizing Considering Cloud Enhancement”, Solar Energy, Vol. 86, Issue 1, 421-429, January 2012.
- [14] J. D. Mondol, Y. Yohanis, M. Smyth and B. Norton, “Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland”, Energy Conversion and Management, Vol 47, Issues 18–19, 2925-2947, November 2006.
- [15] M. Valentini, A. Raducu, D. Sera and R. Teodorescu, “PV Inverter Test Setup for European Efficiency, Static and Dynamic MPPT Efficiency Evaluation”, 11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, 433 – 438, 2008.
- [16] A. Chouder, S. Silvestre, N. Sadaoui and L.Rahmani, “Modeling and Simulation of a Grid Connected PV System Based on the Evaluation of Main PV Module Parameters”, Simulation Modelling Practice and Theory, Vol. 20, Issue 1, 46-58, January 2012.
- [17] G. Velasco, R. Piqué, F. Guinjoan, F. Casellas and J. de la Hoz, “Power Sizing Factor Design of Central Inverter PV Grid-Connected Systems: A Simulation Approach”, 14th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), S9-32 - S9-36, 2010.
- [18] O. Perpiñán Lamigueiro, “Grandes Centrales Fotovoltaicas: Producción, Seguimiento y Ciclo de Vida”, Tesis doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2008.
- [19] Neuenstein and M. B. Krause, “Testing Powercom Solar King SLK-4000”, PHOTON España, Vol. Abril 2011, Pág. 70-73, 2011.
- [20] “UNE-EN 61683:2001. Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de Potencia. Procedimiento para la Medida del Rendimiento”, septiembre 2001.
- [21] “UNE-EN 61724:2000. Monitorización de Sistemas Fotovoltaicos. Guías para el Intercambio de Datos y el Análisis”, abril 2000.