

# Control directo de potencia aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados a la red

## Direct power control in grid-tied photovoltaic systems

*Maria Alejandra Mantilla Villalobos\**, *Johann Farith Petit Suárez*,  
*Gabriel Ordóñez Plata*

Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica (GISEL). Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander (UIS). Carrera 27 calle 9. Bucaramanga, Colombia.

(Recibido el 04 de abril de 2013; Aceptado el 14 abril de 2014)

### Resumen

Este artículo presenta un análisis sobre la utilización del control directo de potencia en sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución. Esta técnica es utilizada para regular directamente las potencias instantáneas activa y reactiva intercambiadas entre el sistema fotovoltaico y la red de distribución trifásica, eliminando los lazos de control de corriente utilizados por las estrategias de control tradicionales. El funcionamiento del control directo de potencia en sistemas fotovoltaicos es evaluado mediante simulaciones en PSIM, lo cual muestra su buen desempeño para este tipo de aplicaciones. Finalmente, se realiza un análisis comparativo entre este controlador y una técnica tradicional utilizada en sistemas fotovoltaicos conocida como control orientado a tensión.

-----*Palabras clave:* Control directo de potencia, inversores de potencia, sistemas fotovoltaicos conectados a la red

### Abstract

This paper presents an analysis about the use of the direct power control in grid-tied photovoltaic systems. This technique is used to directly regulate the injection of instantaneous active and reactive power to the three-phase distribution network, avoiding current control loops used by traditional control strategies. The direct power control performance in photovoltaic systems is evaluated by PSIM simulation, which shows its good operation for this kind of applications. Finally, a comparative analysis is made between

---

\* Autor de correspondencia: María Alejandra Martínez Villalobos, e-mail: marialem@uis.edu.co; teléfono + 57 7 6344000 ext. 2377 (M. Mantilla)

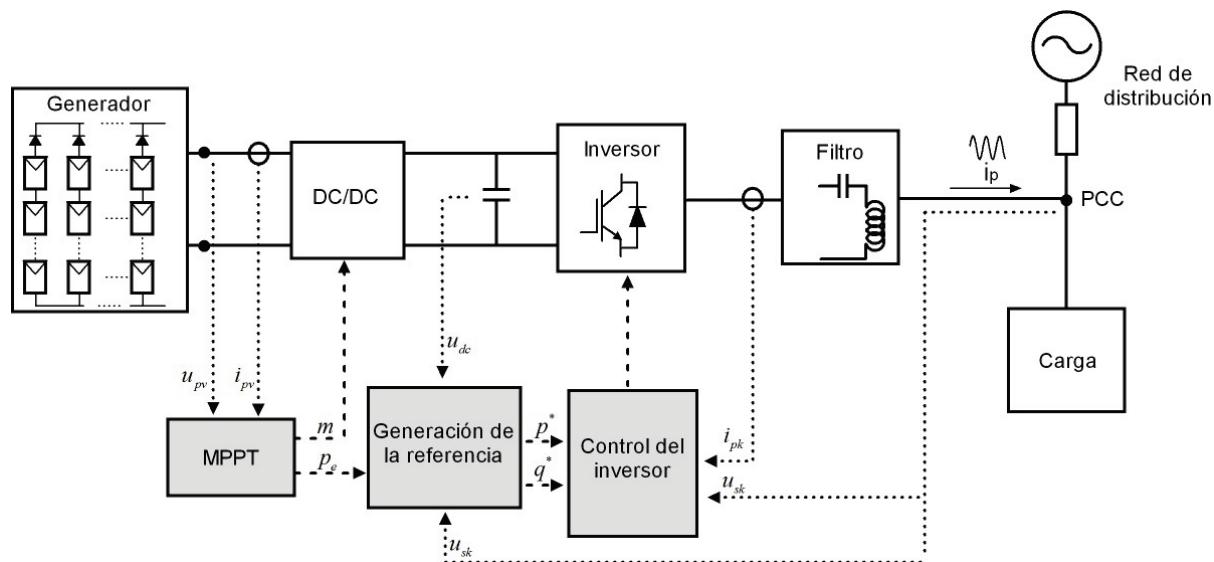
this controller and a traditional technique used in photovoltaic systems called voltage oriented control.

-----**Keywords:** Direct power control, grid-tied photovoltaic systems, power inverters

## Introducción

Actualmente gran parte de la energía se produce a partir de recursos no renovables los cuales en su mayoría son limitados y además son causantes de grandes emisiones de gases de efecto invernadero. Asimismo, la tendencia mundial del consumo de energía eléctrica muestra un considerable aumento de las necesidades de generación de energía para los próximos años. Estos factores han incrementado el interés por la utilización de energías renovables, tales como las energías eólica y solar [1, 2]. Justamente, este trabajo se enmarca dentro de esta tendencia, más precisamente en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución (GPVS, *Grid-tied Photovoltaic System*).

En términos generales, un GPVS permite captar la energía solar, convertirla en energía eléctrica y adecuarla en corriente alterna con las mismas características de la red eléctrica AC. Para lograr este propósito, se utiliza un sistema constituido por un conjunto de paneles fotovoltaicos que forman el generador, un convertidor DC/DC utilizado cuando se requiere una adecuación de las señales de DC a la salida del generador, un condensador, un inversor de potencia, un filtro y/o un transformador de conexión a la red y un sistema de control [3]. Un diagrama simplificado de este sistema se muestra en la figura 1. El punto al cual el sistema fotovoltaico es conectado a la red es llamado punto de acoplamiento común (PCC, *Point of Common Coupling*).



**Figura 1** Diagrama de un sistema fotovoltaico conectado a la red

Generalmente, este sistema de interconexión del generador a la red tiene como objetivos:

- Garantizar la máxima extracción de potencia activa del generador fotovoltaico.

- Entregar a la red de suministro la potencia activa generada por el sistema fotovoltaico y la potencia reactiva requerida mediante la inyección de corriente alterna con una adecuada calidad de la energía.

Para lograr los objetivos, el control del GPVS generalmente es realizado por tres lazos:

- Algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, *Maximum Power Point Tracking*)
- Generación de las señales de referencia
- Control del inversor de potencia

En lo que respecta al control del inversor de potencia, la mayoría de las estrategias de control clásicas regulan el flujo de potencia activa y reactiva de manera indirecta mediante la orientación del vector de corriente inyectada a la red con respecto al vector de tensión en el PCC [4].

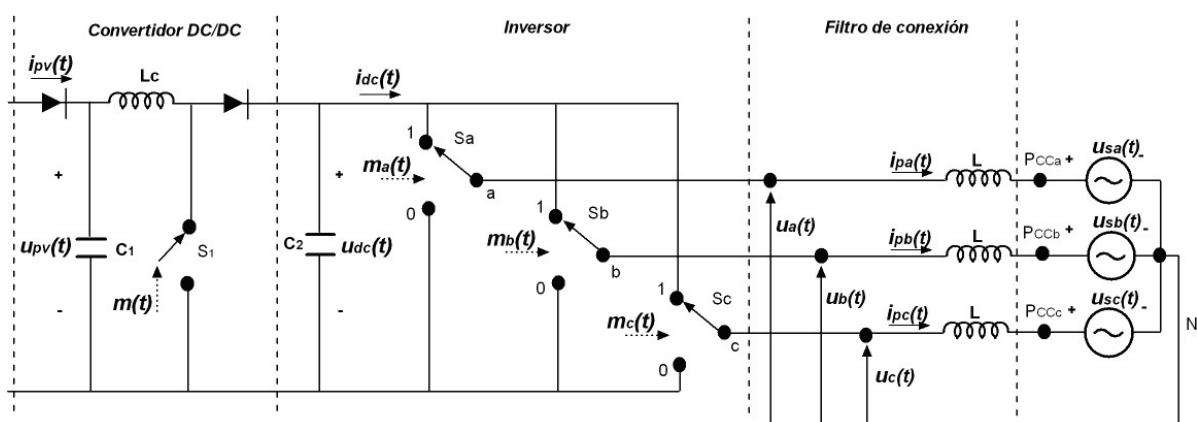
Sin embargo, existen otras estrategias utilizadas en el control de inversores y de circuitos rectificadores controlados tales como el control directo de potencia (DPC, *Direct Power Control*). Éste fue propuesto inicialmente en [5] y se fundamenta en el control directo del par (DTC, *Direct Torque Control*) aplicado a máquinas eléctricas. Una de las principales características del DPC es que las variables de control son directamente las potencias instantáneas activa y reactiva, en vez de las corrientes de línea inyectadas, evitando así el uso de lazos de control de corriente, de técnicas de modulación y de transformaciones del marco de referencia estático *a-b-c* al marco síncrono *d-q-0* [6], entre otras, usadas por técnicas tradicionales.

Partiendo de lo anterior, en este artículo se analiza la utilización del DPC para controlar las potencias instantáneas activa y reactiva en GPVS. El funcionamiento de este controlador es evaluado por medio de simulaciones en PSIM y su desempeño es comparado con una técnica tradicional conocida como control orientado a tensión (VOC, *Voltage Oriented Control*) [7].

De esta manera la organización del artículo es la siguiente. Primero se describen las topologías de los diferentes componentes del GPVS y el modelo matemático del inversor de potencia. Segundo, se presentan los algoritmos de control para los tres lazos de control. Tercero, se muestran los resultados de simulación y el análisis comparativo. Finalmente, se presentan las principales conclusiones del trabajo.

## Sistema de interconexión del generador fotovoltaico a la red

El sistema de interconexión del generador fotovoltaico a la red considerado en este trabajo está compuesto por tres etapas: un convertidor DC/DC, un inversor de potencia y un filtro de conexión a la red, tal como se presenta en la figura 2. Una descripción de las variables del sistema es presentada en la tabla 1. En este caso el equivalente de la red de distribución se modela como una fuente de tensión ideal trifásica, considerando tensiones en el PCC balanceadas y sinusoidales.



**Figura 2** Sistema de interconexión del generador fotovoltaico a la red

En esta aplicación, el convertidor DC/DC es utilizado para elevar la tensión de salida del generador fotovoltaico, ya que para garantizar controlabilidad del sistema, la tensión  $u_{dc}(t)$  debe ser mayor a la tensión de línea pico en el PCC. Al

utilizar este convertidor elevador, el seguimiento del punto de máxima potencia del generador es realizado mediante el control del ciclo de trabajo del interruptor  $S_1$ .

**Tabla 1** Descripción de variables

Variable	Descripción
$u_{pv}(t), i_{pv}(t)$	Tensión y corriente en la salida del generador fotovoltaico
$u_{dc}(t), i_{dc}(t)$	Tensión y corriente del lado de continua del inversor
$u_{sa}(t), u_{sb}(t), u_{sc}(t)$	Tensiones trifásicas del equivalente de la red de distribución
$i_{pa}(t), i_{pb}(t), i_{pc}(t)$	Corrientes trifásicas inyectadas por el sistema fotovoltaico
$m_a(t), m_b(t), m_c(t)$	Señales de conmutación de los interruptores Sa, Sb y Sc
$m(t)$	Señal de conmutación del interruptor $S_1$
$u_a(t), u_b(t), u_c(t)$	Tensiones trifásicas generadas por el inversor
$L$	Inductancia del filtro de conexión a la red

Por otro lado, las ecuaciones diferenciales que modelan el funcionamiento del inversor conectado a la red están dadas en (1), para las fases  $k=a,b,c$ .

$$L \frac{di_{pk}}{dt} = u_k - u_{sk} \quad (1)$$

Este modelo se puede representar en el marco de referencia  $\alpha\beta$  según (2), utilizando la transformación de Clark [8], en donde  $\mathbf{u}$ ,  $\mathbf{u}_s$  e  $\mathbf{i}_p$  corresponden a los vectores de la tensión del inversor, la tensión en el PCC y la corriente inyectada por el inversor en el marco  $\alpha\beta$ , respectivamente.

$$L \frac{d\mathbf{i}}{dt} = \mathbf{u} - \mathbf{u}_s \quad (2)$$

Además,  $\mathbf{u}$  en el marco  $\alpha\beta$  está dado por (3).

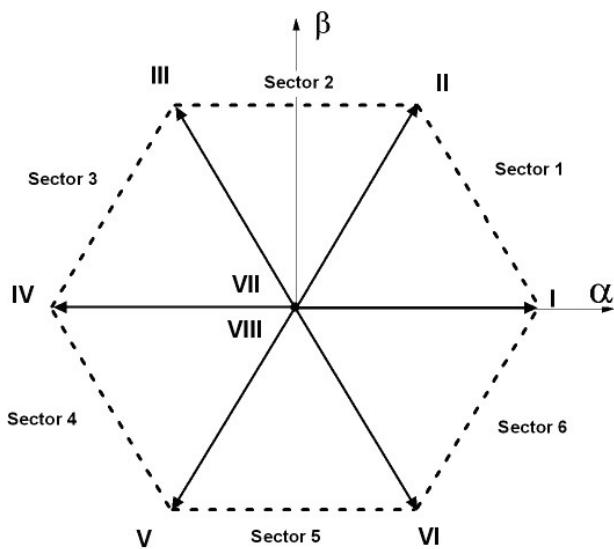
$$\mathbf{u} = \sqrt{\frac{2}{3}}(u_a + u_b e^{j2\pi/3} + u_c e^{-j2\pi/3}) \quad (3)$$

Partiendo de la ecuación (3), se pueden obtener los 8 posibles vectores de tensión de salida del inversor presentado en la figura 2, correspondientes a los 8 estados de conmutación de los interruptores del inversor, según se muestra en la tabla 2. Estos vectores se pueden representar en un plano complejo como el de la figura 3, el cual queda dividido en seis sectores.

**Tabla 2** Estados del inversor

Estado	$m_a(t)$	$m_b(t)$	$m_c(t)$	Vector del inversor	$\mathbf{u}$
I	1	0	0	$\mathbf{U}_I$	$\sqrt{\frac{2}{3}}u_{dc}$
II	1	1	0	$\mathbf{U}_{II}$	$\sqrt{\frac{2}{3}}u_{dc}e^{j\pi/3}$
III	0	1	0	$\mathbf{U}_{III}$	$\sqrt{\frac{2}{3}}u_{dc}e^{j2\pi/3}$
IV	0	1	1	$\mathbf{U}_{IV}$	$\sqrt{\frac{2}{3}}u_{dc}e^{j\pi}$

Estado	$m_a(t)$	$m_b(t)$	$m_c(t)$	Vector del inversor	$u$
V	0	0	1	$U_V$	$\sqrt{\frac{2}{3}}u_{dc}e^{j4\pi/3}$
VI	1	0	1	$U_{VI}$	$\sqrt{\frac{2}{3}}u_{dc}e^{j5\pi/3}$
VII	0	0	0	$U_{VII}$	0
VIII	1	1	1	$U_{VIII}$	0



**Figura 3** Estados del inversor y sectores en el plano  $\alpha$ - $\beta$

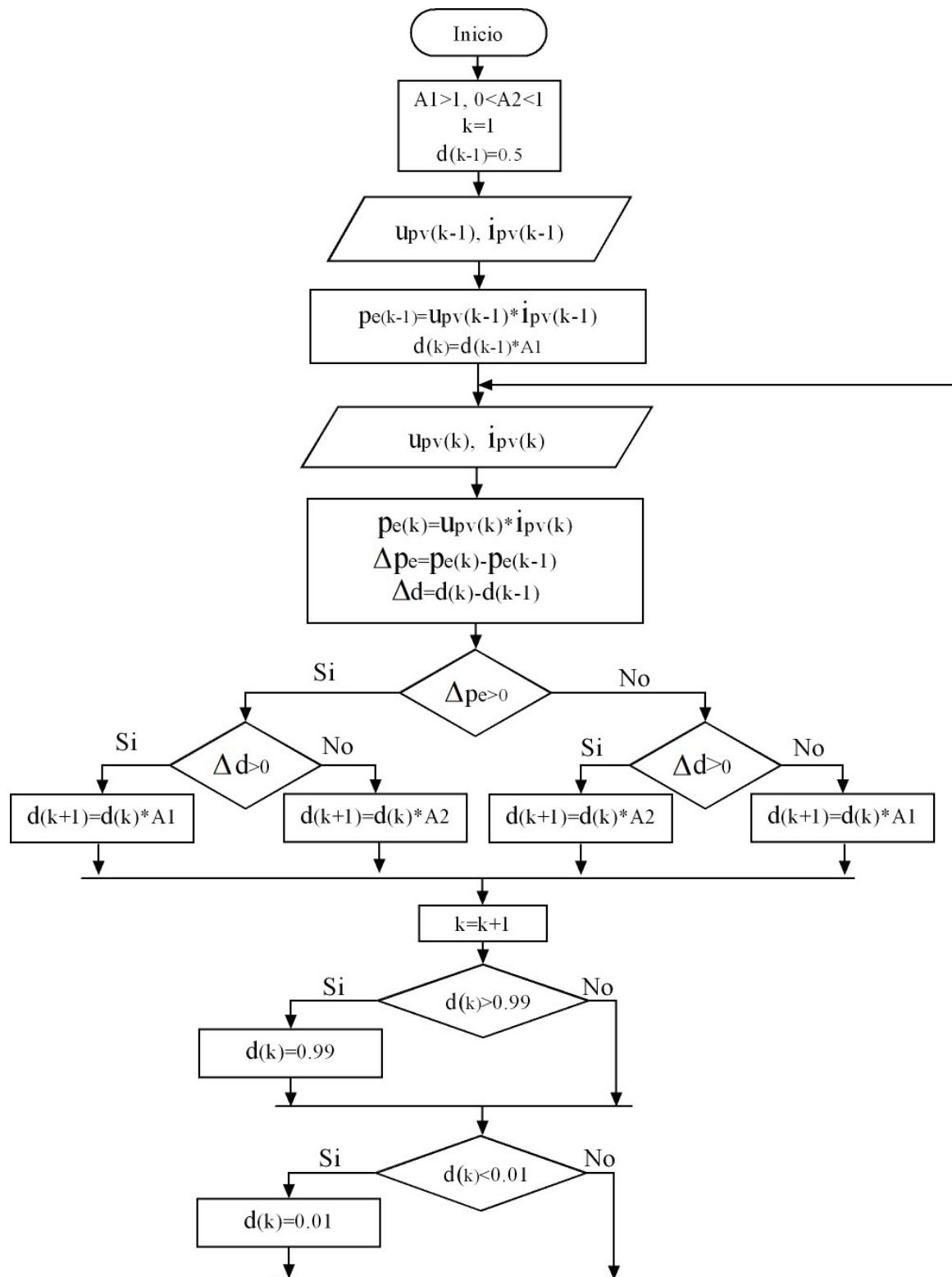
### Algoritmos de control

Como se comentó anteriormente, el control del GPVS es realizado por tres lazos: algoritmo MPPT, lazo de generación de la referencia y control del inversor de potencia; según se observa en la figura 1. En términos generales, el MPPT determina la potencia que genera el conjunto de paneles fotovoltaicos ( $p_e$ ) y el pulso de disparo del convertidor DC/DC ( $m(t)$ ) tal que el generador opere en el punto de máxima potencia. Posteriormente, la potencia determinada por el

MPPT ( $p_e$ ), la tensión del condensador del lado de continua ( $u_{dc}(t)$ ) y la tensión en el PCC ( $u_{sk}(t)$ ) son utilizadas por el algoritmo de generación de la referencia para determinar las referencias de potencia activa y reactiva ( $p^*$  y  $q^*$ ) a intercambiar entre el GPVS y la red. Finalmente, el algoritmo encargado del control del inversor determina los pulsos de disparo del inversor con el fin de seguir las señales de referencia ( $p^*$  y  $q^*$ ). A continuación se describen los algoritmos utilizados en estos tres lazos de control.

### Algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia

El MPPT tiene como función controlar el ciclo de trabajo ( $d(k) \in [0,1]$ ) del convertidor DC/DC elevador, de tal forma que se extraiga la máxima potencia para diferentes condiciones de irradiancia y temperatura. Entre los métodos más comunes para el seguimiento de la máxima potencia se encuentra el de perturbación y observación (P&O). El P&O genera una pequeña variación del ciclo de trabajo del convertidor y observa la variación que se obtiene en la potencia entregada ( $p_e$ ). Si la potencia incrementa, se continúa variando el ciclo en esa misma dirección. En caso contrario, se varía en la dirección contraria [3]. Esta operación se realiza periódicamente, tal como se presenta en el figura 4, donde  $A_1$  y  $A_2$  son constantes que se seleccionan experimentalmente.



**Figura 4** Método P&O

Una vez el ciclo de trabajo del convertidor DC/DC es determinado, éste se sintetiza mediante la técnica de modulación por ancho de pulso (PWM, Pulse Width Modulation), con el fin de generar el pulso de disparo del convertidor DC/DC ( $m(t)$ ) en cada periodo de conmutación. En la técnica PWM considerada, el valor del ciclo de trabajo es comparado con una señal portadora triangular normalizada.

Sumado a lo anterior, el método P&O determina la potencia entregada por el panel ( $p_e$ ), consigna que posteriormente es utilizada en el bloque de generación de la referencia (ver Figura 1) para calcular la potencia activa total de referencia a inyectar a la red.

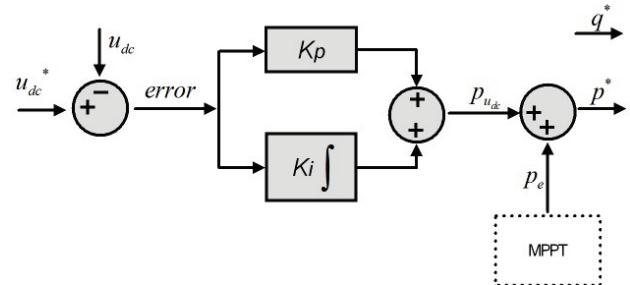
### Generación de las señales de referencia

Las señales de referencia corresponden a las potencias activa y reactiva instantáneas inyectadas al sistema. El esquema utilizado para la generación de las referencias se presenta en la figura 5. Este algoritmo realiza tres funciones [3]:

- Controlar la tensión  $u_{dc}(t)$  de tal manera que ésta permanezca en un valor de referencia predeterminado ( $u_{dc}^*$ ). Este control se realiza mediante un regulador Proporcional Integral (PI) cuyas constantes son determinadas experimentalmente.
- Determinar la potencia activa total a entregar ( $p^*$ ), como la suma de la potencia necesaria para controlar  $u_{dc}(t)$  y la potencia máxima extraída del generador fotovoltaico ( $p_e$ ) determinada mediante el algoritmo MPPT.
- Determinar la potencia reactiva a intercambiar ( $q^*$ ). Esta potencia es seleccionada teniendo en cuenta el dimensionamiento del sistema de interconexión del generador fotovoltaico a la red y de acuerdo a las necesidades de compensación de potencia reactiva requerida por la carga en el PCC.

Las referencias correspondientes a las potencias activa y reactiva instantáneas ( $p^*$  y  $q^*$ ) calculadas

mediante este algoritmo, son las consignas de entrada del bloque de control del inversor, tal como se observa en la figura 1.



**Figura 5** Algoritmo para generar las señales de referencia

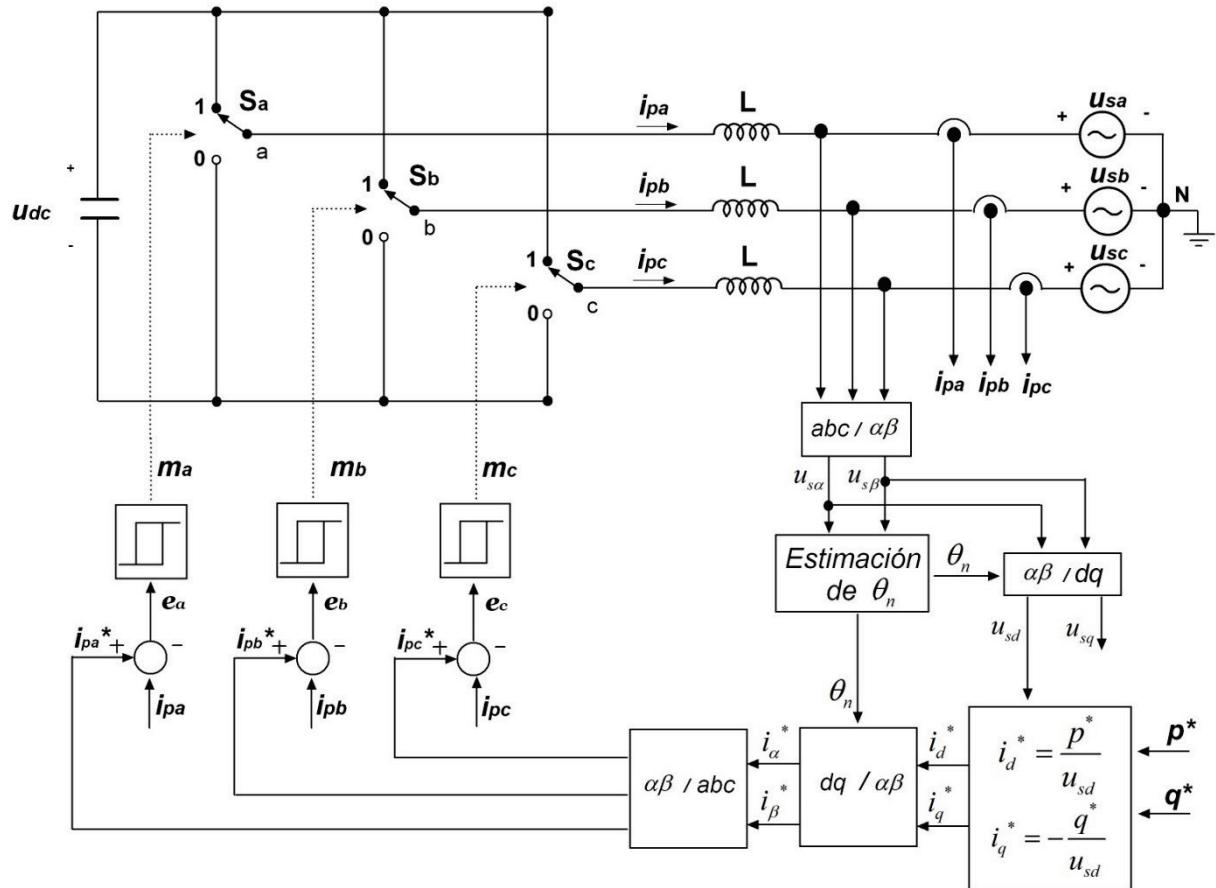
### Control del inversor

El control del inversor tiene como propósito generar los pulsos de disparo del inversor de potencia, con el fin de seguir las señales de referencia ( $p^*$  y  $q^*$ ) con el menor error posible. A continuación se describen las técnicas de control analizadas.

#### Control orientado a tensión

En la figura 6 se presenta el esquema del VOC. Esta estrategia regula las potencias activa y reactiva mediante el control de las corrientes a inyectar por el inversor. Las referencias para las corrientes a inyectar se determinan en el marco de referencia  $d-q-0$  sincronizado con el ángulo del vector  $\mathbf{u}_s(\theta_n)$ , el cual se estima siguiendo la ecuación (4), donde  $u_{s\alpha}$  y  $u_{s\beta}$  son las componentes de  $\mathbf{u}_s$  en los ejes  $\alpha$  y  $\beta$ , respectivamente. Las corrientes a inyectar son desacopladas en los ejes directo ( $i_d^*$ ) y en cuadratura ( $i_q^*$ ) [7] y se determinan a partir de las referencias de  $p^*$  y  $q^*$ , respectivamente. El seguimiento de las corrientes de referencia se realiza por medio de controladores de histéresis en el marco a-b-c [4].

$$\theta_n = \tan^{-1} \frac{u_{s\beta}}{u_{s\alpha}} \quad (4)$$



**Figura 6** Esquema del VOC

#### Control directo de potencia

El esquema general del DPC se presenta en la figura 7. Este algoritmo controla directamente las potencias instantáneas activa ( $p$ ) y reactiva ( $q$ ) intercambiadas con la red [9], utilizando una tabla de commutación y las referencias de  $p^*$  y  $q^*$  dadas por el algoritmo de generación de la referencia. Esta tabla permite determinar el vector de tensión de salida del inversor que

produce los cambios deseados en las potencias a partir del el ángulo del vector  $\mathbf{u}_s(\theta_n)$  y las señales de error de las potencias activa y reactiva,  $e_p$  y  $e_q$ , respectivamente, dadas por las ecuaciones (5) y (6) [6].

$$e_p = p^* - p \quad (5)$$

$$e_q = q^* - q \quad (6)$$

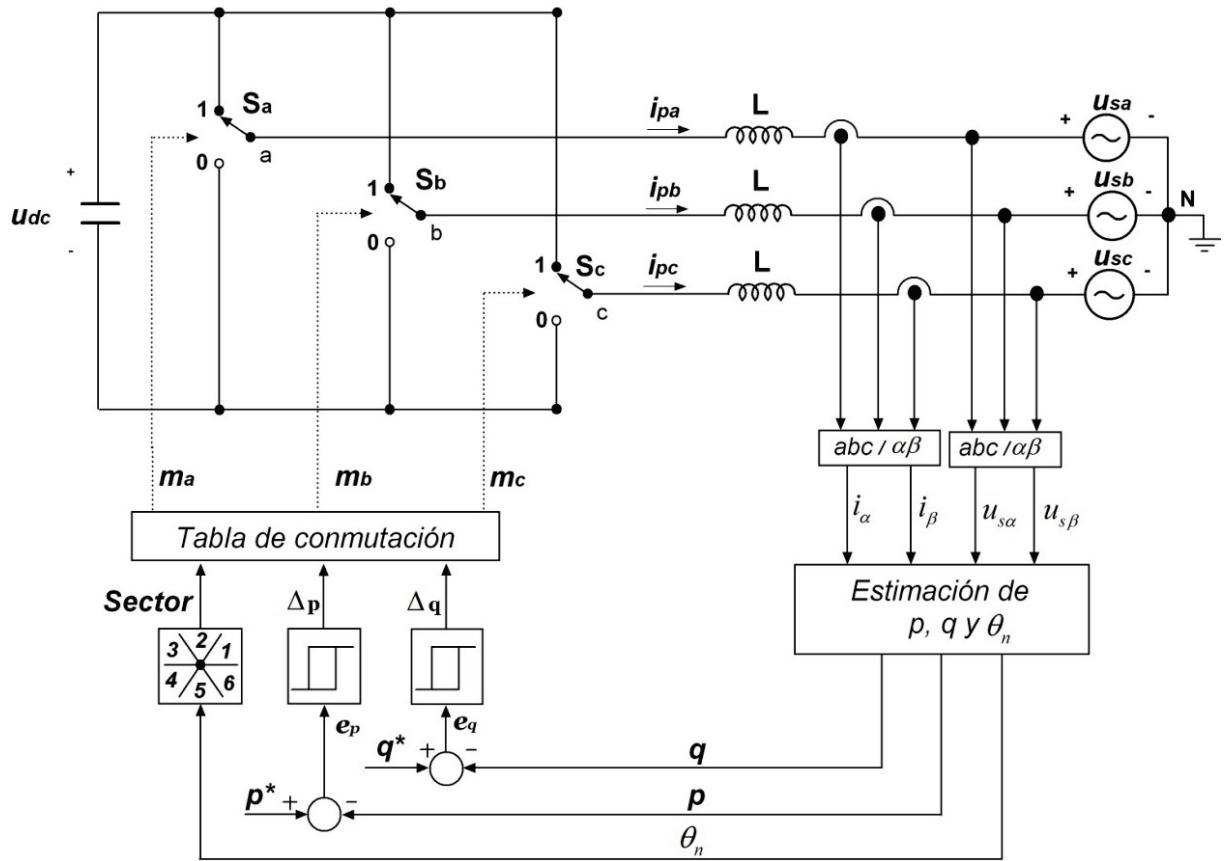


Figura 7 Esquema del DPC

La tabla de conmutación se determina siguiendo el concepto de flujo virtual y el modelo del sistema en el marco de referencia α-β, presentado en (2). Los flujos virtuales para  $\mathbf{u}$  y  $\mathbf{u}_s$  se definen en (7) y (8), respectivamente. Estos flujos están retrasados  $\pi/2$  rads con respecto a las tensiones [10].

$$\Psi_i = \int \mathbf{u} dt \quad (7)$$

$$\Psi_s = \int \mathbf{u}_s dt \quad (8)$$

Integrando (2), se obtiene la ecuación (9).

$$\mathbf{i} = \frac{\Psi_i - \Psi_s}{L} \quad (9)$$

Las potencias instantáneas activa y reactiva [9],  $p$  y  $q$  respectivamente, pueden ser expresadas en función de los flujos virtuales, según (10) y (11), en donde  $\delta$  es el ángulo entre  $\Psi_i$  y  $\Psi_s$ ;  $\psi_i$  y  $\psi_s$  son los módulos de estos flujos; y  $\omega$  la frecuencia de la red de distribución. Según estas ecuaciones las variaciones de  $p$  y  $q$  están directamente relacionadas con  $\delta$  y  $\psi_i$ .

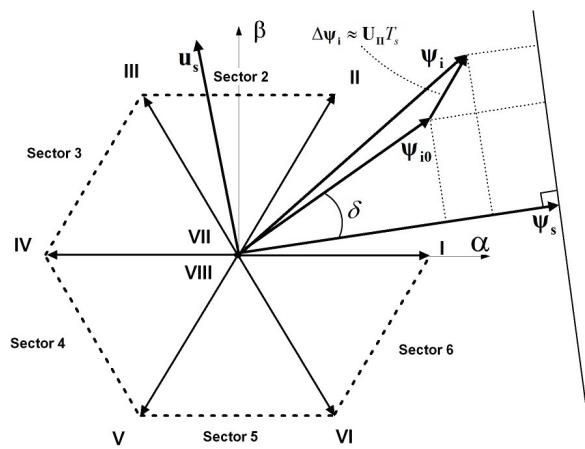
$$p = \frac{\omega \psi_s}{L} \psi_i \sin \delta \quad (10)$$

$$q = \frac{\omega \psi_s}{L} (\psi_i \cos \delta - \psi_s) \quad (11)$$

Además, las variaciones del flujo  $\Psi_i$  pueden ser aproximadas usando (12), a partir de la definición dada en (7), donde  $T_s$  es el periodo del algoritmo.

$$\Delta\psi_i = \mathbf{u}T_s \quad (12)$$

De esta manera, cada vector de tensión del inversor realizará un cambio en las potencias instantáneas según la posición angular de  $\psi_s$  [6]. En la figura 8, se presenta un ejemplo en el cual  $\mathbf{u}_s$  se encuentra en el sector 2 ( $\psi_s$  retrasado  $\pi/2$  rad) y la aplicación del vector  $\mathbf{U}_{II}$  realiza un incremento de las proyecciones  $\psi_i \sin \delta$  y  $\psi_i \cos \delta$ , aumentando  $p$  y  $q$ , respectivamente.



**Figura 8** Ejemplo en las variaciones de las potencias al aplicar  $\mathbf{U}_{II}$

Finalmente, analizando los cambios efectuados en las potencias al aplicar cada uno de los estados del inversor, se obtiene la tabla de conmutación (ver Tabla 3), la cual depende del sector en el cual se encuentra ubicado el vector  $\mathbf{u}_s$ .  $\Delta p$  y  $\Delta q$  son las señales de error normalizadas mediante comparadores de histéresis, correspondientes a los errores de las potencias activa y reactiva, respectivamente, dadas por (13) y (14).

$$\Delta p = \begin{cases} 1 & \text{si } e_p \geq 0 \\ 0 & \text{si } e_p < 0 \end{cases} \quad (13)$$

$$\Delta q = \begin{cases} 1 & \text{si } e_q \geq 0 \\ 0 & \text{si } e_q < 0 \end{cases} \quad (14)$$

**Tabla 3** Señales de conmutación ( $m_a$ ,  $m_b$  y  $m_c$ )

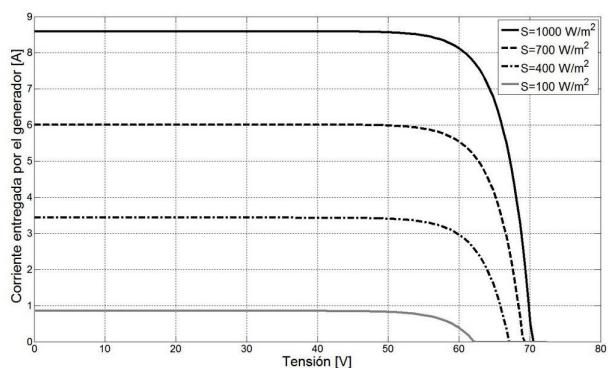
Señales de error		Sector del vector $\mathbf{u}_s$					
$\Delta p$	$\Delta q$	1	2	3	4	5	6
1	1	100	110	010	011	001	101
1	0	110	010	011	001	101	100
0	1	001	101	100	110	010	011
0	0	011	001	101	100	110	010

## Resultados de Simulación

En este trabajo se consideró una aplicación de baja potencia conectada a la red eléctrica trifásica con tensión de línea eficaz de 208 V. Se trabajó con un generador fotovoltaico de 480 W, conformado por dos paneles de 240 W conectados en serie. Las características eléctricas de un solo panel se presentan en la tabla 4, para condiciones de operación estándar (irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> y temperatura de 25°C). En la figura 9, se presentan las curvas características del generador para diferentes condiciones de irradiancia, según el modelo matemático de PSIM.

**Tabla 4** Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico

Característica	Valor
Máxima potencia	240 W
Tensión en el punto de máxima potencia	29,8 V
Corriente en el punto de máxima potencia	8,06 A
Tensión de circuito abierto (Uoc)	36,9 V
Corriente de corto circuito (Isc)	8,59 A
Número de celdas por módulo	60



**Figura 9** Característica corriente-tensión del generador

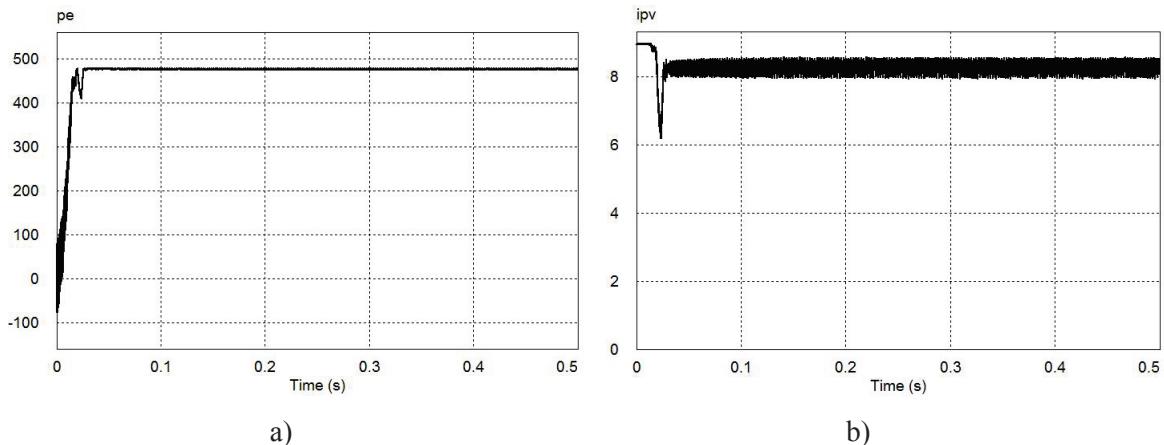
Los parámetros utilizados para las simulaciones se presentan en la tabla 5. Se consideraron condiciones iniciales nulas. Las simulaciones se realizaron considerando como objetivos de control: el seguimiento del punto de máxima de potencia bajo un cambio de irradiancia de 0 a 1000 W/m<sup>2</sup> en t=0s, la regulación de la tensión del lado de continua tal que ésta se mantenga en un valor de referencia de 500 V y el seguimiento de las referencias de las potencias activa y reactiva.

### **Resultados considerando el DPC**

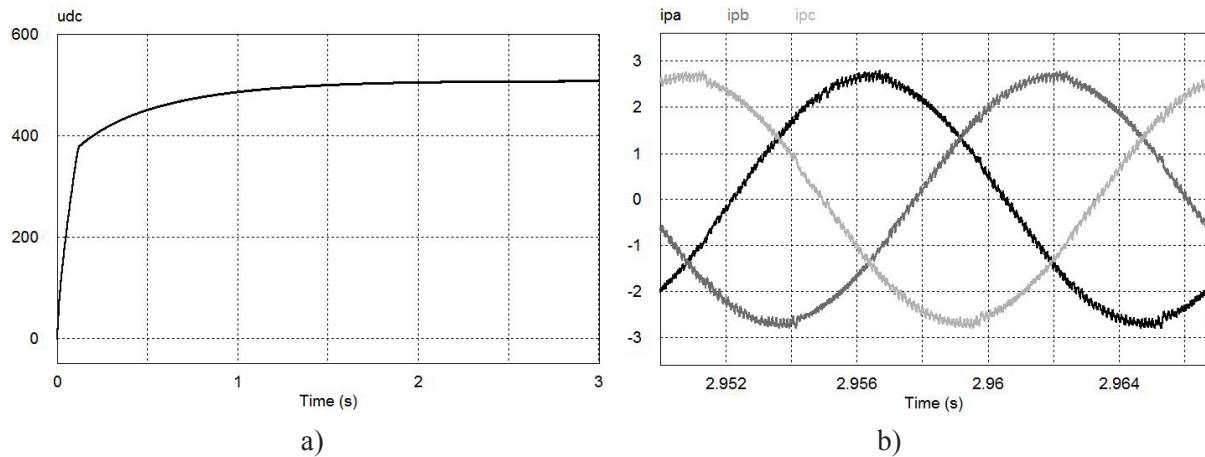
En las figuras 10a y 10b se presentan la potencia y la corriente entregada por el generador, respectivamente. Según se observa, el MPPT garantiza el seguimiento del punto de máxima potencia, tardando aproximadamente 26,29 ms en alcanzar este punto de operación. Además, en la figura 11a se presenta la tensión  $u_{dc}(t)$  la cual sigue el valor de referencia predeterminado, lo que muestra el buen desempeño del algoritmo de generación de la referencia.

**Tabla 5** Parámetros de simulación

Parámetro	Valor
Tensión de línea eficaz en el PCC	208 V
$\omega$	120 π rad/s
L	50 mH
$L_c$	100 μH
$C_1$	100 μF
$C_2$	2200 μF
Irradiancia	1000 W/ m <sup>2</sup>
Temperatura	25°C
$q^*$	500 VAR
$u_{dc}^*$	500 V
$T_s$	10 μs
$K_p$	-2
$K_i$	-0,29
$A_1$	1,005
$A_2$	0,995



**Figura 10** Resultados de potencia y corriente generadas por el panel considerando el DPC

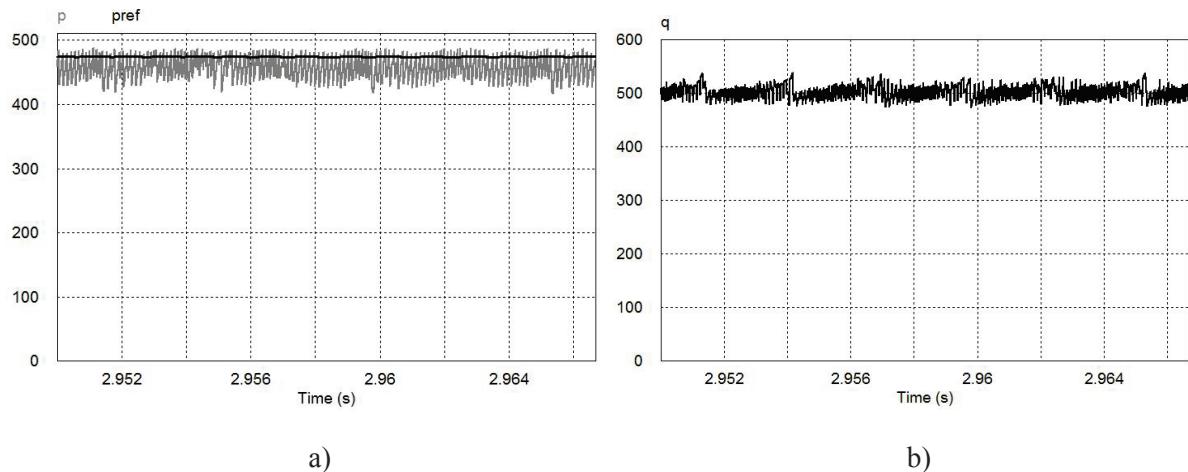


**Figura 11** Tensión del lado de continua y corrientes inyectadas a la red considerando el DPC

En la figura 11b se presentan las corrientes inyectadas a la red de distribución para las tres fases. Según se observa, estas corrientes son balanceadas de secuencias positivas y sinusoidales a la frecuencia fundamental, con un pequeño rizo debido a la commutación de alta frecuencia del inversor. La distorsión armónica total (THD, *Total Harmonic Distortion*) de estas corrientes en régimen permanente se presenta en la tabla 6, lo cual indica que se cumple con las

exigencias de calidad definidas en el estándar 929 de la IEEE ( $\text{THD} < 5\%$ )[11].

En las figura 12a y 12b se muestran las potencias instantáneas activa y reactiva intercambiadas con la red en régimen permanente, respectivamente. Además, en la figura 12a se presenta la potencia activa de referencia ( $p_{ref}$ ). Estas gráficas muestran el buen funcionamiento y desempeño del DPC para el control de las potencias a entregar a la red.



**Figura 12** Potencias instantáneas activas y reactiva utilizando el DPC

### Análisis comparativo

La tabla 6 presenta la THD de las corrientes inyectadas a la red y el error medio cuadrático evaluado en un periodo para las potencias instantáneas activa y reactiva intercambiadas con la red,  $\Delta Ep$  y  $\Delta Eq$  respectivamente, para los dos algoritmos de control del inversor. Según se observa, los dos algoritmos presentan un desempeño similar con respecto a la calidad de las señales inyectadas y al seguimiento de

las referencias de potencia, por lo que el DPC se presenta como una buena opción para este tipo de aplicaciones. Además, cabe resaltar que al utilizar el DPC en vez del VOC, se evitan el uso de lazos de control de corriente y transformaciones del marco de referencia estático  $a-b-c$  al marco síncrono  $d-q-0$ , y viceversa, lo que podría reducir el tiempo de ejecución del algoritmo de control al momento de implementarlo en un sistema red.

**Tabla 6** THD y el error medio cuadrático de las potencias evaluado en un periodo

Algoritmo	THD % $i_{pa}(t)$	THD % $i_{pb}(t)$	THD % $i_{pc}(t)$	$\Delta Ep$	$\Delta Eq$
VOC	2,753	2,782	2,790	20,41 W	15,02 VAR
DPC	2,819	2,768	2,753	22,23 W	12,88 VAR

### Conclusiones

En este artículo se ha presentado un análisis sobre el funcionamiento del DPC en sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución. Los resultados muestran el buen desempeño de este algoritmo para el control de las potencias instantáneas activa y reactiva en sistemas fotovoltaicos conectados a la red trifásica bajo tensiones en el PCC ideales. Por su lado, las corrientes inyectadas a la red eléctrica presentan una adecuada calidad cumpliendo los límites definidos en el estándar 929 de la IEEE para sistemas fotovoltaicos pequeños. Además, cabe resaltar el correcto funcionamiento de todo el sistema de interconexión del generador a la red y de su sistema de control, ya que se alcanza el punto de máxima potencia y se mantiene una tensión del lado de continua del inversor suficiente para garantizar la inyección de corriente a la red.

Por otro lado, al comparar el DPC con la técnica tradicional VOC, se observa un desempeño similar tanto en términos de calidad de las señales de corriente inyectadas como en el seguimiento de las referencias de potencia, lo que hace del DPC una alternativa de control viable para este tipo de aplicaciones. Cabe resaltar que la implementación del DPC requiere de menos

transformaciones matemáticas que la técnica VOC y además evita el uso de lazos de control de corriente, lo que puede reducir el tiempo de ejecución del algoritmo de control al momento de implementarlo en un sistema real.

### Referencias

1. A. Ipakchi, F. Albuyeh. "Grid of the Future". *IEEE Power and Energy Magazine*. Vol. 7. 2009. pp. 52-62.
2. S. Alepuz, S. Busquets, J. Bordonau, J. Gago, D. Gonzalez, J. Balcells. "Interfacing Renewable Energy Sources to the Utility Grid Using a Three-Level Inverter". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. Vol. 53. 2006. pp. 1504-1511.
3. L. Hassaine. "Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red". *Tesis de doctorado*. Universidad Carlos III de Madrid. Leganés, España. 2010. pp. 288.
4. M. Kazmierkowski, L. Malesani. "Current Control Techniques for Three-Phase Voltage-Source PWM Converters: a Survey". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. Vol. 45. 1998. pp. 691-703.
5. T. Ohnishi. *Three Phase PWM Converter/Inverter by Means of Instantaneous Active and Reactive Power Control*. Proceedings 1991 International Conference on Industrial Electronics, Control and Instrumentation. Vol. 1. 1991. pp. 819-824.

6. J. García. “Control Directo de Potencia de Convertidores Electrónicos Conectados a la Red”. *Tesis de doctorado*. Universidad Carlos III de Madrid. Leganés, España. 2007. pp. 176.
7. S. Larrinaga, M. Rodríguez, E. Oyarbide, J. Torrealday. “Predictive Control Strategy for DC/AC Converters Based on Direct Power Control”. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. Vol. 54. 2007. pp. 1261-1271.
8. E. Clarke. *Circuit Analysis of A-C Power Systems. Volume I Symmetrical and Related Components*. 2<sup>nd</sup> ed. Ed. John Wiley & Sons, Inc. New York, USA. 1947. pp. 540.
9. H. Akagi, E. Watanabe, M. Aredes. *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. Ed. John Wiley & Sons, Inc. New Jersey, USA. 2007. pp. 379.
10. M. Malinowski, M. Kazmierkowski, S. Hansen, F. Blaabjerg, G. Marques. “Virtual-Flux-Based Direct Power Control of Three-Phase PWM Rectifiers”. *IEEE Transactions on Industry Applications*. Vol. 37. 2001. pp. 1019-1027.
11. IEEE. “IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems”. *IEEE Std. 929*. 2000. pp. 32.