

ANEXOS

A1 NORMATIVA APLICADA

A1.1 Norma UNE-EN 50530

La norma UNE-EN 50530 “Rendimiento global de los inversores fotovoltaicos (junio 2011)” tiene por objetivo establecer un procedimiento para la medida del rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia (SMPP) en inversores conectados a red. A su vez, se presenta también la relación entre el rendimiento SMPP estático y el rendimiento de conversión eléctrica, en el cálculo del rendimiento total del sistema fotovoltaico (FV).

Por otro lado, en el Anexo E, de carácter normativo, se establecen distintas especificaciones del rendimiento SMPP y de conversión, en términos de la potencia nominal normalizada de CA.

Un inversor fotovoltaico de conexión a red está formado por dos partes, principalmente: el seguidor del MPP, cuyo objetivo consiste en suministrar en todo momento la máxima potencia disponible del generador FV, y el convertidor DC-AC, que convierte potencia continua en alterna, lo más eficientemente posible.

La potencia continua procedente de generador FV (P_{in} en este TFM, P_{CC} en la norma), se transforma en el inversor en potencia alterna (P_{out} en este TFM, P_{CA} en la norma), que será vertida a red. La relación entre las dos potencias define el rendimiento de conversión eléctrica (η_{inv} en este TFM, η_{conv} en la norma), que aparece en el Anexo F.2 de la norma:

$$\eta_{conv} = \frac{P_{CA}}{P_{CC}} \quad (A1.1)$$

Por su parte, el Anexo F.4 de la norma, “Cálculo del rendimiento total”, describe la ecuación de cálculo del rendimiento total del inversor (η_{TOTAL}). Para su obtención, se debe tener en cuenta tanto el rendimiento de conversión, como el rendimiento SMPP:

$$\eta_{TOTAL} = \eta_{conv} \cdot \eta_{SMPP} \cdot \dots \quad (A1.2)$$

Por último, el Anexo E de la norma estudiada, presenta la normalización de la potencia de salida a la potencia nominal de salida, (P_{inv} en este TFM, $P_{CA,n}$ en la norma), así como los límites permitidos para los nodos normalizados de la potencia normalizada de salida, en el cálculo del rendimiento. Tanto P_{CA} como P_{CC} pueden normalizarse en un primer paso con respecto a la potencia nominal de entrada, $P_{CC,n}$, tal y como se muestra en la Tabla A1.1. Por su parte, la potencia normalizada de salida (p_o en este TFM, p'_{CA} en la norma) se obtiene de la relación entre la potencia de salida (P_{CA}) y su potencia nominal de salida ($P_{CA,n}$).

$P_{CC}/P_{CC,n}$	$P_{CA}/P_{CC,n}$
$p_{CC_I}=1$	p_{CA_I}
$p_{CC_0,75}=0,75$	$p_{CA_0,75}$
$p_{CC_0,5}=0,5$	$p_{CA_0,5}$
$p_{CC_0,3}=0,3$	$p_{CA_0,3}$
$p_{CC_0,25}=0,25$	$p_{CA_0,25}$
$p_{CC_0,2}=0,2$	$p_{CA_0,2}$
$p_{CC_0,1}=0,1$	$p_{CA_0,1}$
$p_{CC_0,05}=0,05$	$p_{CA_0,05}$

Tabla A1.1: Normalización de P_{CC} y P_{CA} con respecto a $P_{CC,n}$

$$p'_{CA} = \frac{P_{CA}}{P_{CA,n}} \quad (A1.3)$$

Para las diferentes operaciones que puedan realizarse en el cálculo del rendimiento, la norma establece unos límites permitidos para los nodos normalizados de potencia de corriente alterna, cuyos valores pueden observarse en la Tabla A1.2:

Valor mínimo normalizado de CA p'_{CA}	Valor normativo de la potencia normalizada de CA p'_{CA}	Valor máximo normalizado de CA p'_{CA}
0,95	1	1,05
0,7125	0,75	0,7875
0,475	0,5	0,525
0,285	0,3	0,315
0,2375	0,25	0,2625
0,19	0,2	0,21
0,095	0,1	0,105
0,0475	0,05	0,0525

Tabla A2.2: Límites permitidos para los nodos normalizados de potencia de CA

Estos límites han sido utilizados en este TFM en diversos cálculos del rendimiento de conversión eléctrica, especialmente en los relativos a los distintos métodos propuestos en las correspondientes publicaciones científicas, descritas en la memoria, sección 3. En concreto, en el método 1 descrito, tanto en el cálculo de los parámetros del inversor referentes a la entrada (k_n^i), como los referentes a la salida (k_n^o), se llega a sendos sistemas de ecuaciones lineales. A modo de ejemplo, a continuación se expone la forma de obtención de los parámetros referentes a la entrada:

De los datos registrados, se calculó la potencia media de entrada y de salida del inversor, en las cercanías de tres puntos de trabajo diferentes. Los puntos escogidos fueron $p \in \{0,2 \ 0,5 \ 0,75\}$. Por medio de las ecuaciones A1.4 y A1.5 se obtuvieron los límites máximos y mínimos de los valores normalizados de potencia, que se corresponden con los valores de la Tabla A1.2.

$$p_{ip} = \bar{p}_i \begin{cases} \bar{p}_i < 1,05 \cdot p \\ \bar{p}_i > 0,95 \cdot p \end{cases} \quad (\text{A1.4})$$

$$p_{op} = \bar{p}_o \begin{cases} \bar{p}_o < 1,05 \cdot p \\ \bar{p}_o > 0,95 \cdot p \end{cases} \quad (\text{A1.5})$$

A continuación, una vez obtenidos los seis valores de p_i y de p_o , se construyeron los sistemas de ecuaciones lineales, para la obtención de los parámetros del inversor. El sistema de ecuaciones lineales a resolver fue el siguiente:

$$p_L = p_i - p_o \quad (\text{A1.6})$$

$$p_L = k_0^i + k_1^i p_i + k_2^i p_i^2 \quad (\text{A1.7})$$

$$\begin{bmatrix} 1 & p_{i20} & p_{i20}^2 \\ 1 & p_{i50} & p_{i50}^2 \\ 1 & p_{i75} & p_{i75}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} k_0^i \\ k_1^i \\ k_2^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_{i20} - p_{o20} \\ p_{i50} - p_{o50} \\ p_{i75} - p_{o75} \end{bmatrix} \quad (\text{A1.8})$$

Finalmente, una vez obtenidos los valores de (k_n^i) , se sustituyeron en la ecuación A1.9, para obtener el valor del rendimiento del inversor:

$$\eta_{inv} = 1 - \frac{p_L}{p_i} \quad (\text{A1.9})$$

A1.2 Norma UNE-EN 61683

La norma UNE-EN 61683 “Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento (septiembre 2001)” recoge la normativa de obligado cumplimiento, relacionada con el cálculo del rendimiento de cualquier acondicionador de potencia, en sistemas FV conectados a red eléctrica o bien en sistemas aislados.

La norma define el rendimiento energético (η_E) como el cociente entre la energía de salida y la potencia de entrada durante un periodo de tiempo determinado, cuya ecuación se presenta en la norma en el punto 5, Rendimiento energético:

$$\eta_E = \left(\frac{W_o}{W_i} \right) \times 100 \quad (\text{A1.10})$$

W_o es la energía de salida durante un periodo especificado de operación y W_i es la energía de entrada durante un periodo especificado de operación. Ambos valores de energía se miden en kWh. En la memoria, sección 5.2 se calculó el rendimiento energético de la instalación, siendo el periodo de operación estudiado de un año. Las energías auxiliares de entrada, utilizadas por ejemplo por el sistema de control del inversor, también se deben computar en la energía de entrada al acondicionador de potencia, W_i , en la ecuación A1.10.

A1.3 Norma UNE-EN 61724

La norma UNE-EN 61724 “Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para el intercambio de datos y el análisis (abril 2000)” describe recomendaciones para la monitorización y el análisis de datos relativos a sistemas fotovoltaicos (FV), centrándose en el comportamiento del campo FV como parte del sistema FV. La norma pretende facilitar la comparación y el intercambio de datos de sistemas FV de diferentes tamaños o zonas climáticas.

En el cuerpo de la norma se recoge la definición de índice de producción final de un sistema FV (Y_f), concretamente en el punto 8.4, “Índices de comportamiento del sistema”.

En el punto 8.4.1 se define el Y_f 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 (Fórmula A1.11, ecuación 14 en la norma). Según se explica en dicho apartado, Y_f representa el número de horas por día que el campo FV necesitaría operar a su potencia nominal de salida P_o para igualar su monitorizada contribución a la carga neta diaria.

$$Y_f = Y_A \cdot \eta_{LOAD} \quad (\text{A1.11})$$

siendo $Y_A = E_{A,d} / P_o$ (A1.12)

$$\eta_{LOAD} = E_{use,\tau} / E_{in,\tau} \quad (\text{A1.13})$$

Y_A es el índice de producción de campo FV, y representa la energía de salida diaria del campo FV ($E_{A,d}$) por kW de campo FV instalado (P_o , potencia nominal de salida). Por su parte, η_{LOAD} se calcula como el cociente entre la energía de salida total del sistema ($E_{use,\tau}$) y la energía de entrada total del sistema ($E_{in,\tau}$) (A 1.12 y A1.13).

Estas ecuaciones hacen referencia a índices de producción media diaria; sin embargo también se pueden calcular los índices equivalentes mensuales y anuales, tal y como refleja la norma en su punto 8.4.4, “Índices de producción anual o mensual, pérdidas y rendimientos”. Para el cálculo del índice de producción final anual, se debe utilizar índices de producción de campo FV anuales (valor de energía neta desde el campo FV anual ($E_{A,y}$), en lugar del valor diario).

A2 RENDIMIENTO POR ESTACIONES Y MESES DEL AÑO

A2.1 Eficiencia mensual

El rendimiento alcanzado por todo inversor varía también en función de la época del año en la que trabaja. La influencia de la irradiación sobre el generador fotovoltaico y el propio inversor, establece notables diferencias entre las eficiencias alcanzadas en los distintos meses y estaciones del año. La eficiencia es mayor en los meses de verano con respecto a la de los meses de invierno, con más días nublados en los que el inversor no llega a generar suficiente potencia para trabajar en las zonas de altas eficiencias.

Se ha calculado la eficiencia a lo largo de los doce meses del año, por medio de las ecuaciones (A2.1) y (A2.2), según [14]:

$$\bar{\eta}_{inv,m} = \frac{1}{N} \left(\sum_{d=1}^N \eta_{inv,d} \right) \times 100\% \quad (\text{A2.1})$$

$$\eta_{inv,m} = \frac{(\sum_{d=1}^N E_{AC,d})}{(\sum_{d=1}^N E_{DC,d})} \times 100\% \quad (\text{A2.2})$$

meses	$\bar{\eta}_{inv,m}$ [%]	$\eta_{inv,m}$ [%]
<i>enero</i>	88.58	94.45
<i>febrero</i>	90.72	94.66
<i>marzo</i>	92.34	94.95
<i>abril</i>	92.16	95.06
<i>mayo</i>	92.62	95.10
<i>junio</i>	92.44	95.17
<i>julio</i>	93.58	95.35
<i>agosto</i>	93.63	95.30
<i>septiembre</i>	92.75	95.19
<i>octubre</i>	92.54	95.07
<i>noviembre</i>	91.49	94.94
<i>diciembre</i>	89.88	94.66

Tabla A2.1: Eficiencia mensual calculada según (A2.1) y (A2.2)

En la Tabla A2.1 y la Figura A2.1 se puede observar cómo los valores de eficiencia inferiores corresponden al mes de enero en ambos casos. Por otro lado, los máximos valores de eficiencia se obtienen en los meses de verano (julio y agosto). La existencia de un mayor número de días con menor radiación en los meses de invierno y, por consiguiente, los bajos valores de eficiencia diaria, influyen notablemente en la eficiencia media diaria para cada mes, calculada por medio de (A2.1). También la temperatura es un factor influyente en la eficiencia, puesto que la tensión aumenta al disminuir la temperatura, y viceversa.

En este sentido, dados los resultados obtenidos, se puede afirmar que resulta mayor la influencia de la radiación que la de la temperatura, en el cálculo de la eficiencia del inversor, puesto que tal y como se observa en la Tabla A2.1 como en la Figura A2.1, en los meses de verano se alcanzan eficiencias más elevadas que en invierno.

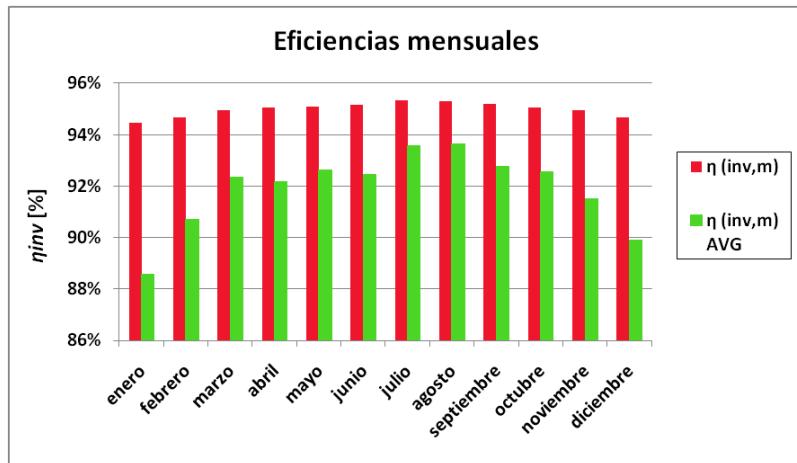


Figura A2.1: Eficiencia mensual y eficiencia mensual media.

A2.2 Influencia de la tensión sobre la eficiencia mensual.

Como se describe en el apartado 4 de la Memoria, la tensión de entrada al inversor es un parámetro que influye en la eficiencia de conversión alcanzada por el inversor, así como también lo es la potencia de salida del mismo. La eficiencia de conversión aumenta al disminuir la tensión de entrada. Por su parte, la tensión depende de la temperatura. Esta influencia se puede observar también a lo largo de las distintas estaciones del año. Las Figuras A2.2, A2.3, A2.4, A2.5, A2.6 y A2.7 y A2.8 permiten analizar los diferentes rangos de tensión que se alcanzan en dependencia de la estación del año y su influencia en la eficiencia del inversor.

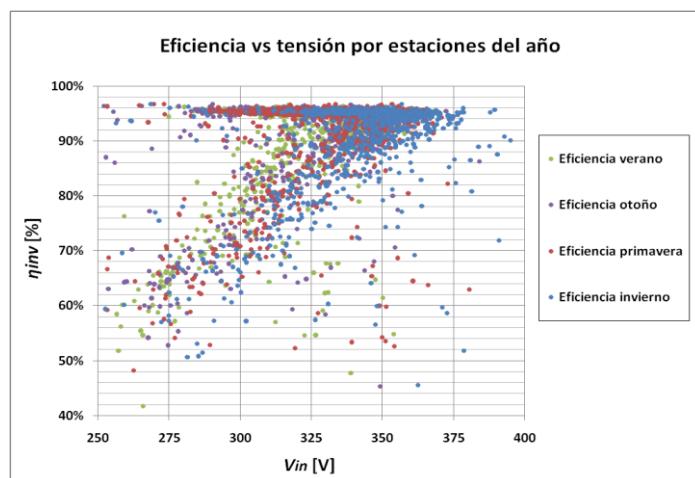


Figura A2.2: Eficiencia de conversión frente a tensión por estaciones del año.

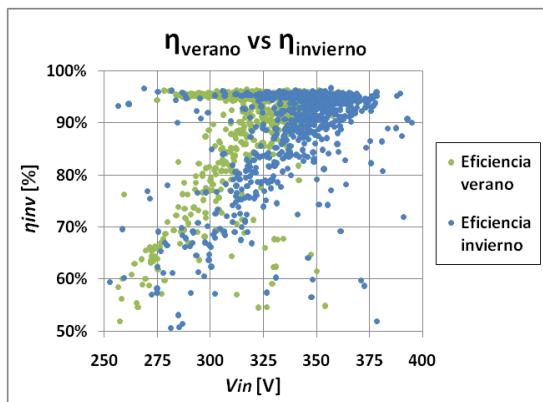


Figura A2.3: Eficiencia verano vs eficiencia invierno

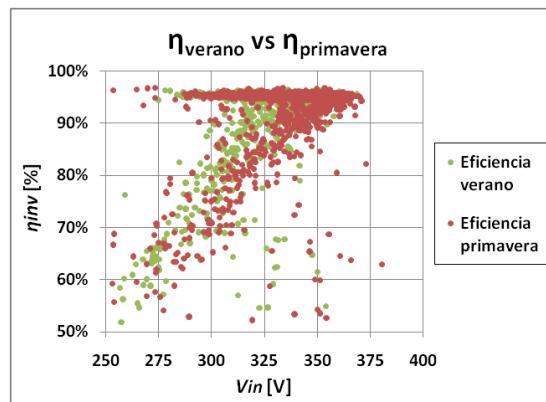


Figura A2.4: Eficiencia verano vs eficiencia primavera

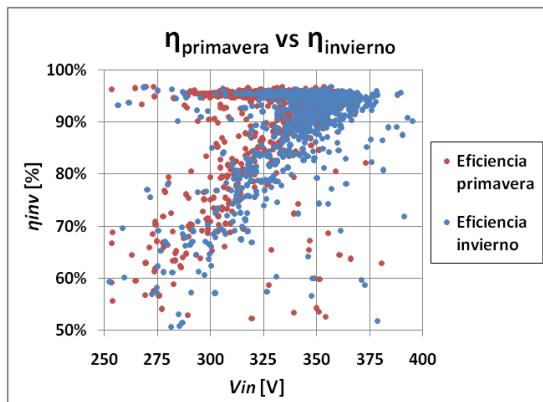


Figura A2.5: Eficiencia primavera vs eficiencia invierno

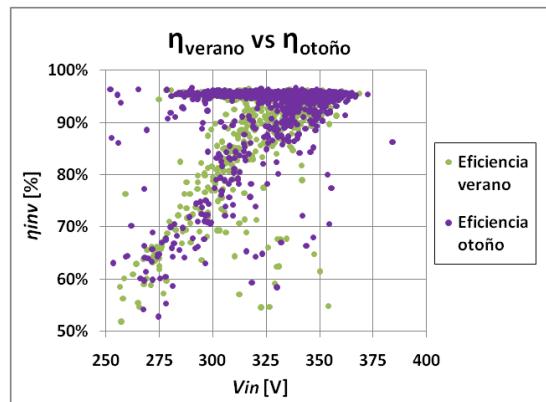


Figura A2.6: Eficiencia verano vs eficiencia otoño

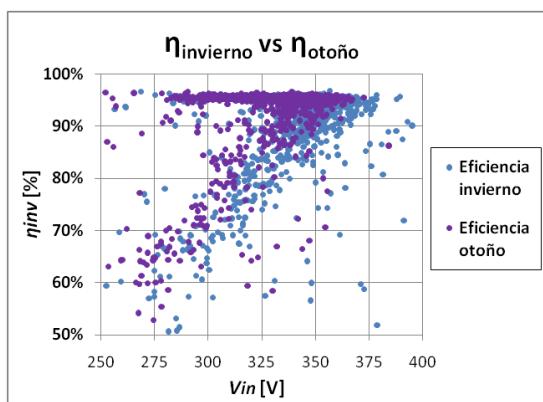


Figura A2.7: Eficiencia invierno vs eficiencia otoño

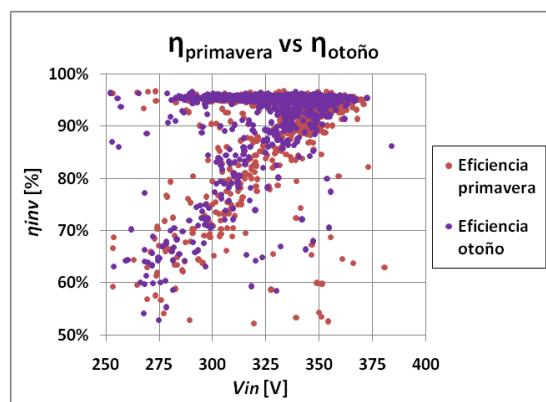


Figura A2.8: Eficiencia primavera vs eficiencia otoño

Si analizamos las figuras anteriores, se observa que para los meses de invierno (más fríos), el grueso de puntos registrados está desplazado más a la derecha (mayores tensiones), que los puntos registrados en verano (más cálidos), desplazados hacia la izquierda (menores tensiones). Los registros de primavera y otoño se sitúan en rangos de tensiones intermedios.

A3 INFLUENCIA DE LA RADIACIÓN EN LA EFICIENCIA DE CONVERSIÓN ELÉCTRICA

La radiación eléctrica es otro de los parámetros que pueden afectar a la eficiencia de conversión eléctrica, η_{inv} , y al que no se le suele dar excesiva importancia a la hora de escoger el inversor adecuado para cada instalación. La radiación solar puede afectar a la eficiencia, debido a que la cantidad de radiación captada por los módulos fotovoltaicos implica una mayor o menor potencia de entrada al inversor. La ecuación (A3.1) describe la relación entre la potencia de entrada al inversor y la radiación:

$$P_{in} = G_{ef} \cdot \eta_g \cdot A_g \quad (\text{A3.1})$$

donde G_{ef} es la radiación efectiva incidente en el plano del generador, η_g es la eficiencia del generador FV y A_g es el área efectiva del generador. De la ecuación 1.1 se deduce (tal y como se puede observar también en la Figura A3.1), cómo la potencia de entrada al inversor es proporcional a la radiación incidente.

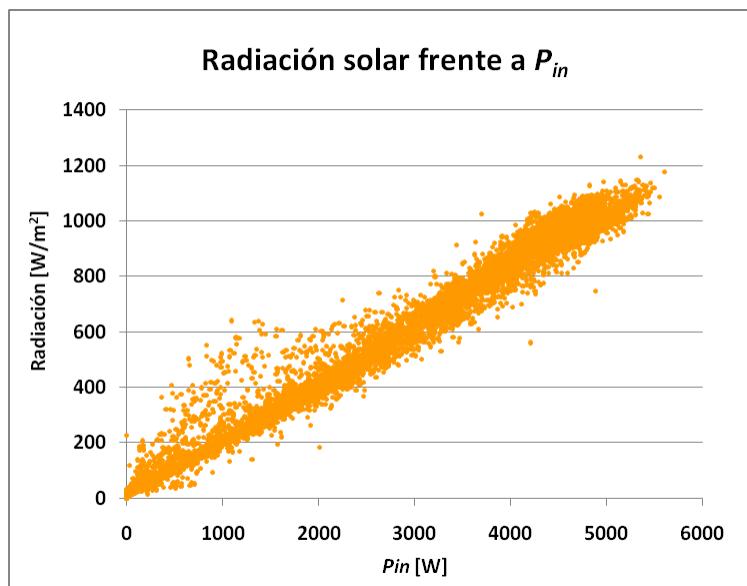


Figura A3.1: Radiación solar frente a potencia de entrada al inversor.

Las curvas de eficiencia obtenidas por el método 1 (con coeficientes de entrada y de salida) y el método 2, establecían que la eficiencia máxima se alcanzaba en torno a un valor de p_o de entre 0,4 y 0,5 (ver memoria, secciones 3.2.1 y 3.2.2). Por su parte, la Figura 4.1 de la sección 4 de la memoria, muestra rangos de eficiencia mayores para p_o entre 0,25 y 0,5. La Figura A3.2 muestra los valores de eficiencia alcanzados para los distintos valores de radiación y de potencia de salida normalizada. En la gráfica se pueden observar cómo las mayores eficiencias se alcanzan para un rango de potencia aproximado de entre 0,25 y 0,5 y un rango de radiación de entre 550 y 700 W/m².

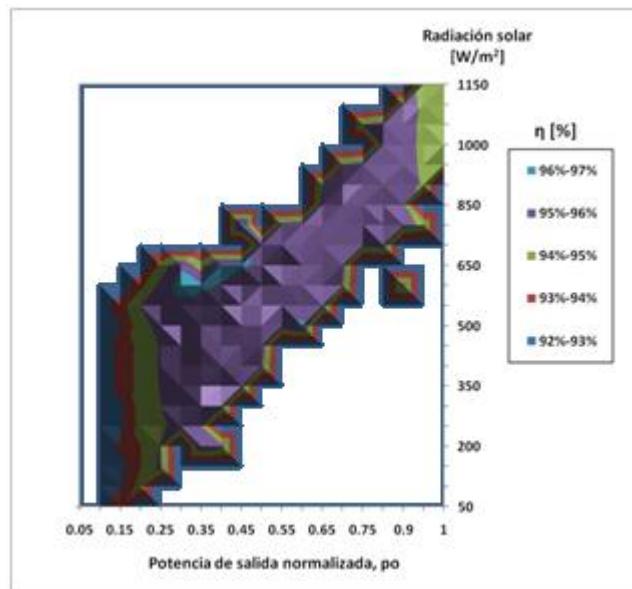


Figura A3.2: Gráfico de superficie de la eficiencia de conversión η_{inv} frente a p_o y a la radiación solar.

Por otro lado, la Figura A3.3 muestra las curvas de rendimiento frente a p_o , para distintos valores de radiación solar. Se puede observar cómo cada rango de radiación abarca un rango de potencia de salida, construyéndose la curva de eficiencia completa con las distintas curvas. Esto es debido a la linealidad de la potencia frente a la radiación, tal y como muestran la Figura A3.1 y la Figura A3.2. En el estudio de la dependencia de η_{inv} con V_{in} (ver memoria, sección 4, Figura 4.3), cada rango de tensión es capaz de abarcar prácticamente todo el rango de potencia de salida, a diferencia de lo que ocurre con lo estudiado en este anexo 3.

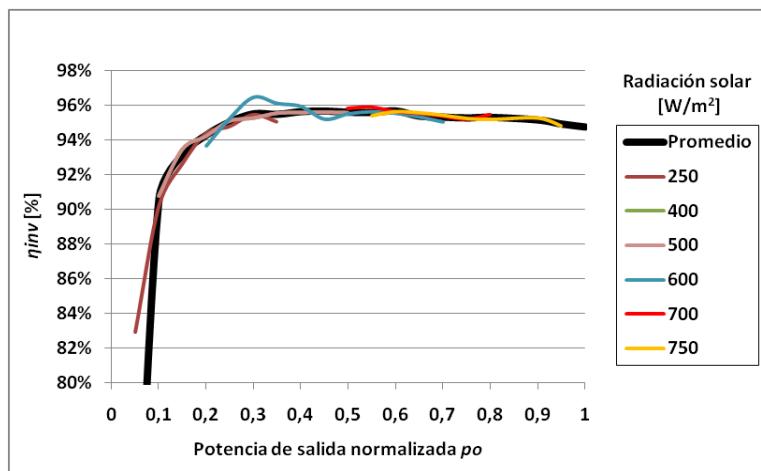


Figura A3.3: Eficiencia de conversión para diferentes valores de radiación.

A4 COMPARACIÓN DE LA EFICIENCIA EN SISTEMA FIJO Y EN SISTEMA CON SEGUIMIENTO SOLAR

En este anexo 4 se ha calculado la eficiencia, la producción y el índice de producción final (Y_f) de la instalación, a partir de los datos registrados de radiación solar horizontal (G_{fijo}), y de radiación ($G_{seguidor}$) y de potencia de entrada ($P_{in\ (seguidor)}$) para el sistema con seguimiento, tal y como se (A4.1).

$$P_{in\ (fijo)} = \left(\frac{G_{fijo}}{G_{seguidor}} \right) \times P_{in\ (seguidor)} \quad (\text{A4.1})$$

Sólo se ha podido obtener datos sincronizados de radiación y de potencia durante ocho meses, en un periodo que abarca desde octubre de 2009 hasta mayo de 2010. Por este motivo, tanto los cálculos como los resultados obtenidos se han realizado tomando el periodo de ocho meses citado. Para realizar las comparaciones entre el sistema fijo y el sistema con seguidor, los resultados del sistema seguidor, que ya habían sido calculados en otros apartados del TFM para un periodo de un año, se han recalculado para el periodo de ocho meses.

Se ha estimado la potencia de salida del inversor (suponiendo que el sistema fuese fijo, sin seguidor solar), por medio de la fórmula planteada en [16], a través de la potencia de entrada calculada en la fórmula (A4.1) y los parámetros adimensionales de salida característicos del inversor, k_0^o , k_1^o y k_2^o , calculados en la sección 3.2.1 de la memoria de este TFM. Siguiendo el método expuesto en [17], la estimación de producción para el SFCR de Salillas, utilizando un sistema fijo, se ha calculado por medio de (A4.2):

$$P_{out\ (fijo)} = \frac{-(1 + k_1^o) + \sqrt{(1 + k_1^o)^2 - 4 \cdot k_2^o \cdot \left(k_0^o - \frac{P_{in\ (fijo)}}{P_{inv}} \right)}}{2 \cdot \frac{k_2^o}{P_{inv}}} \quad (\text{A4.2})$$

Las Figuras A4.1, A4.2 y A4.3 muestran como ejemplo, para el sistema fijo y para el sistema con seguimiento solar, la radiación solar registrada, las curvas de potencia de salida y las curvas de eficiencia de conversión, respectivamente, a lo largo del tiempo (4 días). Si se analizan las curvas, se puede observar cómo para el sistema con seguimiento, tanto los valores alcanzados de producción, como los valores registrados de radiación solar, son mayores que los correspondientes al sistema fijo, para cada punto de la curva.

La curva de radiación solar de la Figura A4.1 del día 03/10/09, se corresponde con un día completamente soleado. Ese día, la curva de radiación describe una trayectoria curvilínea prácticamente continua, mientras que en el resto de los días, los picos que se observan corresponden a periodos con nubes.

Las diferencias de producción entre los dos sistemas son notables. Se ha calculado la eficiencia global para los dos sistemas (A4.3 muestra la fórmula para el sistema fijo), siendo la diferencia entre ambos de un 0,15 %, tal y como se muestra en la Tabla A4.1. Dicha diferencia no es muy elevada, lo cual tiene sentido si tenemos en cuenta que tanto la energía captada como la producida disminuyen.

$$\eta_{E(fijo)} = \left(\frac{W_o(fijo)}{W_i(fijo)} \right) \times 100 = \left(\frac{885 \text{ kWh}}{939 \text{ kWh}} \right) \times 100 = \mathbf{94,80 \%} \quad (\text{A4.3})$$

$\eta_{E(fijo)}^*$	94,80 %
$\eta_{E(seguidor)}^*$	94,95 %

Tabla A4.1: Rendimiento energético calculado para el sistema fijo y con seguimiento solar.
*(Cálculos realizados para ocho meses de datos, desde octubre 2009 hasta mayo 2010)

Por otro lado, se ha calculado también el índice de producción final (Y_f) que tendría la instalación, si el sistema fuese fijo (A4.4):

$$Y_{f(fijo)} = \left(\frac{W_o(fijo)}{W_p} \right) = \left(\frac{3\,119 \text{ kWh}}{5,4 \text{ kWp}} \right) = \mathbf{578 \text{ HES}} \quad (\text{A4.4})$$

$Y_{f(fijo)}$	578 HES
$Y_{f(seguidor)}$	1045* HES

Tabla A4.2: Índice de producción final calculado para el sistema fijo y con seguimiento solar.
*(Cálculos realizados para ocho meses de datos, desde octubre 2009 hasta mayo 2010)

Los índices de producción final mostrados en la Tabla A4.2 difieren considerablemente. La diferencia entre ambos es de 467 HES, siendo el resultado con seguidor casi el doble que el resultado del sistema fijo.

El sistema con seguimiento es capaz de captar hasta un tercio más de energía que el sistema fijo, en el pico de las curvas diarias de radiación. Esto se traduce en una mayor producción energética final por parte del sistema con seguimiento solar.

En la decisión final de instalar o no seguidores solares, hay que tener muy en cuenta este argumento, pero también aquellos referentes a la inversión inicial y a los posteriores costes de mantenimiento asociados.

Hay que resaltar que todos los cálculos realizados para el sistema fijo son teóricos, a diferencia de los resultados del sistema con seguimiento, en cuyo caso son reales. Por todo ello, los resultados finales obtenidos en este anexo 4 han de ser valorados como estimaciones, válidas únicamente en el hipotético caso de que se hubiera optado por instalar un sistema fijo y no uno con seguimiento solar.

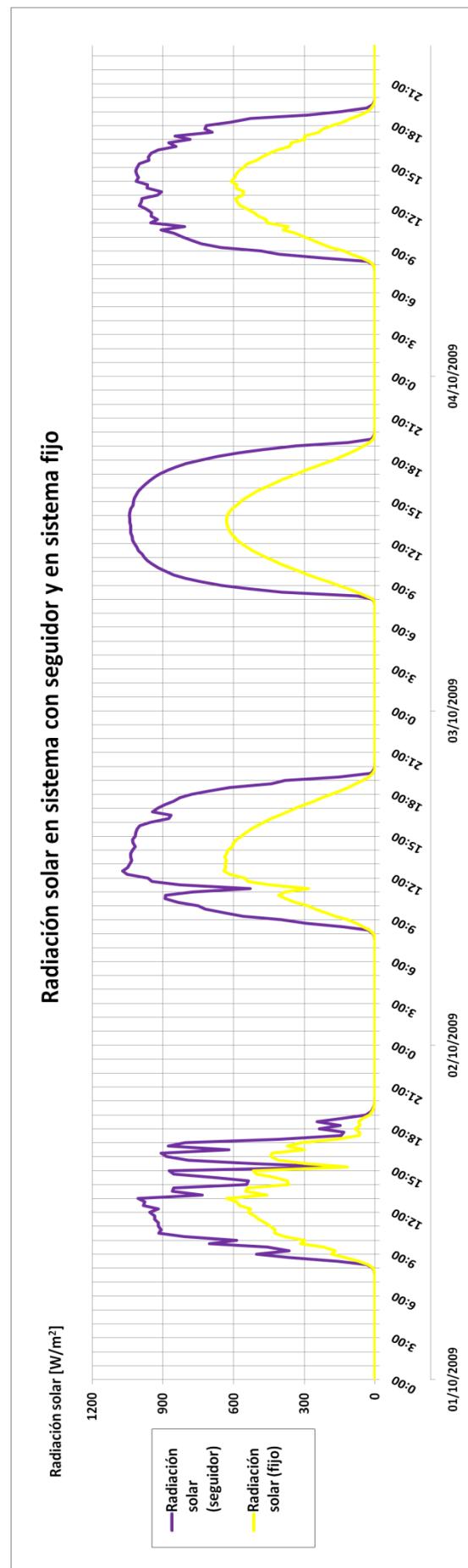


Figura A4.1: Ejemplo de curvas de radiación solar para el sistema con seguimiento solar y horizontal, durante cuatro días.

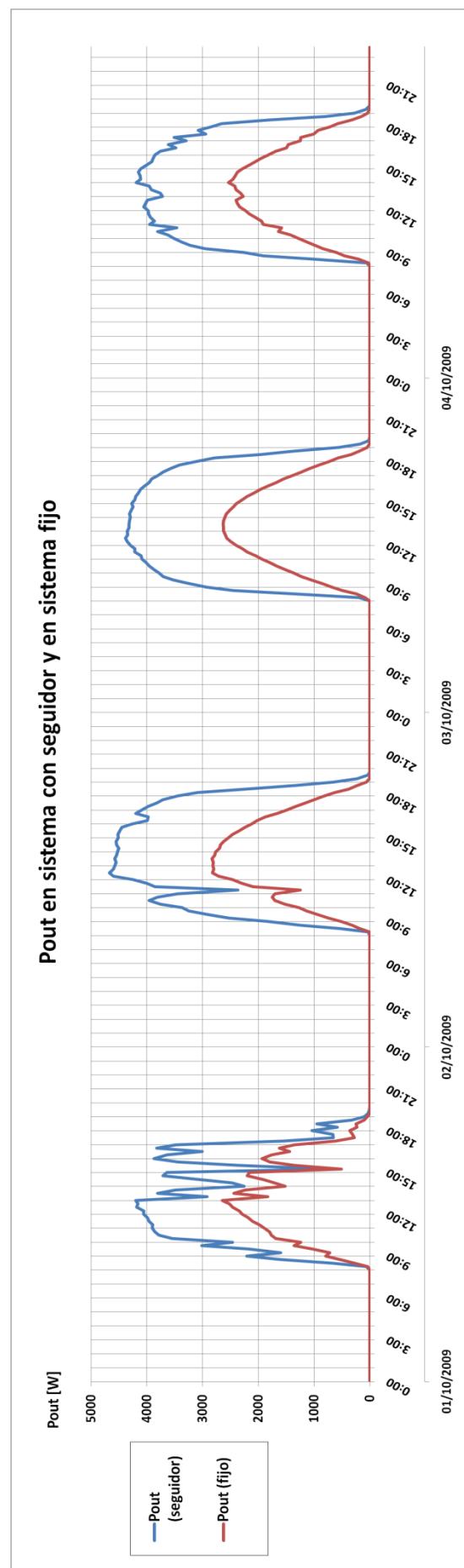


Figura A4.2: Ejemplo de curvas de potencia de salida del inversor para el sistema con seguimiento solar y la estimación para el sistema fijo, durante cuatro días.

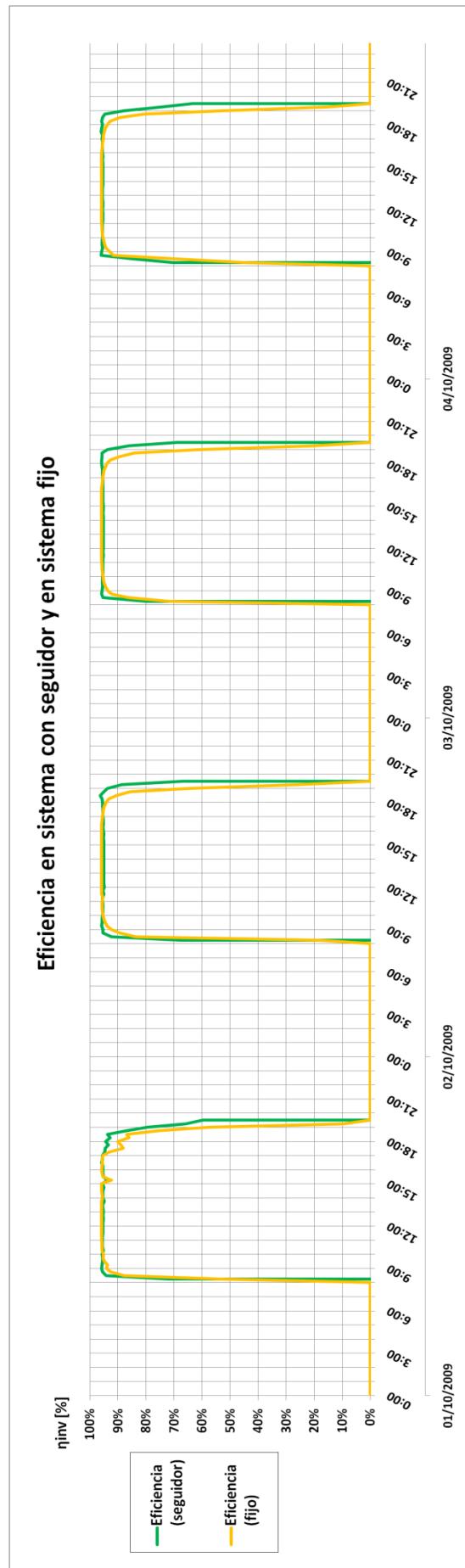


Figura A4.3: Ejemplo de curvas de eficiencia de conversión del inversor para el sistema con seguimiento solar y la estimación para el sistema fijo, durante cuatro días.

A5 SITUACIÓN DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA. CONTEXTO GENERAL

El marco legislativo que ha regularizado la situación de las SFCR en España, ha cambiado mucho en los últimos años. Así, la fotovoltaica española ha pasado por ser un sector de despegue y crecimiento progresivo en los primeros años, y de gran despuete y desorbitado crecimiento hasta hace no más de cuatro años, a acabar finalmente sumergido, como ocurre en la actualidad, en la depresión y la incertidumbre.

El Plan de Fomento de Energías Renovables y el Real Decreto 2818/1998 tuvo como objetivo apoyar el desarrollo y la implantación de las instalaciones eléctricas de tecnología solar fotovoltaica. Con él, se establecía una prima de 40 c€ para instalaciones mayores de 5 kW y de 22 c€ para aquellas que superaran esa potencia. Se limitó la potencia instalada a 50 MW para el año 2010.

Gracias a estas medidas, creció el número de instalaciones construidas. El RD 436/2004 estableció la seguridad jurídica de que los titulares de las instalaciones recibieran una prima sobre el kWh durante veinticinco años [8]. Con la publicación de este Real Decreto, se implantó la prima máxima para instalaciones de hasta 100 kW y el límite de potencia instalada se elevó hasta los 150 MW.

El sector prosperó notablemente y se alcanzó dicho límite en poco tiempo. La entrada en vigor del RD 663/2007, supuso una prima de 41 c€ (4 c€ menos que la prima máxima) para las grandes centrales fotovoltaicas sobre suelo y se fijó el límite de potencia instalada en 371 MW. Con estas medidas, la fotovoltaica pasó a convertirse en una gran oportunidad de negocio para inversores y empresas promotoras. Por este motivo, a mediados de 2007 ya se habían alcanzado los 371 MW. Se entró en un año de prórroga, en el cual y hasta el 29 de septiembre de 2008, se permitía la inscripción de instalaciones bajo el amparo del Real Decreto del 2007 [8].

Esto provocó un *boom* espectacular del número de instalaciones inscritas en un año: cuando expiró el plazo, la potencia instalada en España superaba los 3000 MW, convirtiéndose en el primer país del mundo en potencia instalada de energía solar fotovoltaica. El RD 1578/2008 pretendió poner límites a las grandes instalaciones y favorecer las pequeñas sobre cubiertas y tejados. Se redujo la prima un 35 % ligada al cupo de potencia instalada (4 convocatorias al año) de 267 MW en edificación y 133 MW en suelo para el año 2009.

El nuevo marco legislativo, unido a una profunda crisis económica mundial, ha frenado la implantación de energía solar fotovoltaica. La retroactividad del RD 1565/2010, suprimió el derecho a la percepción de prima equivalente para las instalaciones fotovoltaicas a los 25 años de vida útil.

Así mismo, el último Real Decreto-Ley 1/2012 por el que se suspenden los procedimientos de preasignación de retribución y los incentivos económicos, ha provocado la incertidumbre y el desconcierto ante un presente desfavorable y un futuro incierto.

A6 HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

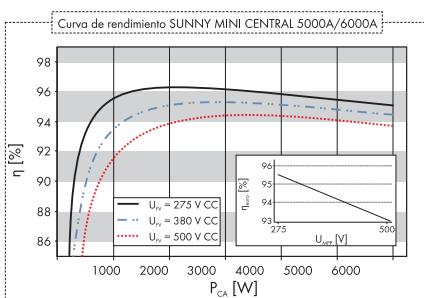
A continuación, en las Figuras A5.1 y A5.2, se muestran las hojas de características de dos de los componentes más importantes del SFCR de Salillas, y que son de interés en este TFM: el inversor SMA-SMC 5000A, monofásico de 5 kW de potencia nominal de salida, y los módulos FV TSM-180DC01 de 180 W_p, de la marca Trina Solar.

Datos técnicos

SUNNY MINI CENTRAL 4600A / 5000A / 6000A

	SMC 4600A	SMC 5000A	SMC 6000A
Valores de entrada (CC)			
Potencia máx. de CC	5250 W	5750 W	6300 W
Tensión máx. de CC	600 V	600 V	600 V
Rango de tensión FV, MPPT	246 V - 480 V	246 V - 480 V	246 V - 480 V
Corriente máx. de entrada	26 A	26 A	26 A
Número de seguidores de MPP	1	1	1
Número máx. de strings (en paralelo)	4	4	4
Valores de salida (CA)			
Potencia nominal de CA	4600 W	5000 W	6000 W
Potencia máx. de CA	5000 W	5500 W	6000 W
Corriente máx. de salida	26 A	26 A	26 A
Tensión nominal de CA / Rango	220 V - 240 V / 180 V - 260 V	220 V - 240 V / 180 V - 260 V	220 V - 240 V / 180 V - 260 V
Frecuencia de red de CA (de ajuste automático) / Rango	50 Hz / 60 Hz / ± 4,5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ± 4,5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ± 4,5 Hz
Factor de potencia (cos φ)	1	1	1
Conexión de CA	monofásica	monofásica	monofásica
Rendimiento			
Rendimiento máx.	96,1 %	96,1 %	96,1 %
Rendimiento europeo	95,2 %	95,2 %	95,2 %
Dispositivos de protección			
Protección contra polarización inversa (CC)	●	●	●
Seccionador de potencia de CC ESS	●	●	●
Resistencia al cortocircuito (CA)	●	●	●
Monitorización de toma a tierra	●	●	●
Monitorización de red (SMA Grid Guard)	●	●	●
Separación galvánica	●	●	●
Datos generales			
Dimensiones (ancho x alto x fondo) en mm	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242
Peso	62 kg	62 kg	63 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Emitencias de ruido (típicas)	≤ 42 dB(A)	≤ 42 dB(A)	≤ 42 dB(A)
Autoconsumo (nocturno)	< 0,25 W	< 0,25 W	< 0,25 W
Topología	transformador de baja frecuencia	transformador de baja frecuencia	transformador de baja frecuencia
Sistema de refrigeración	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Lugar de montaje: interior / a la intemperie (electrónica IP65)	● / ●	● / ●	● / ●
Características			
Conexión de CC: SUNCLIX	●	●	●
Conexión de CA: borne rosulado	●	●	●
LCD	●	●	●
Interfaces: Bluetooth® / RS485	○/○	○/○	○/○
Garantía: 5 años / 10 años / 15 años / 20 años / 25 años	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Iberica.com	www.SMA-Iberica.com	www.SMA-Iberica.com

Datos en condiciones nominales: Abril 2010



Accesorios



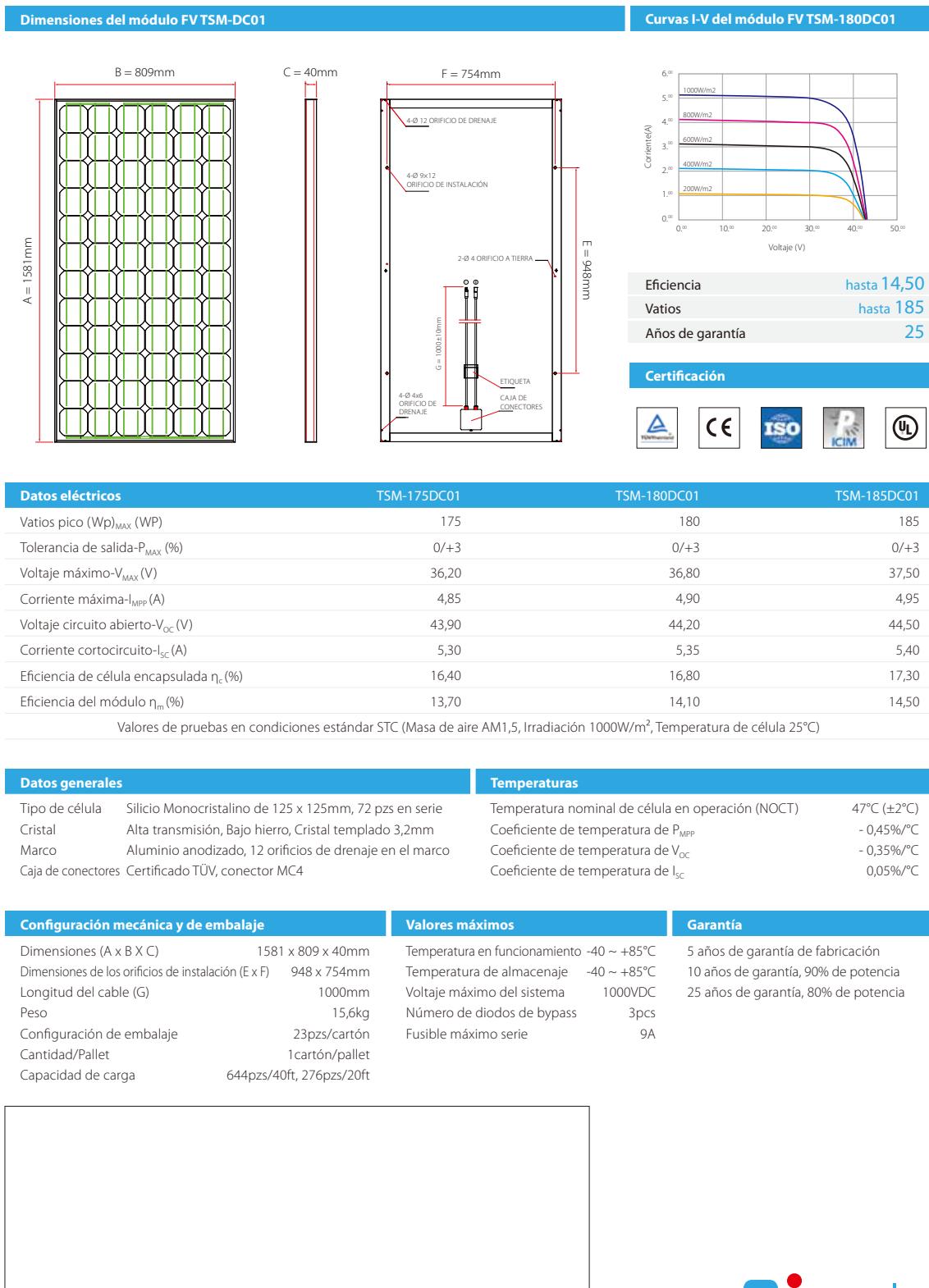
Conector PBL-SMC-10-N
d-SMA Power Polarity



Conector PBL-SMC-10-NI
d-LSMA Power Polar

Figura A6.1. Hoja de características del inversor SMA-SMC 5000A

TSM-DC01 La solución universal



PRECAUCIÓN: LEA LAS INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD E INSTALACIÓN ANTES DE USAR EL PRODUCTO.
© Enero de 2010 Trina Solar Limited. Todos los derechos reservados. Las especificaciones incluidas en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin preaviso.

Figura A6.2. Hoja de características de los módulos FV TSM-180DC01