

**Universidad Carlos III de Madrid**

**MÁSTER UNIVERSITARIO  
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA  
ELECTRÓNICA Y AUTOMÁTICA**



# **Compensación de sobretensiones en redes eléctricas con generadores fotovoltaicos**

**AUTOR:** Ricardo Albarracín Sánchez  
**TUTORA:** Hortensia Amarís Duarte

Leganés, Septiembre 2010

# ÍNDICE

<b>I. LISTA DE TABLAS.....</b>	<b>3</b>
<b>II. LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>4</b>
<b>III. NOMENCLATURA.....</b>	<b>6</b>
<b>IV. ACRÓNIMOS.....</b>	<b>10</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>11</b>
1.1. Sobretensiones en redes con generadores fotovoltaicos.....	11
1.2. Objetivos del trabajo.....	11
1.3. Estructura del documento.....	12
<b>2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>13</b>
2.1. Recurso solar.....	13
2.2. Recurso solar mundial.....	14
2.3. Potencia fotovoltaica instalada en Europa.....	16
<b>3. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA.....</b>	<b>19</b>
3.1. Campo fotovoltaico.....	20
3.1.1. Funcionamiento de un módulo fotovoltaico.....	21
3.2. Seguidor del Punto de Máxima Potencia.....	24
3.2.1. Justificación del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia.....	27
3.2.2. Control <i>MPP</i> de Perturbación y Observación.....	28
3.3. Convertidor CC-CC elevador.....	31
3.3.2. Modo de Conducción Discontinua (MCD).....	31
3.3.1. Modo de Conducción Continua (MCC).....	32
3.3.1.1. Interruptor cerrado.....	32
3.3.1.2. Interruptor abierto.....	33
3.3.1.3. Ciclo de trabajo mínimo y máximo.....	34
3.3.1.4. Valor máximo de la corriente media de salida.....	35
3.3.1.5. Resistencia efectiva de la carga.....	35
3.3.1.6. Forma de onda del convertidor CC-CC elevador.....	35
3.3.2. Algoritmo del <i>MPPT</i> de <i>P&amp;O</i> implementado.....	35
3.4. Inversor CC-CA.....	37
3.4.1. Modelo promediado del inversor trifásico y la red en coordenadas <i>abc</i> .....	37
3.4.1.1. Control del inversor.....	39
3.4.2. Modelo promediado del inversor trifásico y la red en coordenadas <i>dq</i> .....	40
3.4.2.1. Transformación directa e inversa de Park.....	40
3.4.2.2. Obtención de las componentes <i>d</i> y <i>q</i> .....	40
3.5. Control del inversor CC-CA.....	43
3.5.1. Control <i>P-Q</i> del inversor trifásico.....	43
3.5.2. Lazo de seguimiento de fase (PLL).....	45
3.5.3. Ajuste de los reguladores.....	46
3.5.3.1. Modulus Optimus.....	46

<b>4. CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA EN GENERADORES FOTOVOLTAICOS.....</b>	<b>47</b>
4.1. Formulación matemática de la capacidad $P$ - $Q$ del inversor.....	47
4.1.1. Límite de corriente del inversor. ....	50
4.1.2. Límite de tensión del inversor. ....	50
4.1.3. Influencia de la variación del factor de potencia en la capacidad de generación de potencia reactiva .....	52
4.2. Control de tensión en el PCC.....	55
<b>5. SIMULACIONES Y RESULTADOS .....</b>	<b>59</b>
5.1. Simulaciones del convertidor CC-CC elevador .....	59
5.1.1. Simulación para condiciones nominales de radiación y temperatura.....	59
5.2. Simulaciones del sistema eléctrico implementado .....	60
5.2.1. Simulación del generador fotovoltaico conectado a la red .....	60
5.2.1.1 Simulación del generador fotovoltaico conectado a la red. $P=1pu$ y $P=0pu$ ...	61
5.2.2. Simulación del generador fotovoltaico conectado a la red. Validación del control ..	62
<b>6. CONCLUSIONES .....</b>	<b>65</b>
6.1. Publicaciones .....	65
<b>7. TRABAJOS FUTUROS .....</b>	<b>67</b>
<b>8. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>69</b>
<b>APÉNDICE .....</b>	<b>73</b>
SISTEMAS TRIFÁSICOS. ANÁLISIS POR UNIDAD.....	73
ALGORITMO MPPT DE P&O. CÓDIGO C++ PARA LIBRERÍAS *.dll.....	74
MÓDULO FOTOVOLTAICO ATERSA A-270P.....	75

**I. Lista de tablas.**

<i>Tabla 2 1. Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica instalada en Europa desde 1990 hasta 2008 [8] .....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 2 2. Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica instalada en España desde 1990 hasta 2008 [8] .....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 2 3. Países con mayor número de energía fotovoltaica instalada en el año 2007, (GWh) [8].....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 3 1. Comparativa de los métodos del seguimiento del MPP.....</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 3 2. Sintonización del regulador PI de corriente según el criterio modulus optimus. ....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 5 1. Resumen de datos de funcionamiento P-Q-U en pu .....</i>	<i>60</i>

## II. Lista de figuras.

Fig. 2.1. Suma de radiación global anual en el mundo [7] .....	14
Fig. 2.2. Suma de radiación global anual en Europa [7] .....	15
Fig. 2.3. Suma de radiación global anual en España [7] .....	16
Fig. 2.4. Estructura de generación eléctrica en España, 2008. Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio-IDAE .....	17
Fig. 3.1. Sistema fotovoltaico conectado a la red .....	19
Fig. 3.2. Circuito equivalente de una célula fotovoltaica .....	21
Fig. 3.3. Curva I-U (@ 25°C y 1kW/m <sup>2</sup> ) .....	21
Fig. 3.4. Curva I-U (@ 1kW/m <sup>2</sup> ) .....	22
Fig. 3.5. Curva P-U (@ 1kW/m <sup>2</sup> ) .....	22
Fig. 3.6. Curva I-U (@ 25°C) .....	23
Fig. 3.7. Curva P-U (@ 25°C) .....	23
Fig. 3.8. Curva I-U de un panel fotovoltaico comercial .....	27
Fig. 3.9. Curva P-U de un panel fotovoltaico comercial P-U .....	27
Fig. 3.10. MPP sobre la curva característica P-U o P-I .....	28
Fig. 3.11. Movimiento del punto de trabajo para el caso 1 .....	29
Fig. 3.12. Movimiento del punto de trabajo para el caso 2 .....	29
Fig. 3.13. Movimiento del punto de trabajo para el caso 3 .....	29
Fig. 3.14. Movimiento del punto de trabajo para el caso 4 .....	30
Fig. 3.15. Diagrama de flujo del algoritmo MPP de P&O .....	30
Fig. 3.16. Esquema eléctrico del convertidor elevador .....	31
Fig. 3.17. Modo de Conducción Discontinua (MCD) .....	31
Fig. 3.18. Modo de Conducción Continua (MCC) .....	32
Fig. 3.19. Variación de la relación salida-entrada respecto al ciclo de trabajo. ....	34
Fig. 3.20. Formas de onda en los elementos L <sub>o</sub> , S <sub>c</sub> y D <sub>o</sub> del convertidor CC-CC elevador .....	35
Fig. 3.21. Algoritmo de MPPT. Perturbación y Observación + mantenimiento U <sub>out</sub> .....	36
Fig. 3.22. Inversor CC-CA .....	37
Fig. 3.23. Rama del inversor .....	37
Fig. 3.24. Modelo promediado de una rama del inversor .....	38
Fig. 3.25. Modelo promediado del inversor para la estructura de conmutación .....	38
Fig. 3.26. Modelo promediado del inversor y la conexión a red en coordenadas abc .....	38
Fig. 3.27. Modelo promediado en coordenadas dq. Componente d .....	41
Fig. 3.28. Modelo promediado en coordenadas dq. Componente q .....	41
Fig. 3.29. Modelo en pequeña señal en coordenadas dq. Componente d .....	42
Fig. 3.30. Modelo en pequeña señal en coordenadas dq. Componente q .....	42
Fig. 3.31. Espacio de vectores instantáneos .....	43
Fig. 3.32. Control P-Q del inversor .....	45
Fig. 3.33. Diagrama de funcionamiento de un PLL .....	45
Fig. 4.1. Inversor CC-CA conectado a la red .....	47
Fig. 4.2. Circuito equivalente del inversor CC-CA conectado a la red .....	47
Fig. 4.3. Diagrama de vectores de tensión. ....	48
Fig. 4.4. Diagrama vectorial P-Q .....	49
Fig. 4.5. Límite de tensión del inversor fotovoltaico .....	49
Fig. 4.6. Capacidad de potencia activa y reactiva en generadores fotovoltaicos .....	51
Fig. 4.7. Variación de FP y U <sub>g</sub> =1pu sin límite de tensión en el convertidor .....	52
Fig. 4.8. Variación U <sub>g</sub> para FP=1pu .....	53
Fig. 4.9. Variación U <sub>g</sub> para FP=0.95pu .....	53
Fig. 4.10. Variación U <sub>g</sub> para FP=0.95pu .....	54
Fig. 4.11. Variación de FP y U <sub>g</sub> =1pu con límite de tensión en el convertidor .....	54

Fig. 4.12. Variación de de la reactancia de la red para $U_g=1pu$ .	55
Fig. 4.13. Rango de funcionamiento del inversor	55
Fig. 4.14. Detección del punto de funcionamiento para reducir una sobretensión dada	56
Fig. 4.15. Control del nivel de tensión a la salida del generador fotovoltaico	57
Fig. 5.1. Módulos fotovoltaicos + convertidor CC-CC elevador	59
Fig. 5.2. Condiciones nominales de funcionamiento de radiación y temperatura	59
Fig. 5.3. Salida de tensión, $U_{cc}$ , del convertidor CC-CC elevador	59
Fig. 5.4. Sistema eléctrico implementado	60
Fig. 5.5. Tensión en el PCC para cada punto de funcionamiento P-Q del inversor fotovoltaico	61
Fig. 5.6. Tensión en el PCC para valores de Q permitidos en el inversor fotovoltaico y $P=1pu$	62
Fig. 5.7. Tensión en el PCC para valores de Q permitidos en el inversor fotovoltaico y $P=0pu$	62
Fig. 5.8. Utilización del control propuesto desde los puntos 1a a 2a y 1b a 2b	63
Fig. 5.9. Tensión en el PCC desde 1a a 2a y 1b a 2b	63

## III. Nomenclatura.

Magnitud; elemento	Definición	Unidades
$a$	Semi-eje mayor de la elipse	$pu$
$a_i$	Factor de idealidad del diodo ( $1 \leq a_i \leq 1.5$ )	$[ ]$
$b$	Semi-eje menor de la elipse	$pu$
$C$	Condensador	$F$
$c$	Semi-distancia al foco de la elipse	$pu$
$C_{acoplo}$	Condensador de acoplo entre el campo fotovoltaico y el convertidor CC-CC elevador	$F$
$C1$	Coordenadas del centro de la elipse del límite de tensión del inversor	$pu$
$C2$	Coordenadas del centro de la circunferencia del límite de corriente del inversor	$pu$
$cos$	Función coseno	
$D$	Diodo	
$d$	Ciclo de trabajo ( <i>duty cycle</i> ) $d = T_{on}/T$	$[ ]$
$d_a, d_b, d_c$	Ciclo de trabajo en las fases $abc$	$[ ]$
$d_{abc}$	Ciclo de trabajo en fases $abc$ , $D_{abc}$ si no es función del tiempo	$[ ]$
$D_c$	Diodo del convertidor CC-CC elevador	
$d_d$	Ciclo de trabajo en eje directo	$[ ]$
$\hat{d}_d$	Ciclo de trabajo en eje directo en pequeña señal	$[ ]$
$d_{dq0}$	Ciclo de trabajo en coordenadas $dq0$	$[ ]$
$d_{max}$	Ciclo de trabajo máximo	$[ ]$
$d_{min}$	Ciclo de trabajo mínimo	$[ ]$
$d_q$	Ciclo de trabajo en eje cuadratura	$[ ]$
$\hat{d}_q$	Ciclo de trabajo en eje cuadratura en pequeña señal	$[ ]$
$e$	Incremento del ciclo de trabajo en el algoritmo de $P\&O$	$[ ]$
$exc$	Excentricidad de la elipse	$pu$
$f_s$	Frecuencia de conmutación $f_s = 1/T$	$Hz$
$G$	Radiación solar	$W/m^2$
$G1$	Generador síncrono número 1	
$G2$	Generador síncrono número 2	
$I$	Corriente	$A$
$I_0$	Corriente de saturación del diodo	$A$
$i_{abc}$	Corriente en el PCC. $i_{abc}$ si no es función del tiempo	$A$
$I_{CC}$	Corriente constante a la salida del convertidor CC-CC elevador	$A$
$\dot{I}_{CC}$	Corriente de salida del convertidor CC-CC elevador	$A$
$I_{cel}$	Corriente en una célula fotovoltaica	$A$
$I_D$	Corriente que atraviesa el diodo	$A$
$i_d$	Corriente en eje directo	$A$
$\hat{i}_d$	Corriente en eje directo en pequeña señal	$A$
$i_d^*$	Corriente de referencia en eje directo	$A$
$i_{DC}$	Corriente que atraviesa el diodo del convertidor CC-CC	$A$
$I_{dq}^*$	Corrientes de referencia en ejes directo y cuadratura	$A$
$i_{dq0}$	Corrientes en ejes directo y cuadratura	$A$
$I_{FV}$	Corriente en un módulo fotovoltaico	$A$
$I_i$	Corriente de salida del inversor	$A$
$I_i(pu)$	Corriente de salida del inversor por unidad	$pu$
$\langle i_{ia} \rangle$	Valor promediado de la corriente en la fase $a$ del inversor	$A$
$I_{in}$	Corriente de entrada al convertidor CC-CC ( $I_{FV}$ )	$A$
$I_{in20}$	20 medidas de corriente de entrada al convertidor CC-CC ( $I_{FV}$ )	$A$
$\dot{I}_{LC}$	Corriente que atraviesa la bobina del convertidor CC-CC	$A$

Magnitud; elemento	Definición	Unidades
$i_{Lc(max)}$	Corriente máxima que atraviesa la bobina del convertidor CC-CC elevador	A
$i_{Lc(min)}$	Corriente mínimo que atraviesa la bobina del convertidor CC-CC elevador	A
$i_m$	Corriente en una rama del inversor	A
$\langle i_m \rangle$	Valor promediado de la corriente en una rama del inversor	A
$I_{mp}$	Corriente en el punto de máxima potencia ( <u>m</u> aximum <u>p</u> ower <u>p</u> oint)	A
$i_q$	Corriente en eje cuadratura	A
$\hat{i}_q$	Corriente en eje cuadratura en pequeña señal	A
$i_q^*$	Corriente de referencia en eje cuadratura	A
$I_{ref}$	Corriente de referencia deseada en el algoritmo de <i>P&amp;O</i>	A
$I_{sc}$	Corriente de cortocircuito ( <u>s</u> hort <u>c</u> ircuit)	A
$i_{sc}$	Corriente en el transistor del convertidor CC-CC elevador	A
$k$	Constante de Boltzmann ( $1,3806503 \cdot 10^{-23}$ J/K)	J/K
$k_e$	Constante de la elipse	pu
$K_I$	Coefficiente de temperatura de corriente $I_{sc}$	%/°C
$K_i$	Constante integral del regulador PI	[ ]
$K_p$	Constante proporcional del regulador PI	[ ]
$K_V$	Coefficiente de temperatura de tensión $U_{oc}$	%/°C
$L$	Inductancia de la red	H
$L_c$	Inductancia del convertidor CC-CC elevador	H
$n$	Contador de medidas realizadas en el algoritmo de <i>P&amp;O</i>	[ ]
$N_s$	Células fotovoltaicas conectadas en serie	[ ]
$p$	Potencia activa instantánea	pu
$P$	Potencia activa	W
$P(pu)$	Potencia activa en por unidad	pu
$P(k)$	Potencia en el campo fotovoltaico en el instante $k$	W
$P(k-1)$	Potencia en el campo fotovoltaico en el instante $k-1$	W
$P_c$	Potencia activa consumida por la carga	W
$P_{max,e}$	Potencia activa máxima en el campo fotovoltaico	W
$P_R$	Potencia activa en la carga del convertidor	W
$P_{ref}$	Potencia activa de referencia deseada	W
$Q$	Potencia reactiva a la salida del inversor	Var
$Q(pu)$	Potencia reactiva en por unidad	pu
$q$	Potencia reactiva instantánea	pu
$Q_c$	Potencia reactiva consumida por la carga	VAr
$q_e$	Carga del electrón ( $1,60217646 \cdot 10^{-19}$ C)	C
$Q_{ref}$	Potencia reactiva de referencia deseada	VAr
$R$	Resistencia	$\Omega$
$r_2$	Radio de la circunferencia que presenta el límite de corriente del inversor	pu
$R_p$	Resistencia paralelo ( <u>s</u> hunt <u>r</u> esistance)	$\Omega$
$R_{PCC}$	Resistencia en el PCC	$\Omega$
$R_s$	Resistencia serie	$\Omega$
$S$	Potencia aparente en el inversor	VA
$S_1, S_2, S_3, S_4, S_5, S_6$	Transistores del inversor	
$S_{base}$	Potencia aparente base	VA
$S_c$	Transistor del convertidor CC-CC elevador	
$sen$	Función seno	
$S_{pu}$	Potencia aparente por unidad	pu
$T$	Período de conmutación	s

Magnitud; elemento	Definición	Unidades
$t$	Tiempo	$s$
$T_{dq0/abc}^{-1}=T_{abc/dq0}$	Transformada de ejes $abc$ a $dq0$	
$T_a$	Segunda constante de tiempo para el ajuste del controlador PI	$s$
$T_c$	Temperatura sobre la célula fotovoltaica	$K$
$T_{dq0/abc}$	Transformada de ejes $dq0$ a $abc$	
$T_i$	Primera constante de tiempo para el ajuste del controlador PI	$s$
$T_n$	Temperatura en condiciones estándar de medida. $25^{\circ}C=298K$	$K$
$T_{off}$	Período de tiempo en el que el interruptor está abierto	$s$
$T_{on}$	Período de tiempo en el que el interruptor está cerrado	$s$
$Trx$	Transformador	
$Trx G1$	Transformador de conexión del generador 1	
$Trx G2$	Transformador de conexión del generador 2	
$ u $	Módulo de la tensión compuesta por las tensiones de eje directo $u_d$ y cuadratura $u_q$	$V$
$U$	Tensión	$V$
$U(k)$	Tensión en el campo fotovoltaico en el instante $k$	$V$
$U(k-1)$	Tensión en el campo fotovoltaico en el instante $k-1$	$V$
$u_{abc}$	Tensión de la red, $U_{abc}$ si no es función del tiempo	$V$
$U_{base}$	Tensión base	$V$
$U_{cc}$	Tensión constante de salida del convertidor CC-CC elevador	$V$
$\hat{U}_{cc}$	Tensión de continua a la entrada del inversor en pequeña señal	$V$
$u_{cc}$	Tensión de salida del convertidor CC-CC elevador	$V$
$U_{cel}$	Tensión en una célula	$V$
$u_d$	Tensión en eje directo	$V$
$\hat{u}_d$	Tensión en eje directo en pequeña señal	$V$
$U_{Dc}$	Tensión en el diodo del convertidor CC-CC elevador	$V$
$u_{dq0}$	Tensión en ejes directo y cuadratura	$V$
$U_{FV}$	Tensión en un módulo fotovoltaico	$V$
$U_{FV,max}$	Tensión máxima en un módulo fotovoltaico	$V$
$U_{FV,min}$	Tensión mínima en un módulo fotovoltaico	$V$
$U_g$	Tensión en la red	$V$
$U_g(pu)$	Tensión en la red en por unidad	$pu$
$u_{ia}$	Tensión en la fase $a$ del inversor	$V$
$\langle u_{ia} \rangle$	Valor promediado de la tensión en la fase $a$ del inversor	$V$
$u_{ib}$	Tensión en la fase $b$ del inversor	$V$
$u_{ic}$	Tensión en la fase $c$ del inversor	$V$
$u_{id}$	Tensión en el eje directo del inversor	$V$
$U_{in}$	Tensión de entrada al convertidor CC-CC ( $U_{FV}$ )	$V$
$U_{in20}$	20 medidas de tensión de entrada al convertidor CC-CC ( $U_{FV}$ )	$V$
$u_{iq}$	Tensión en el eje cuadratura del inversor	$V$
$u_{Lc}$	Tensión en la bobina del CC-CC elevador	$V$
$U_{Lc}$	Tensión constante en la bobina del CC-CC elevador	$V$
$U_{mp}$	Tensión en el punto de máxima potencia ( <u>m</u> aximum <u>p</u> ower <u>p</u> oint)	$V$
$U_{oc}$	Tensión en circuito abierto ( <u>o</u> pen <u>c</u> ircuit)	$V$
$U_{out}$	Tensión de salida del convertidor CC-CC ( $U_{cc}$ )	$V$
$U_{out20}$	20 medidas de tensión de salida del convertidor CC-CC ( $U_{cc}$ )	$V$
$U_{pu}$	Tensión por unidad	$pu$
$u_q$	Tensión en eje cuadratura	$V$
$\hat{u}_q$	Tensión en eje cuadratura en pequeña señal	$V$

Magnitud; elemento	Definición	Unidades
$U_{ref}$	Tensión de referencia para el control del inversor	$V$
$U_{Sc}$	Tensión en el transistor del convertidor CC-CC elevador	$V$
$U_t$	Tensión de las células fotovoltaicas conectadas en serie	$V$
$X$	Reactancia de la red eléctrica	$\Omega$
$X(pu)$	Reactancia de la red eléctrica en por unidad	$pu$
$Z_{base}$	Impedancia base	$\Omega$
$Z_{cc}$	Impedancia de cortocircuito del generador fotovoltaico	$\Omega$
$Z_{cc1}$	Impedancia de cortocircuito del generador 1	$\Omega$
$Z_{cc2}$	Impedancia de cortocircuito del generador 2	$\Omega$
$Z_L$	Impedancia en la línea	$\Omega$
$Z_{pu}$	Impedancia por unidad	$pu$
$\Delta i_{Lc}$	Incremento de corriente en la bobina del convertidor CC-CC	$A$
$\Delta I_{ref}$	Incremento de la corriente de referencia deseada en el algoritmo de <i>P&amp;O</i>	$A$
$\Delta P$	Incremento de potencia en el campo fotovoltaico	$W$
$\Delta U$	Incremento de tensión en el campo fotovoltaico	$V$
$\delta$	Ángulo entre la tensión del inversor $U_i$ y la tensión de red $U_g$	$rad$
$\theta$	Ángulo de fase síncrono	$rad$
$\pi$	Número <i>pi</i> (3.14159)	[ ]
$\tau$	Constante de tiempo	$s$
$\omega$	Pulsación angular	$rad/s$
$\varphi$	Ángulo entre la tensión de red $U_g$ y la corriente del inversor $I_i$	$rad$

## IV. Acrónimos.

Acrónimo	Definición
AM	Masa de Aire ( <u>A</u> ir <u>M</u> ass)
BT	<u>B</u> aja <u>T</u> ensión
CA	<u>C</u> orriente <u>A</u> lterna
CC	<u>C</u> orriente <u>C</u> ontinua
CEM	<u>C</u> ondiciones <u>E</u> stándar de <u>M</u> edida
FP	<u>F</u> actor de <u>P</u> otencia
FV	Relativo al término <u>f</u> otovoltaico
IDAE	<u>I</u> nstituto para la <u>D</u> iversificación y el <u>A</u> horro de <u>E</u> nergía
IEA	Agencia Internacional de Energía ( <u>I</u> nternational <u>E</u> nergy <u>A</u> gency)
IEA-PVPS	( <u>P</u> hotovoltaics <u>P</u> ower <u>S</u> ystems <u>P</u> rogramme)
IGBT	Transistor bipolar de puerta aislada ( <u>I</u> nsulated <u>G</u> ate <u>B</u> ipolar <u>T</u> ransistor)
INC	Algoritmo de conductancia <u>i</u> ncremental
MCC	<u>M</u> odo de <u>C</u> onducción <u>C</u> ontinua
MCD	<u>M</u> odo de <u>C</u> onducción <u>D</u> iscontinua
MPP	Punto de máxima potencia ( <u>M</u> aximum <u>P</u> ower <u>P</u> oint)
MPPT	Seguidor del punto de máxima potencia ( <u>M</u> aximum <u>P</u> ower <u>P</u> oint <u>T</u> racking)
MT	<u>M</u> edia <u>T</u> ensión
NOCT	Temperatura de operación nominal de la célula ( <u>N</u> ominal <u>O</u> perating <u>C</u> ell <u>T</u> emperature)
OECD	Organización económica para la cooperación y el desarrollo ( <u>O</u> rganization for <u>E</u> conomic <u>C</u> o-operation and <u>D</u> evelopment)
P&O	Algoritmo de cálculo del MPP de <u>P</u> erturbación y <u>O</u> bservación
PCC	Punto de conexión a red ( <u>P</u> oint of <u>C</u> ommon <u>C</u> oupling)
PI	Controlador proporcional e integral ( <u>P</u> roportional and <u>I</u> ntegral controller)
PLL	Lazo de seguimiento de fase ( <u>P</u> hase <u>L</u> ocked <u>L</u> oop)
PWM	Modulación por ancho de pulso ( <u>P</u> ulse- <u>W</u> idth <u>M</u> odulation)
RAE	<u>R</u> eal <u>A</u> cademia <u>E</u> spañola
SI	<u>S</u> istema <u>I</u> nternacional
STC	Condiciones estándar de medida ( <u>S</u> tandard <u>T</u> est <u>C</u> onditions)
VSC	( <u>V</u> oltage <u>S</u> ource <u>C</u> onverter)

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1. Sobretensiones en redes con generadores fotovoltaicos

Las sobretensiones que aparecen en sistemas eléctricos con generadores fotovoltaicos provocan la desconexión y, en consecuencia, la pérdida de generación eléctrica por parte de este tipo de tecnología.

Existen varias investigaciones que estudian la problemática del efecto de las sobretensiones en sistemas eléctricos con generación fotovoltaica, [1]-[5] en donde se analiza que se pueden producir sobretensiones en redes eléctricas debido a faltas, maniobras de interruptores o incluso como resultado de descargas atmosféricas. En estas situaciones se pueden producir sobretensiones del 10% de la tensión nominal, y durante faltas se puede alcanzar valores del 25%.

En [2] los autores estudian la situación de un área residencial con 550 viviendas en las que hay instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica con una potencia instalada de 2.2MW, y que podrían alimentar aproximadamente el 50% de la demanda eléctrica del área. En el artículo se determina que pueden aparecer sobretensiones en redes eléctricas con alta penetración de energía fotovoltaica.

Por otro lado, en [3] se estudia un sistema fotovoltaico de 200-800kW conectado en MT a una tensión de 6.6kV. En donde se comprueba que las sobretensiones suelen ocurrir durante los fines de semana, en áreas con altas concentraciones de generación fotovoltaica y cuando la carga disminuye, esto es, cuando la penetración de energía fotovoltaica aumenta.

Según [4] cualquier penetración alta de sistemas fotovoltaicos genera sobretensiones inaceptables en condiciones de baja carga. Para evitar las sobretensiones en equipos sensibles, tales como dispositivos electrónicos, se instalan equipos *hardware* que protegen frente a alta/baja frecuencia o alta/baja tensión en sistemas con alta concentración de energía fotovoltaica.

Las investigaciones realizadas en [4], [5] aseguran que durante la desconexión de los inversores fotovoltaicos se producen sobretensiones que pueden ser transmitidas a las redes de BT y dañar equipos electrónicos tales como dispositivos de medida, rectificadores, etc. También, aquí se estudian diferentes topologías de conexión de inversores para determinar cuál es la topología más adecuada que permite disminuir las sobretensiones.

### 1.2. Objetivos del trabajo

Actualmente, los generadores fotovoltaicos funcionan y se controlan para que mantengan en todo momento un factor de potencia unitario, lo que implica que el inversor electrónico permite inyectar a la red la máxima potencia activa disponible en cada momento a partir de las condiciones del recurso solar. En situaciones de sobretensiones en la red, los generadores siguen inyectando a la red la potencia activa que las condiciones ambientales (irradiación solar) permiten sin que se tenga en cuenta ninguna estrategia de regulación de tensión que pueda compensar las sobretensiones que se producen.

En esta tesis de máster se propone que una opción para reducir las sobretensiones es utilizar la capacidad de generación de potencia reactiva que ofrecen los generadores fotovoltaicos para minimizar las sobretensiones que se pueden producir en el Punto de Conexión Común (PCC) del inversor fotovoltaico.

Para poder llevar a cabo actuaciones que permitan controlar la tensión de las fuentes de energía fotovoltaica y su interacción con la red, es decir, para estudiar en profundidad este tipo de fuente renovable, es imprescindible estudiar el inversor encargado de convertir la energía continua (CC) proveniente del campo fotovoltaico, en energía alterna (CA) para ser inyectada a la red eléctrica. Además, estos elementos activos están basados en electrónica de potencia y utilizan transistores de potencia de tipo IGBT.

Es por ello, que aquí se estudia dicha capacidad y se determinan sus límites y se propondrá el uso de los generadores fotovoltaicos para, en la medida de lo posible, puedan ser utilizados como compensadores de energía reactiva con el objetivo de regular la tensión en el punto de conexión a red.

Más precisamente, el inversor de un generador fotovoltaico es el que dispone de una determinada capacidad para absorber o inyectar energía reactiva, así como energía activa. Por ello, este trabajo se centrará en el estudio de la capacidad energética del inversor fotovoltaico.

Para poder realizar este estudio, se formulan las ecuaciones matemáticas características de cada elemento que compone un generador fotovoltaico. Además, se integrará dicho generador fotovoltaico en un sistema eléctrico que se desarrolla en *Matlab/Simulink* y, finalmente, se presentarán resultados de las simulaciones obtenidas, pudiendo obtener conclusiones de las mismas, así como la propuesta de posibles mejoras.

### 1.3. Estructura del documento

El presente documento está estructurado según sigue.

En el capítulo 1 se hace una exposición sobre el estado del arte referente al problema de sobretensiones que presentan los sistemas eléctricos con presencia de generadores fotovoltaicos.

En el capítulo 2 se explica brevemente qué se entiende por energía solar fotovoltaica y se presenta un estudio detallado sobre recurso solar.

En el capítulo 3 se presenta el modelo completo de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica y se explica el funcionamiento del control de tensión en la red. Además, se detallan los elementos y se modelan cada una de las partes que componen al sistema fotovoltaico conectado a la red.

En el capítulo 4 se estudia en detalle la capacidad de generación/absorción de potencia reactiva que ofrecen los generadores fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

En el capítulo 5, se presentan las simulaciones y resultados obtenidos.

Por último, se finaliza el documento presentando el capítulo 6 con las principales conclusiones y aportaciones. Y se finaliza el documento con el capítulo 7, trabajos futuros a realizar.

## 2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La *energía solar fotovoltaica* consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado *célula solar* (célula, o celda, fotovoltaica) [6].

La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico.

Así pues, una célula fotovoltaica expuesta a la luz, convierte dicha luz en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico en forma de corriente continua (CC). Esta CC se puede almacenar en baterías, para aprovecharse directamente como CC o inyectarse en la red eléctrica, transformando la CC en corriente alterna (CA).

En cuanto al tipo de instalaciones fotovoltaicas existen las:

- Conectadas a la red de distribución de energía eléctrica
- Aisladas de la red (con y sin acumulación)

Para ambos tipos de instalación es necesario prever la *radiación<sup>1</sup> solar*,  $G$  [ $W/m^2$ ], del emplazamiento geográfico en donde se instalará una instalación fotovoltaica. Es de vital importancia determinar el recurso solar disponible, puesto que la radiación solar sobre la superficie de células fotovoltaicas instaladas determinará la potencia que se podrá obtener en una instalación fotovoltaica.

### 2.1. Recurso solar

El recurso solar se caracteriza por la radiación y la temperatura.

Un emplazamiento óptimo es aquel en el que se cumplen las siguientes condiciones:

- Tiene un nivel de radiación anual medio alto,  $>2000kWh/m^2$ .
- Las temperaturas son preferiblemente bajas, en torno a  $5^{\circ}C$ , para la correcta refrigeración de los paneles fotovoltaicos.
- Las condiciones climatológicas no son adversas, por ejemplo:
  - o emplazamientos con clima por ejemplo desértico, con arena y polvo, son poco favorables debido al ensuciamiento constante de los paneles fotovoltaicos y en consecuencia al mal aprovechamiento de la energía solar.
  - o emplazamientos cercanos al mar u océanos, en donde la evaporación del agua de origen marino deposita sales que pueden corroer, ensuciar y deteriorar el equipamiento de las centrales fotovoltaicas.

---

<sup>1</sup> RAE: (Real Academia Española), *radiación*: Forma de propagarse la energía.

- y zonas en donde la aparición constante de corrientes de aire produzcan sombras parciales y/o rápidas sobre los paneles fotovoltaicos produciendo descompensaciones eléctricas en las filas de paneles fotovoltaicos, armónicos de corriente, y pérdidas de producción eléctrica.
- Localizaciones con cimentaciones estables, que no provoquen desplazamientos en los emplazamientos de paneles fotovoltaicos, los cuales pueden provocar pérdidas de producción al no tener bien orientados los paneles fotovoltaicos en las condiciones óptimas del seguimiento de máxima potencia. Además, hay que prever posibles movimientos sísmicos, para evitar construir o poder corregir emplazamientos fotovoltaicos.
- Lugares cercanos a subestaciones eléctricas de transformación y preferiblemente, conexión a redes fuertes, para evitar, en la medida de lo posible problemas de calidad del suministro eléctrico.

## 2.2. Recurso solar mundial

Para poder situar el potencial solar de España, se ha de tener una visión general sobre el recurso solar en el mundo. En la Fig. 2.1 se presenta la radiación global anual, en kWh/m<sup>2</sup>, del recurso solar en el mundo. Este estudio, [7], presenta el período que comprende los años 1981-2000.

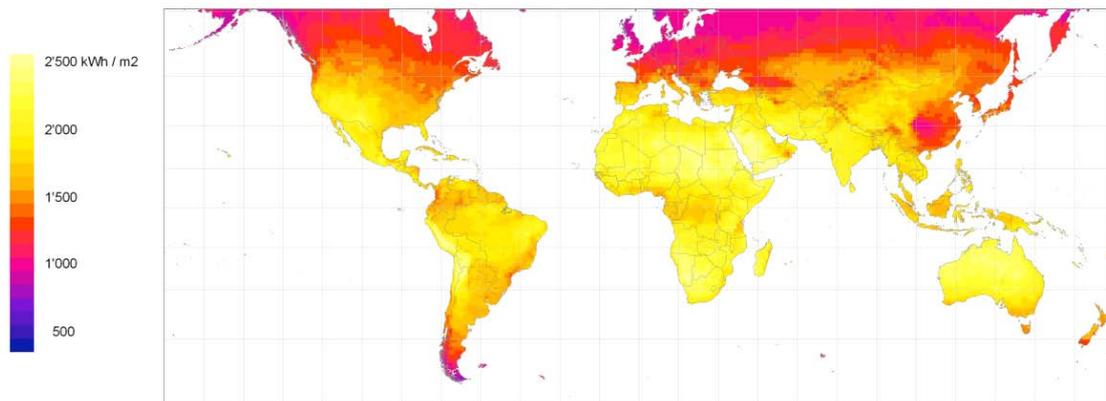


Fig. 2.1. Suma de radiación global anual en el mundo [7]

En cuanto a radiación se refiere, en la Fig. 2.1 se aprecia que España tiene una localización privilegiada para el aprovechamiento del recurso solar, con un valor medio de 1750kWh/m<sup>2</sup>, además cuenta con localizaciones privilegiadas, como León, Soria, en donde la temperatura media anual es baja, favoreciendo la eficiencia de las tecnologías fotovoltaicas.

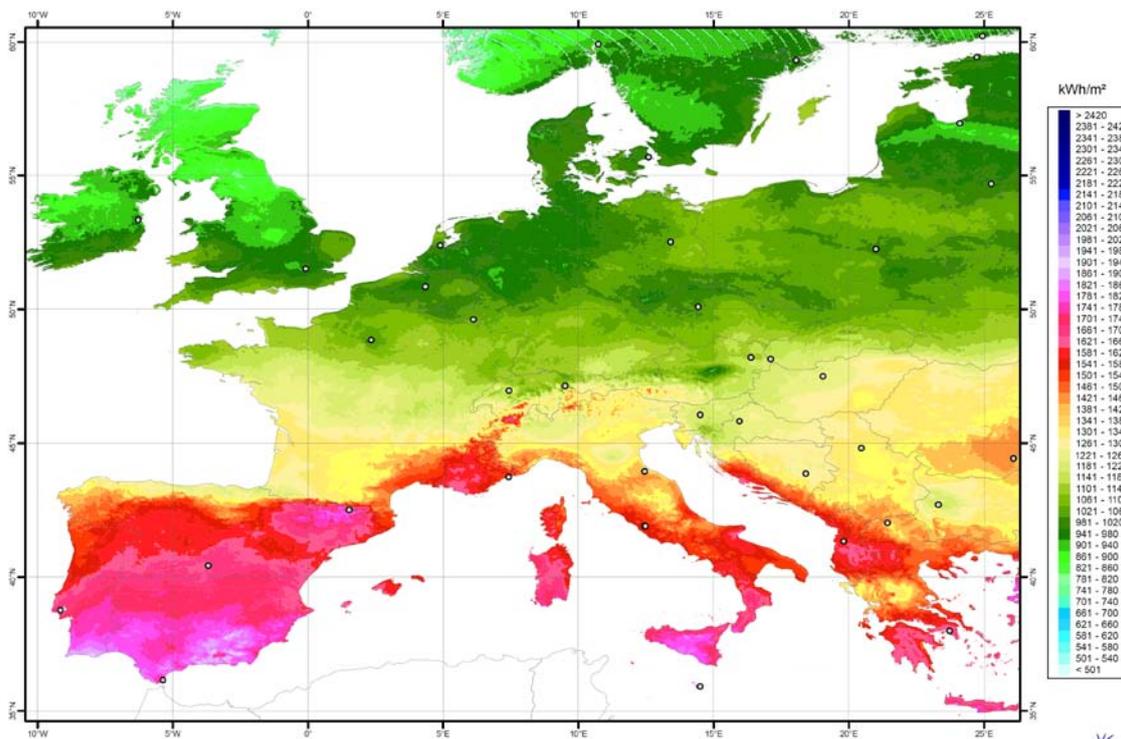


Fig. 2.2. Suma de radiación global anual en Europa [7]

Los estudios de aprovechamiento del recurso solar más precisos, son aquellos que se realizan cumpliendo las siguientes pautas:

- deben realizarse preferiblemente con bases de datos del recurso solar locales, con suficientes estaciones meteorológicas, en las que además se incluyan datos de temperatura y condiciones atmosféricas del cielo para la propagación de la radiación, y;
- además que el mallado del terreno no sea grosero, es decir, para visiones globales del recurso, Fig. 2.1, se utilizan mallados de puntos mayores que para la Fig. 2.2, en los que se tiene una mayor precisión al tener un mallado de puntos más detallado, es decir, se tienen más puntos de medida.

Para presentar aún mayor precisión sobre el recurso solar en España, se ofrece la Fig. 2.3 en la que se muestra el territorio español sobre el que se colorea la radiación global anual, en kWh/m<sup>2</sup>, [7].

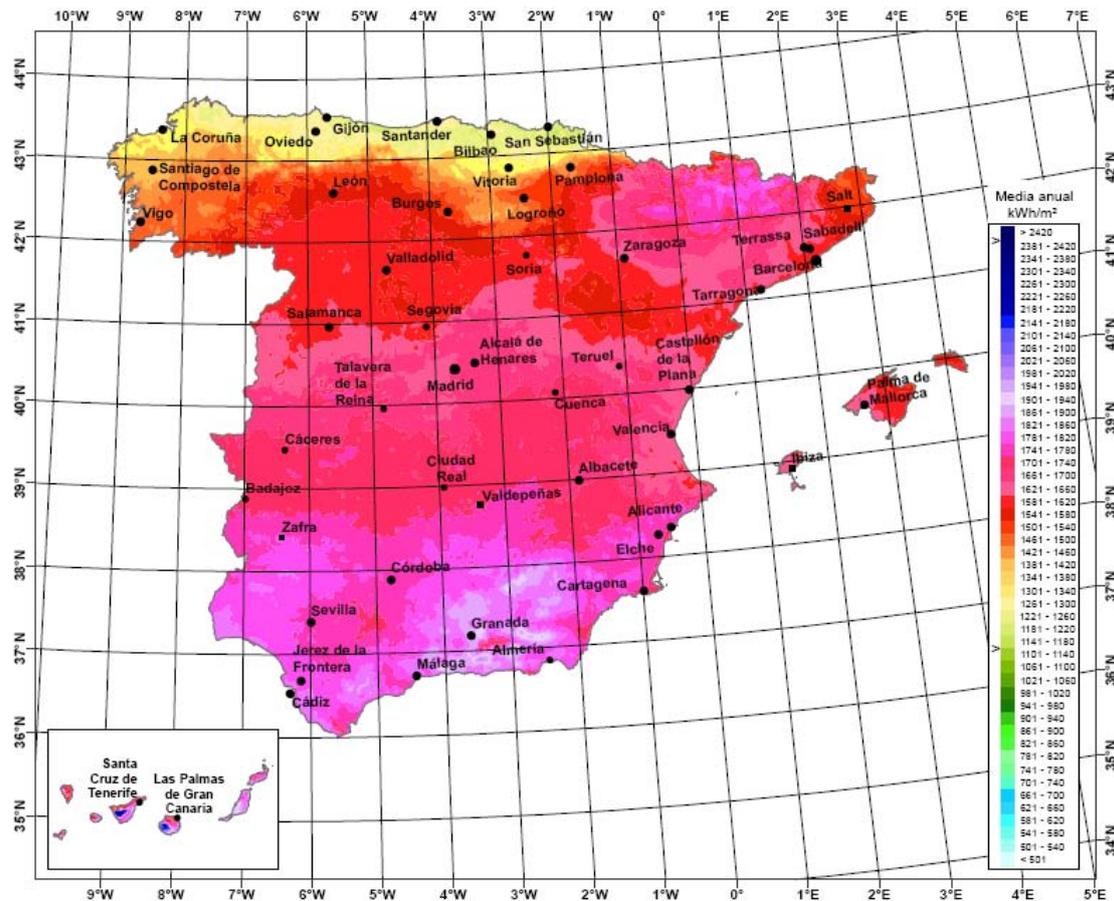


Fig. 2.3. Suma de radiación global anual en España [7]

### 2.3. Potencia fotovoltaica instalada en Europa

En la Tabla 2.1 se muestra la capacidad de energía solar fotovoltaica instalada, desde 1990 hasta el año 2008 en los países de Europa pertenecientes a la *OECD* [8].

Tabla 2.1. Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica instalada en Europa desde 1990 hasta 2008 [8]

1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008
12MW	62MW	201MW	1773MW	3247MW	4796MW	-
13GWh	45GWh	128GWh	1467GWh	2505GWh	3779GWh	6909GWh

Y en la Tabla 2.2 se muestra la capacidad de energía solar fotovoltaica instalada, desde 1990 hasta el año 2008 en España [8].

Tabla 2.2. Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica instalada en España desde 1990 hasta 2008 [8]

1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008
3MW	7MW	12MW	60MW	169MW	638MW	-
6GWh	15GWh	18GWh	41GWh	119GWh	500GWh	2455GWh

Las instalaciones de energía solar fotovoltaica experimentaron en 2008, con respecto a 2007, un crecimiento del 413% y las solares termoeléctricas un 97%. La producción primaria fotovoltaica (incrementada su capacidad un 413% en 2008, 3270MW instalados con una producción de 2512GWh, según [9]) multiplicó por cinco su capacidad instalada con respecto a 2007.

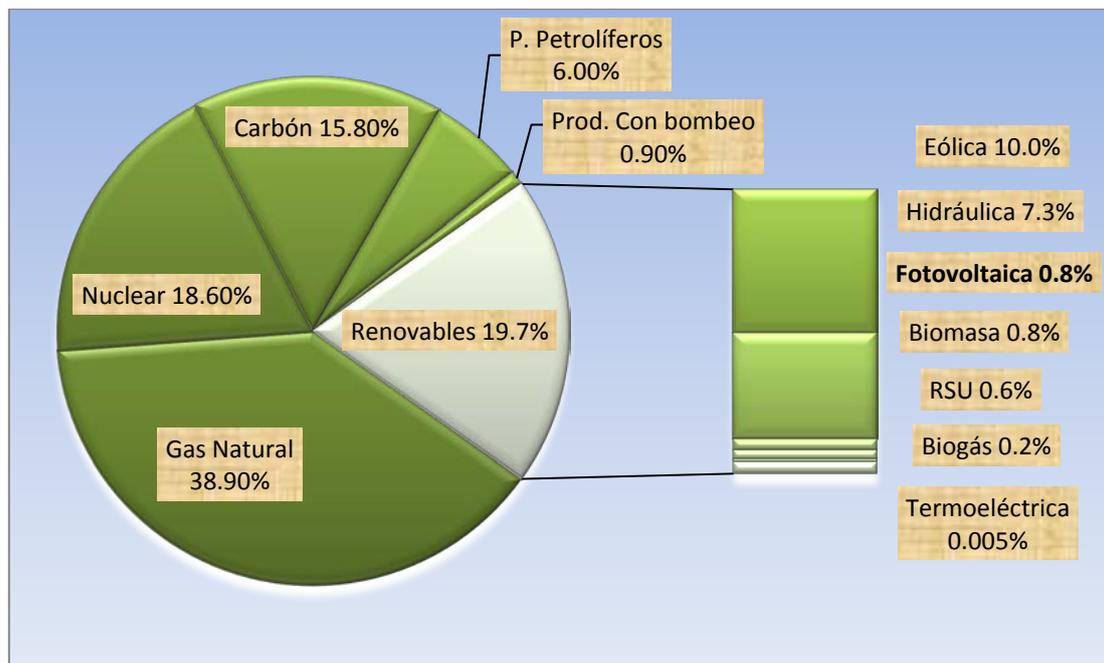


Fig. 2.4. Estructura de generación eléctrica en España, 2008. Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio- IDAE

A continuación se presentan los países con mayor número de energía fotovoltaica instalada [8].

Tabla 2.3. Países con mayor número de energía fotovoltaica instalada en el año 2007, (GWh) [8]

Año/país	Alemania	Japón	Estados Unidos	España	Corea	Italia
2007	3075	1919	974MW	500	71	38
2008	4000	-	-	2455	264	200

Esta página ha sido dejada en blanco intencionadamente

### 3. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA

Un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica está compuesto por:

- **Campo fotovoltaico**

Es el conjunto de módulos fotovoltaicos encargados de captar la energía solar y convertirla en electricidad, más precisamente, en continua, CC.

- **Convertidor CC-CC elevador**

Es el dispositivo electrónico encargado de conseguir la tensión en CC deseada a la entrada del inversor CC-CA. Este convertidor CC-CC conmutado eleva la tensión a la salida del campo fotovoltaico hasta la tensión de funcionamiento a la entrada del inversor CC-CA.

- **Inversor CC-CA**

El inversor CC-CA trifásico, utiliza la tensión CC a su entrada y la convierte en corriente y tensión alterna, CA, a su salida.

Para realizar la conversión, CC-CA, se utiliza un modelo promediado del inversor. Se toman medidas de control de la tensión y corriente de la red eléctrica a la que se quiere conectar el sistema para sincronizar la tensión y corriente, a la salida del inversor, con la tensión y corriente de la red eléctrica.

- **Red eléctrica**

El sistema fotovoltaico se ha de integrar a la red para poder inyectar potencia. Es por ello que hay que modelar la red eléctrica a tal efecto.

A continuación, Fig. 3.1, se muestra el esquema de sistema fotovoltaico conectado a la red.

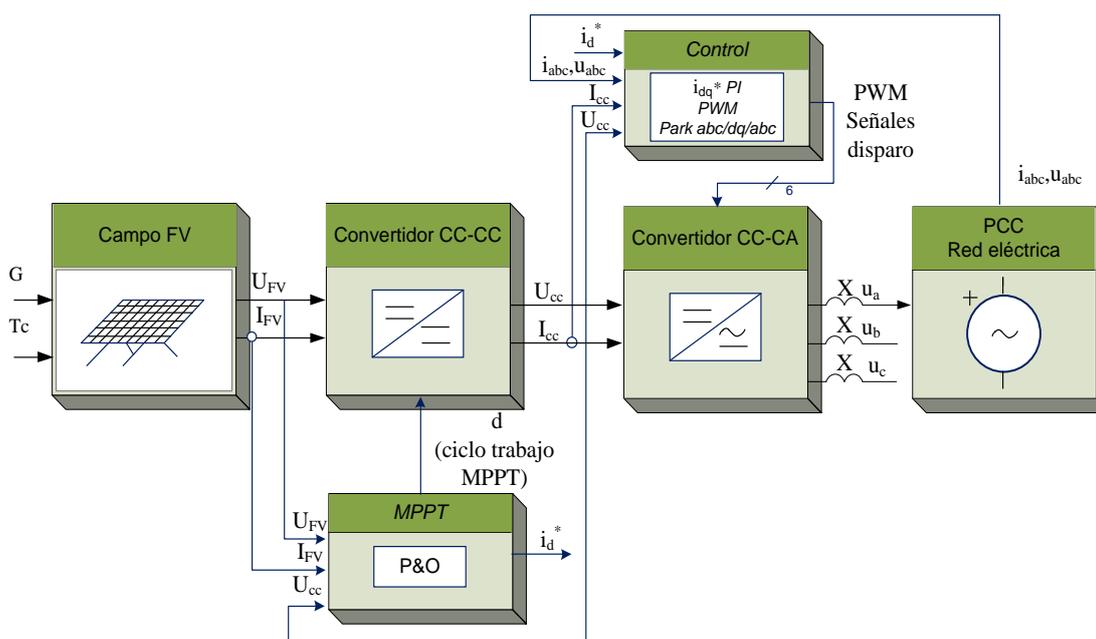


Fig. 3.1. Sistema fotovoltaico conectado a la red

### 3.1. Campo fotovoltaico

Se denomina campo fotovoltaico a la asociación de módulos de una instalación fotovoltaica.

Todas las hojas de características de módulos fotovoltaicos presentan principalmente la siguiente información: tensión en circuito abierto ( $U_{oc}$ ), la corriente en cortocircuito ( $I_{sc}$ ), la tensión en el punto de máxima potencia ( $MPP$ ), ( $U_{mp}$ ), la corriente en el  $MPP$  ( $I_{mp}$ ), el coeficiente de temperatura de tensión en circuito abierto ( $K_V$ ), el coeficiente de temperatura de la corriente en circuito abierto ( $K_I$ ), y el valor experimental máximo de la salida de potencia ( $P_{max,e}$ ). Esta información se presenta para los valores de referencia y condiciones nominales estándar de medida (STCs) de temperatura y radiación solar. También, algunos fabricantes presentan en sus catálogos las curvas  $I-U$  de funcionamiento de los módulos para diversas condiciones de radiación y temperatura.

Un ajustado circuito equivalente para células fotovoltaicas se muestra en la Fig. 3.2. La corriente de la célula fotovoltaica se obtiene a partir de la ecuación (3.1), que describe la característica  $I-U$  de una célula fotovoltaica ideal de manera matemática.

$$I_{cel} = I_{sc} - I_D - \frac{U_{cel} \cdot R_s}{R_p} \quad (3.1)$$

donde  $I_{sc}$  es la corriente generada por la luz incidente (que es directamente proporcional a la radiación),  $I_D$  es la ecuación Shockley de un diodo,  $R_s$  es la suma de las resistencias estructurales del dispositivo y  $R_p$  es la resistencia paralelo. El valor de  $R_p$  es generalmente alto y varios autores, (ver [10]), desprecian esta resistencia para simplificar el modelo. El valor de  $R_s$  es muy pequeño, y en varias ocasiones este parámetro también se desprecia.

La corriente del diodo se puede expresar según (3.2):

$$I_D = I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{q_e U_{cel}}{a_i k T_c}\right) - 1 \right] \quad (3.2)$$

donde  $q_e$  es la carga del electrón ( $1.60217646 \times 10^{-19}$  C),  $k$  es la constante de Boltzmann ( $1.3806503 \times 10^{-23}$  J/K),  $T_c$  (en Kelvin) es la temperatura de la unión  $p-n$  de la célula fotovoltaica,  $a_i$  es la constante de idealidad ( $1 \leq a_i \leq 1.5$ ) e  $I_0$  es la corriente de saturación que depende de la temperatura y debe ser expresada según (3.3), propuesta por [10]:

$$I_0 = \frac{I_{sc} + K_I \cdot (T_c - T_n)}{\exp[(U_{oc} + K_V \cdot (T_c - T_n))/a_i U_t] - 1} \quad (3.3)$$

con  $U_t$  que da la tensión de las células conectadas en serie,  $N_s$ , para la temperatura nominal  $T_n$ .

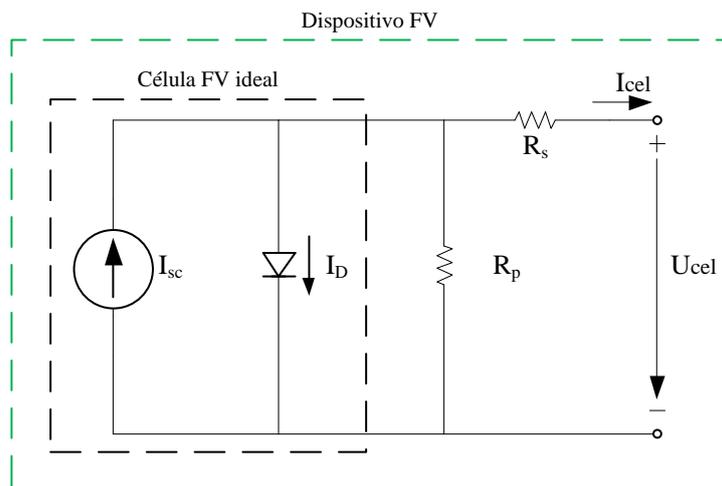


Fig. 3.2. Circuito equivalente de una célula fotovoltaica

Los módulos fotovoltaicos están contruidos por un número determinado de células serie, habitualmente 36 ó 72, que se asocian para obtener la tensión CC deseada a la salida del módulo fotovoltaico. Luego, la tensión  $U_{FV}$  de la Fig. 3.1 será la suma de tensiones,  $U_{cel}$ , de la asociación serie<sup>2</sup> de los módulos fotovoltaicos que a su vez, cada módulo, es la suma de tensiones de la asociación de las células fotovoltaicas serie que lo componen.

### 3.1.1. Funcionamiento de un módulo fotovoltaico

Para comprender el funcionamiento de un módulo fotovoltaico es necesario conocer las características eléctricas de las células fotovoltaicas que lo constituyen.

Los fabricantes de módulos fotovoltaicos ofrecen datos empíricos que pueden ser usados para obtener la ecuación matemática característica del funcionamiento de un dispositivo fotovoltaico, es decir, la curva  $I-U$  característica, Fig. 3.3. Además, los fabricantes suelen ofrecer las curvas  $I-U$  en función de la variación de temperatura, Fig. 3.4, y radiación, Fig. 3.6 para un módulo fotovoltaico de 270W [11].

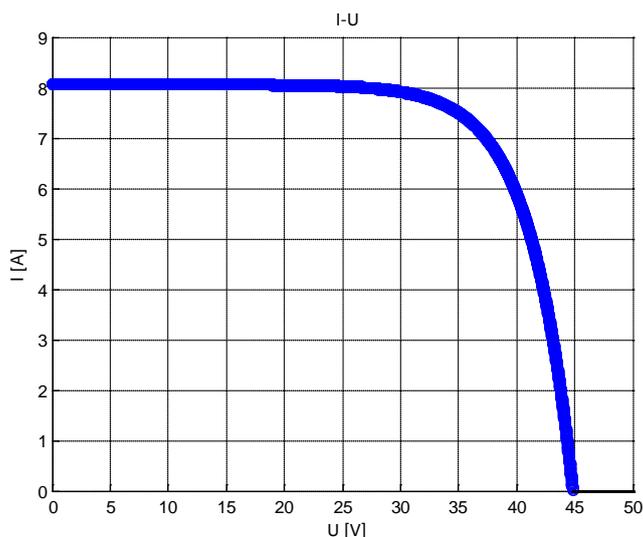


Fig. 3.3. Curva  $I-U$  (@ 25°C y 1kW/m<sup>2</sup>)

<sup>2</sup> A la asociación serie de módulos fotovoltaicos se la denomina con el término *string* fotovoltaico, es decir, una “cadena” de módulos fotovoltaicos conectados entre sí.

Un generador fotovoltaico tiene como entradas la:

- radiación solar incidente sobre la célula fotovoltaica,  $G [W/m^2]$
- temperatura incidente sobre la célula fotovoltaica,  $T_c [^{\circ}C]$

Y como salidas:

- tensión continua de salida,  $U [V]$
- corriente continua de salida,  $I [A]$

Las siguientes curvas han sido obtenidas a partir de un código implementado en *Matlab* al cuál se han añadido los datos característicos que el fabricante facilita en la hoja de características de su módulo fotovoltaico de silicio policristalino de 270W nominales, [11], ver APÉNDICE.

A continuación se presentan la curva  $I-U$  en función de la temperatura, Fig. 3.4.

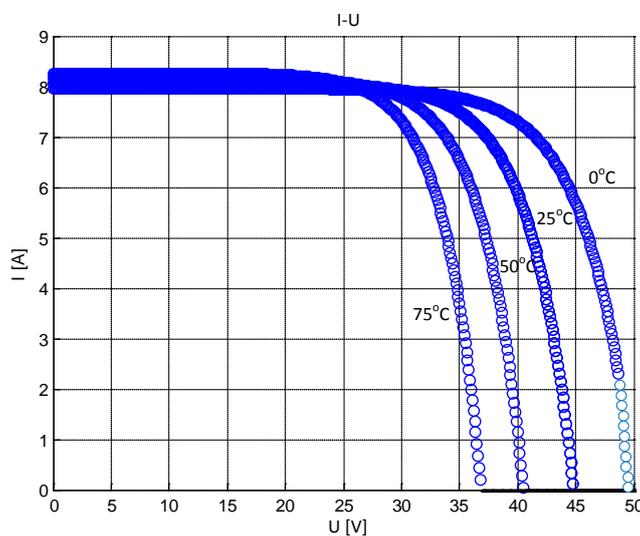


Fig. 3.4. Curva  $I-U$  (@  $1kW/m^2$ )

La Fig. 3.5 representa la curva  $P-U$  en función de la temperatura.

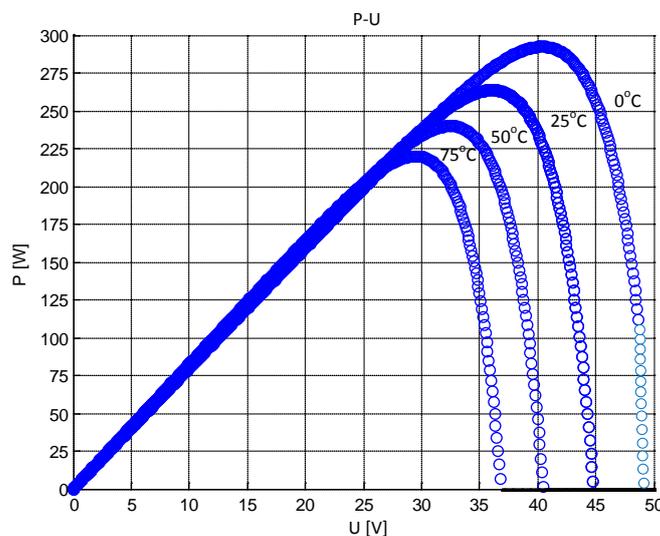


Fig. 3.5. Curva  $P-U$  (@  $1kW/m^2$ )

Las siguientes figuras representan la curva  $I-U$  en función de la radiación incidente, Fig. 3.6, y la curva  $P-U$  en función de la radiación incidente, Fig. 3.7.

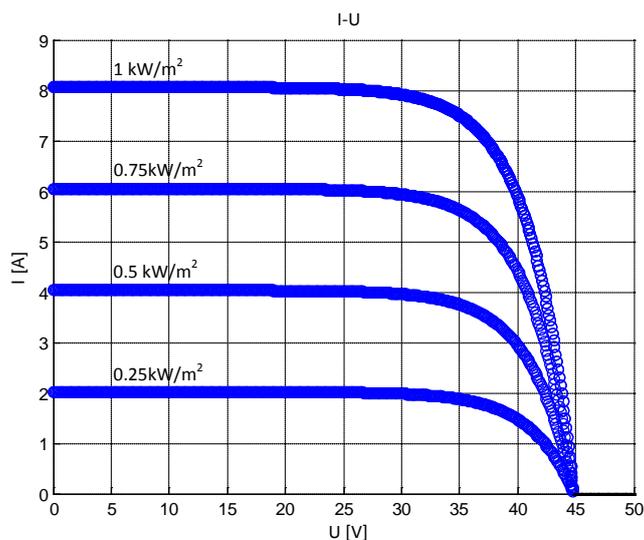


Fig. 3.6. Curva  $I-U$  (@ 25°C)

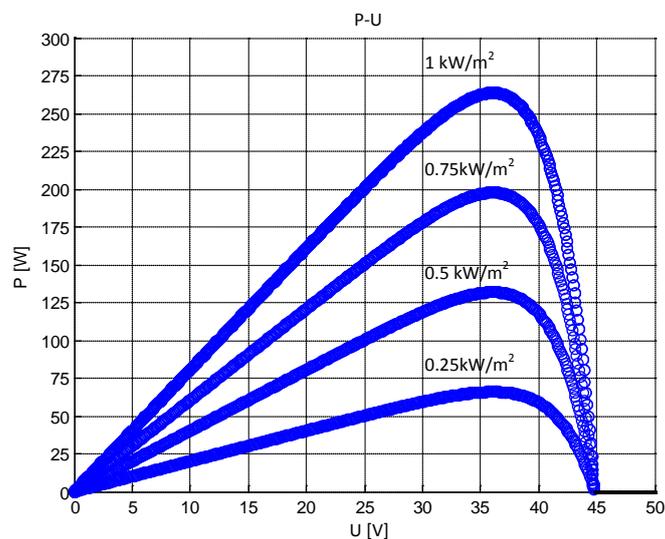


Fig. 3.7. Curva  $P-U$  (@ 25°C)

Para determinar el funcionamiento de un módulo fotovoltaico, habitualmente, se representa la curva potencia-tensión,  $P-U$ . Sobre ella se puede determinar el punto de máxima potencia ( $MPP$ ). Los fabricantes de módulos fotovoltaicos suelen ofrecer la curva  $I-U$  característica, pero no la curva  $P-U$  de funcionamiento. Por esto, en las Fig. 3.5 y Fig. 3.7 se presenta la característica  $P-U$  de un módulo fotovoltaico en función de la temperatura y la radiación incidente, respectivamente.

Además, para conocer el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos el fabricante debe aportar la siguiente información referente al funcionamiento eléctrico:

- $P_{m\acute{a}x}$ ,  $I_{sc}$ ,  $U_{oc}$  y  $U_{mp}$  en las  $STC^3$   $1000W/m^2$ ,  $(25 \pm 2) ^\circ C$ , AM (masa de aire) 1.5 según [12]. Para módulos de silicio amorfo ( $\alpha$ -Si), tienen que especificarse los valores nominal y mínimo de la potencia máxima de salida en las STC.
- $P_{m\acute{a}x}$ ,  $I_{sc}$ ,  $U_{oc}$  y  $U_{mp}$  a  $800 W/m^2$ ,  $NOCT^4$ , AM 1.5 según [13].
- Reducción del rendimiento desde una irradiación de  $1000 W/m^2$  a  $200W/m^2$  ( $25^\circ C$ ) siguiendo la [14].

### 3.2. Seguidor del Punto de Máxima Potencia

El Seguidor del punto de máxima potencia, *MPPT*, es el algoritmo de control encargado de obtener el máximo aprovechamiento del recurso solar en lo que a la energía fotovoltaica se refiere.

Conforme con los algoritmos presentes en el estado del arte actual, para conseguir dicho seguimiento, se necesitan controlar algunas variables de entrada y/o salida. Existen diferentes clasificaciones de dichos métodos, una de las más usadas es la siguiente [16]:

- Métodos de control directo “Seguimiento verdadero”.

Los métodos de control directo incluyen aquellos que emplean medidas de tensión y corriente de entrada o salida. A partir de estas medidas y teniendo en cuenta las variaciones del punto de operación del generador fotovoltaico, se obtiene el punto de operación óptimo. Estos algoritmos tienen la ventaja de ser independientes, a priori, de la característica del generador fotovoltaico. Debido a que estos algoritmos son independientes de la radiación y la temperatura. Los métodos incluidos en esta categoría son: diferenciación, tensión (corriente) realimentada, Perturbación y Observación, Conductancia Incremental, oscilación forzada y lógica difusa (*fuzzy*). A su vez, los métodos de control directo se pueden dividir en:

- o Métodos de muestreo: se realizan las medidas de tensión y corriente del generador fotovoltaico. Acto seguido, se determina la evolución del valor del *MPP* y según sea éste, el control toma la decisión dependiendo del punto de operación. En estos métodos, un ajuste apropiado del valor máximo de tensión permite obtener un valor ajustado, que oscila, alrededor del *MPP*. Estas oscilaciones son debidas a la realimentación utilizada en el control. Los métodos de diferenciación, tensión realimentada y Perturbación y Observación pertenecen a este grupo.

- o Métodos de modulación: son métodos de oscilación forzada, en los que se añade a la oscilación del método anterior, debida a la realimentación del lazo de control, oscilaciones adicionales que permiten añadir estrategias de control adicionales. Los

---

*STC*: Standard Test Conditions. Condiciones estándar de medida (CEM)). Irradiancia de  $1000W/m^2$  en el plano del módulo, temperatura del módulo de  $25^\circ C$  y una distribución espectral de la irradiación de acuerdo con el factor de masa de aire 1,5.

*NOCT*: Nominal Operating Cell Temperature. Temperatura de operación nominal de la célula. Temperatura de operación del módulo a una irradiación de  $800W/m^2$  en el plano de éste, temperatura ambiente de  $20^\circ C$ , velocidad del viento de  $1m/s$  y funcionamiento en circuito abierto.

métodos de Conductancia incremental, oscilación forzada y lógica difusa pertenecen a este grupo.

- Métodos de control Indirecto “Cuasi-seguimiento”.

Los métodos de control indirecto están basados en el uso de bases de datos que incluyen parámetros y datos, tales como curvas de funcionamiento del generador fotovoltaico para diferentes radiaciones y temperaturas, o bien se basan en el uso de funciones matemáticas obtenidas a partir de datos empíricos. Los métodos incluidos en esta categoría son: curva de ajuste, búsqueda en tabla, tensión a circuito abierto del generador fotovoltaico, corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico y célula en circuito abierto.

Los métodos indirectos no son influenciados por cambios bruscos de las condiciones ambientales pero su exactitud no es buena, porque no trabajan con valores reales, sino comparando las medidas con una tabla. Mientras los directos son más versátiles, no requieren de una gran base de datos ya que su seguimiento del punto de máxima potencia es independiente del generador. No obstante, necesitan la medición de la tensión y de la corriente [17].

Las características de los distintos sistemas de seguimiento del *MPP* están explicadas en la Tabla 3 1.

Tabla 3 1. Comparativa de los métodos del seguimiento del *MPP*

		FUNCIONAMIENTO	VENTAJAS	INCONVENIENTES	
CONTROL DIRECTO	MÉTODOS DE MUESTREO	Diferenciación	El algoritmo es una ecuación diferencial de al menos 9 operaciones (cálculos y medidas)	Simple y económico. Utiliza un único lazo de control [18]	Gran capacidad de cálculo
		Tensión realimentada	Compara la tensión con una de referencia (considerada la de funcionamiento óptimo)	Simple y económico. Utiliza un único lazo de control [19]	No adecuado para condiciones cambiantes
		Perturbación y Observación ( <i>P&amp;O</i> )	Método iterativo de aproximación. Fuerza que la derivada de la potencia sea cero. Trabaja alrededor del <i>MPP</i>	No requiere conocimientos previos del generador fotovoltaico. Relativamente simple [20]	Inapropiado en condiciones muy cambiantes debido a que está continuamente oscilando alrededor del <i>MPP</i>
	MÉTODOS POR MODULACIÓN	Conductancia Incremental ( <i>INC</i> )	Basado en <i>P&amp;O</i> pero, eliminando su inconveniente, se determina si la pendiente de la derivada de la potencia es ascendente o descendente	Buen rendimiento bajo condiciones cambiantes. Oscila menos que <i>P&amp;O</i> alrededor del <i>MPP</i> [21]	Control complejo
		Oscilación Forzada	Introduce un pequeño rizado a la tensión de operación del generador. Su fase y amplitud son dependientes de la localización relativa del <i>MPP</i>	Proporciona información de la ubicación del <i>MPP</i> . No tiene oscilación respecto al <i>MPP</i> [22]	Oscilación a la frecuencia de la señal introducida. Muy complejo
		Lógica Difusa ( <i>Fuzzy</i> )	Sintetiza el controlador en un conjunto de ecuaciones booleanas. Después forma la tabla de búsqueda	Mide dos variables ( <i>U, I</i> ). No necesita modelos matemáticos exactos. Puede trabajar con entradas imprecisas y puede manejar no linealidades [23]	Implementación normalmente compleja. Necesita un dispositivo lógico programable
CONTROL INDIRECTO	Curva de ajuste ( <i>Curve-fitting</i> )	Describe la característica no lineal de salida del generador fotovoltaico utilizando una relación matemática o aproximación numérica. Se relaciona $I_{cel}$ con $I_{mp}$ que a su vez depende de $G$ y $T_c$	Simple y económico [24]	Necesita gran capacidad de memoria para el cálculo. No adecuado para cambios bruscos. Resolución imposible para control analógico y difícil para control digital convencional.	
	Búsqueda en tabla ( <i>Look-up table</i> )	Compara los valores medidos de $U$ e $I$ del generador fotovoltaico con una tabla para obtener el <i>MPP</i>	Simple y económico [25]	Necesita gran capacidad de memoria. Ajuste específico para cada tipo de panel fotovoltaico. Difícil tener en cuenta todo tipo de condiciones	
	Tensión a circuito abierto del generador fotovoltaico ( <i>Open-circuit voltage</i> )	Observación de las curvas $I-U$ . Aproximación linealmente proporcional entre $U_{mp}$ y $U_{oc}$	Simple y económico. Utiliza un único lazo de control [26]	Difícil elección de la relación de ajuste entre $U_{mp}$ y $U_{oc}$ . No se tiene en cuenta la potencia real de los paneles, lo cual origina pérdidas de energía	
	Corriente de cortocircuito del generador ( <i>Short-circuit current</i> )	Similar al anterior. Aproximación linealmente proporcional entre $I_{mp}$ e $I_{sc}$	Simple y económico. Utiliza un único lazo de control [27]	Difícil elección de la relación de ajuste entre $I_{mp}$ e $I_{sc}$ . No se tiene en cuenta la potencia real de los paneles, lo cual origina pérdidas de energía	

### 3.2.1. Justificación del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia

El mayor desafío en la utilización de fuentes fotovoltaicas es el impuesto por la característica  $I-U$  no lineal de los módulos fotovoltaicos, Fig. 3.8, en la cual solo existe un único punto de máxima potencia  $MPP$  ( $P_{max,e}$ ), representado en la curva  $P-U$ , Fig. 3.9. El problema se hace más complicado debido a la dependencia de la curva del módulo fotovoltaico con respecto a la radiación solar y la temperatura. Como estos parámetros varían, el  $MPP$  también varía [28].

Las Fig. 3.8 y Fig. 3.9 se han obtenido mediante el programa implementado en *Matlab* y representan las curvas  $I-U$  y  $P-U$  del módulo fotovoltaico de 270W cuyos datos eléctricos se recogen en el APÉNDICE, ver [11].

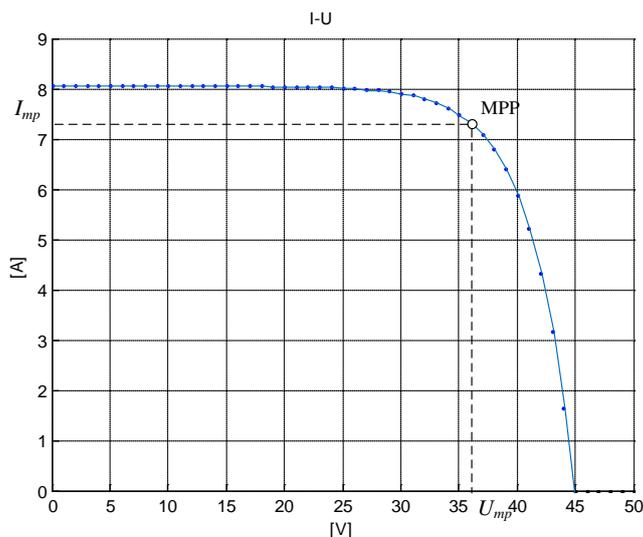


Fig. 3.8. Curva  $I-U$  de un panel fotovoltaico comercial

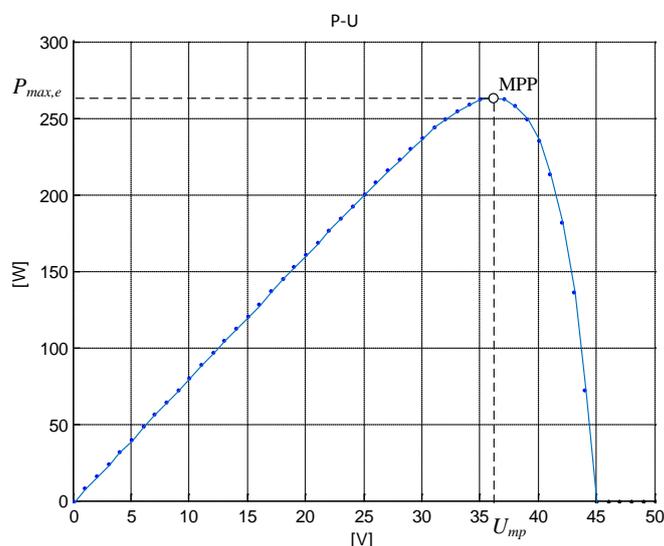


Fig. 3.9. Curva  $P-U$  de un panel fotovoltaico comercial  $P-U$

El seguidor del  $MPP$ , es implementado en el convertidor CC-CC, cuyo ciclo de trabajo es modulado para obtener el valor instantáneo del  $MPP$  del campo fotovoltaico.

A continuación se presenta el cálculo del *MPP*.

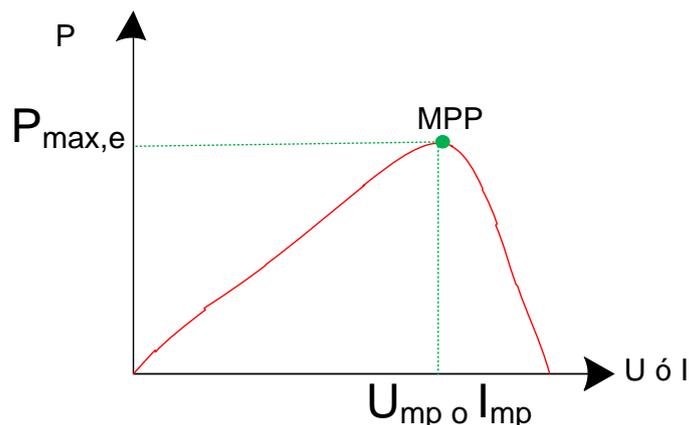


Fig. 3.10. *MPP* sobre la curva característica *P-U* o *P-I*

La técnica de seguimiento del *MPP* permite encontrar automáticamente la tensión  $U_{mp}$  o la corriente  $I_{mp}$  en la cual los paneles fotovoltaicos deberían funcionar para obtener a la salida la máxima potencia  $P_{max,e}$  bajo una irradiación y temperatura determinada. Debido a que en algunas situaciones la acción solar ejerce de manera parcial sobre el conjunto de paneles fotovoltaicos, es posible tener más de un máximo local, pero en general las técnicas utilizadas tan solo toman una potencia máxima. La mayor parte de métodos responden a cambios de radiación o temperatura, pero algunos algoritmos *MPP* resultan de mayor utilidad si la temperatura es aproximadamente constante. Cada una de las técnicas responde automáticamente a cambios en los paneles debido al envejecimiento de los componentes, aunque si el sistema fotovoltaico se controla en bucle abierto requerirá una puesta a punto periódica.

### 3.2.2. Control *MPP* de Perturbación y Observación

Este algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia de Perturbación y Observación (*P&O*) varía la tensión del campo fotovoltaico y representa la potencia resultante. Si la potencia medida es mayor que la medida en la muestra anterior se continúa realizando la misma variación en la tensión (aumento o disminución), si la potencia es menor que la obtenida en la muestra anterior, se realiza la variación de tensión opuesta (disminución o aumento) a la que se estaba haciendo en el ciclo anterior. Una vez alcanzado el punto de máxima potencia el algoritmo hará que el punto de operación del panel oscile en torno a él.

A continuación se muestra gráficamente los casos en los cuales se puede encontrar el *MPP* y la acción de control en cada uno de ellos. (NOTA:  $P(k)$ ,  $P(k-1)$  y  $U(k)$ ,  $U(k-1)$  se refieren a los valores de potencia y tensión del campo fotovoltaico para cada medida en el instante actual ( $k$ ) y anterior ( $k-1$ ), respectivamente).

**Caso 1:**  $\Delta P = P(k) - P(k-1) > 0$  y  $\Delta U = U(k) - U(k-1) > 0$ : En este caso el incremento de potencia  $\Delta P$ , definido como la potencia actual menos la potencia en la muestra anterior, es positivo. Igualmente el incremento de tensión de salida del generador fotovoltaico también es positivo. La acción de control a realizar en este caso es disminuir el ciclo de trabajo, según  $U_{FV} = U_{cc} \cdot (1 - d)$ , de forma que siga aumentando la tensión de salida del panel solar,  $U_{FV}$ , hasta que se alcance el punto *MPP*:

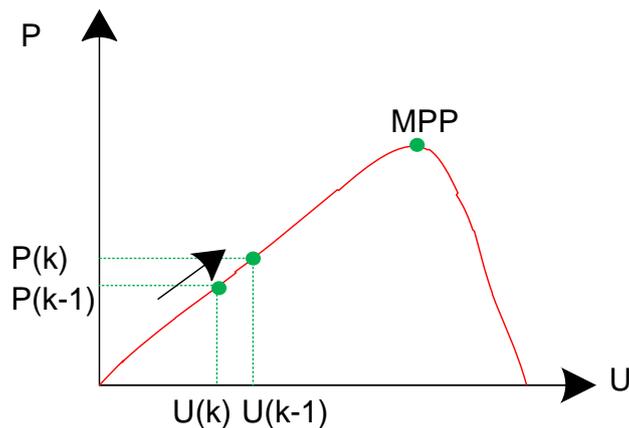


Fig. 3.11. Movimiento del punto de trabajo para el caso 1

**Caso 2:**  $\Delta P = P(k) - P(k-1) < 0$  y  $\Delta U = U(k) - U(k-1) > 0$ : el incremento de potencia  $\Delta P$ , es negativo mientras que el incremento de tensión de salida es positivo. La acción de control a realizar en esta situación es aumentar el ciclo de trabajo, según  $U_{FV} = U_{cc} \cdot (1 - d)$ , de forma que siga disminuyendo la tensión de salida del panel solar,  $U_{FV}$ , hasta que se alcance el punto el punto  $MPP$ :

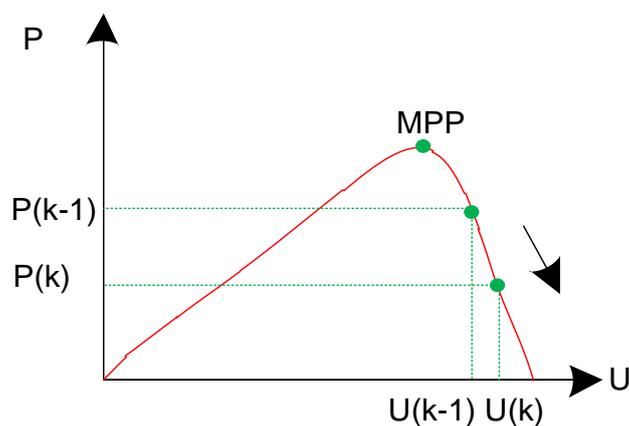


Fig. 3.12. Movimiento del punto de trabajo para el caso 2

**Caso 3:**  $\Delta P = P(k) - P(k-1) > 0$  y  $\Delta U = U(k) - U(k-1) < 0$ : En este caso el incremento de potencia  $\Delta P$ , es positivo mientras que el incremento de tensión de salida es negativo. La acción de control a realizar en esta situación es aumentar el ciclo de trabajo, según  $U_{FV} = U_{cc} \cdot (1 - d)$ , de forma que siga disminuyendo la tensión de salida del panel solar,  $U_{FV}$ , hasta que se alcance el punto de  $MPP$ :

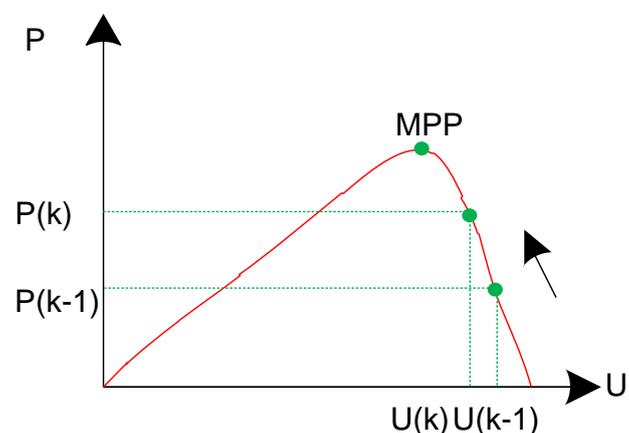


Fig. 3.13. Movimiento del punto de trabajo para el caso 3

**Caso 4:**  $\Delta P = P(k) - P(k-1) < 0$  y  $\Delta U = U(k) - U(k-1) < 0$ : el incremento de potencia  $\Delta P$  y de tensión de salida es negativo. La acción de control a realizar en este caso es, como en el caso 1, disminuir el ciclo de trabajo, según  $U_{FV} = U_{cc} \cdot (1 - d)$ , de forma que aumente la tensión de salida del panel solar,  $U_{FV}$ , hasta que se alcance el punto MPP:

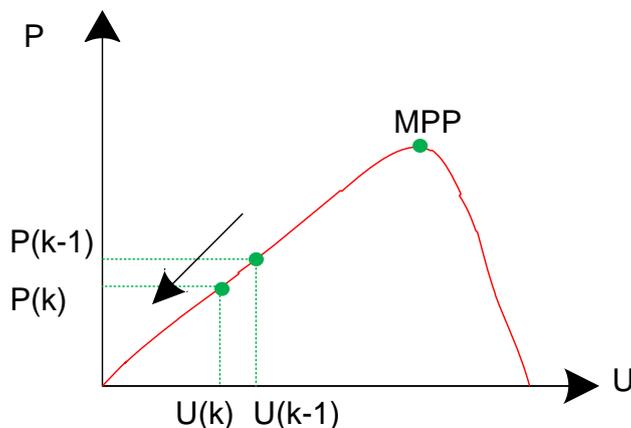


Fig. 3.14. Movimiento del punto de trabajo para el caso 4

El siguiente diagrama, Fig. 3.15, de flujo facilita el desarrollo del diseño del sistema de seguimiento de MPP en Matlab/Simulink y muestra cada una de las situaciones en las cuales trabaja el algoritmo de P&O.

Para llevar a cabo el seguimiento del MPP, en la Fig. 3.15, se mide la corriente del campo fotovoltaico y se compara con la corriente de referencia deseada,  $I_{ref}$ , además, se calcula en todo momento, el valor de la potencia de salida del campo fotovoltaico, por lo que es necesario tener también la medida de la tensión de salida del campo fotovoltaico. Por último, se compara la potencia en cada instante con la medida anterior,  $P(k-1)$ , de manera iterativa hasta lograr el valor máximo de la potencia de salida del campo fotovoltaico. Resultado que se obtiene cuando  $P(k) = P(k-1)$ .

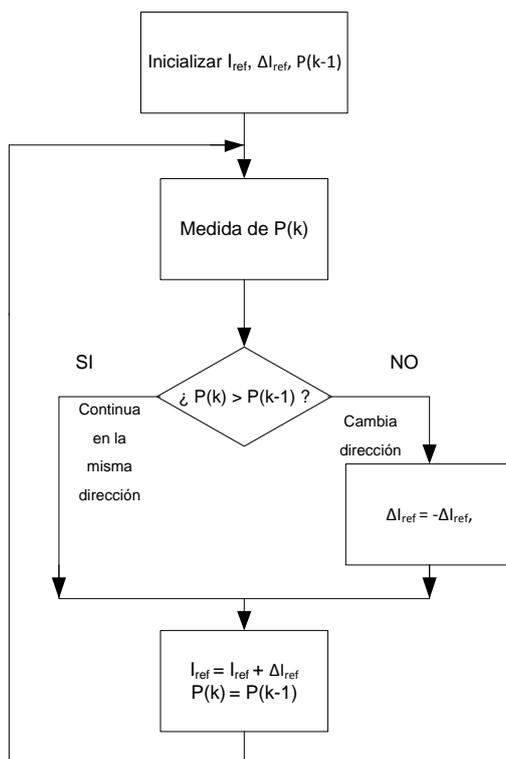


Fig. 3.15. Diagrama de flujo del algoritmo MPP de P&O

### 3.3. Convertidor CC-CC elevador

Algunos inversores incluyen un convertidor CC-CC para controlar los límites de tensión de continua. En la Fig. 3.16 se presenta el esquema eléctrico de un convertidor elevador:

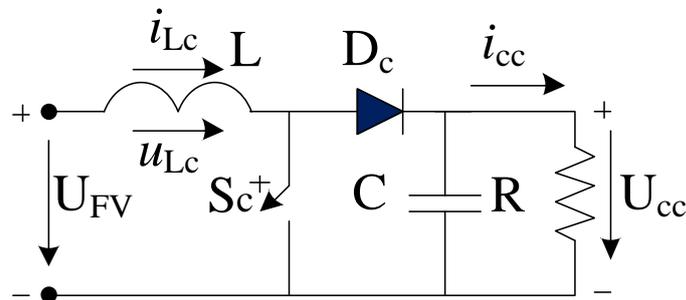


Fig. 3.16. Esquema eléctrico del convertidor elevador

El convertidor elevador ofrece a la salida  $U_{cc}$ , en la carga, una corriente y tensión positivas. Es decir:

$$\begin{aligned} i_{cc} &\geq 0 \\ u_{cc} &\geq 0 \end{aligned}$$

Puesto que es un regulador conmutado, el interruptor tiene dos periodos de funcionamiento:

- Intervalo de conducción.
- Intervalo de no conducción.

Además tiene dos modos de funcionamiento:

- Modo de Conducción Discontinua (MCD).
- Modo de Conducción Continua (MCC).

#### 3.3.2. Modo de Conducción Discontinua (MCD)

La intensidad en la bobina se hace nula en un momento determinado a lo largo del  $T_{off}^5$  del convertidor. El tiempo que permanece abierto el interruptor es mayor que el tiempo que puede estar la bobina cediendo energía, con lo que al iniciarse el siguiente periodo la intensidad en la bobina partirá de cero, Fig. 3.17.

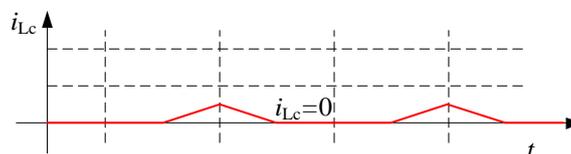


Fig. 3.17. Modo de Conducción Discontinua (MCD)

<sup>5</sup> ( $T_{off}$  es el periodo de tiempo en el que el interruptor está abierto).

### 3.3.1. Modo de Conducción Continua (MCC)

La intensidad que circula por la bobina fluctúa entre unos valores máximo,  $i_{Lc(max)}$ , y mínimo,  $i_{Lc(min)}$ , pero nunca llega a anularse, Fig. 3.18. Esto, como se verá más adelante, se debe a la relación entre el tiempo en el que el interruptor se encuentra cerrado, y el tiempo necesario para que la bobina descargue totalmente la energía almacenada previamente.

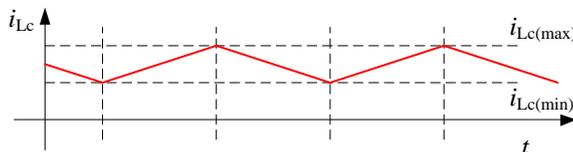


Fig. 3.18. Modo de Conducción Continua (MCC)

En el circuito que nos ocupa, para asegurar un régimen continuado, el interruptor deberá estar bloqueado un intervalo de tiempo que permita a la intensidad en la bobina no alcanzar el valor cero. De este modo, al comenzar el siguiente periodo la intensidad en la bobina podrá partir de un valor inicial  $i_{Lc(min)}$  distinto de cero.

Para asegurar que el convertidor está siempre en funcionamiento se realizarán los cálculos para el MCC. Para realizar el análisis de funcionamiento del circuito mostrado se asume lo siguiente:

- El circuito opera en régimen permanente
- El periodo de conmutación es  $T$  y el interruptor está cerrado ( $T_{on}$ ) por un período de tiempo  $d \cdot T$  y está abierto ( $T_{off}$ ) el resto del tiempo  $(1-d) \cdot T$
- La corriente de la bobina nunca es cero. Siempre estará en MCC
- El condensador es muy grande, por lo que la tensión de salida se mantiene constante
- Los componentes son ideales

#### 3.3.1.1 Interruptor cerrado

Cuando el interruptor está cerrado ( $0 < t < T_{on}$ ), toda la tensión de la entrada del convertidor,  $U_{FV}$ , que proviene del campo fotovoltaico, se aplica sobre la bobina, lo que provoca que la corriente circulante por la misma aumente, almacenando en la bobina energía durante este intervalo.

Cuando el interruptor se cierra, Fig. 3.16, la tensión que cae en extremos de la bobina obedece a la siguiente expresión:

$$U_{cc} = U_L = L_c \cdot \frac{di_{Lc}}{dt} \quad (3.4)$$

Integrando esta ecuación, en función del tiempo, entre  $0$  y  $T_{on}$ , y desde  $i_{Lc(min)}$  hasta  $i_{Lc(max)}$ , se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta I_{L_c} = I_{L_c(max)} - I_{L_c(min)} = \frac{U_{FV}}{L_c} \cdot T_{on} \quad (3.5)$$

### 3.3.1.2 Interruptor abierto

Si el interruptor se abre ( $T_{on} < t < T$ ), se fuerza una tensión en la bobina correspondiente a la diferencia entre la tensión de entrada  $U_{FV}$  y la tensión de la carga  $U_{cc}$ , Fig. 3.16. Al mismo tiempo, la energía almacenada previamente por la bobina se transfiere al condensador de salida y a la carga, a través del diodo, obligando a la corriente a disminuir.

Al abrirse el interruptor del circuito en la Fig. 3.16, la tensión de salida queda como:

$$U_{cc} = U_{FV} + U_{L_c} = U_{FV} + L_c \cdot \frac{di_{L_c}}{dt} \quad (3.6)$$

Como el incremento de la intensidad circulante por la bobina durante el  $T_{on}$  del convertidor es idéntico al decremento de la misma durante el  $T_{off}$  del mismo, entonces, ayudándonos de la relación (3.5):

$$U_{cc} = U_{FV} + L_c \cdot \frac{\Delta I_{L_c}}{T_{off}} = U_{FV} \cdot \left( 1 + \frac{T_{on}}{T_{off}} \right) \quad (3.7)$$

Operando se tiene que la tensión en la carga es:

$$U_{cc} = U_{FV} \cdot \frac{1}{1-d} \quad (3.8)$$

Siendo el ciclo de trabajo del convertidor CC-CC,  $d$ :

$$d = \frac{T_{on}}{T} \quad (3.9)$$

De (3.8) se deducen los siguientes puntos:

- La mínima tensión de salida se corresponde con un ciclo de trabajo nulo, es decir:  
 $d = 0 \rightarrow U_{cc} = U_{FV}$
- La tensión en la carga se puede incrementar variando el ciclo de trabajo
- La máxima tensión de salida se obtiene para  $d=1$

Con respecto a esta última cabe decir que el interruptor no puede cerrarse y abrirse continuamente para que el ciclo de trabajo se equipare a la unidad. Para valores de ciclo cercanos a la unidad, la tensión de salida aumenta considerablemente, siendo al mismo tiempo muy sensible a las variaciones de  $d$ , según se muestra en la Fig. 3.19.

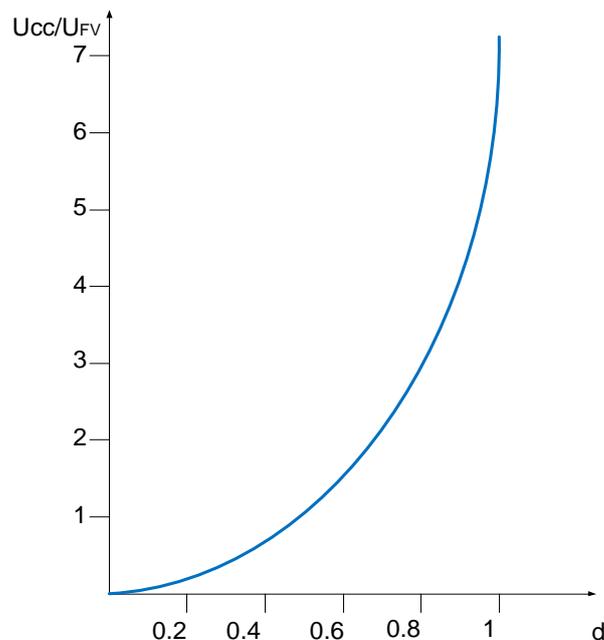


Fig. 3.19. Variación de la relación salida-entrada respecto al ciclo de trabajo.

- Tensión media en la carga:

Para controlar el nivel de tensión a la salida del convertidor CC-CC,  $U_{FV}$ , se fija esta tensión en un valor  $\pm 1\%$  de dicha tensión mediante el algoritmo de control del seguimiento de máxima potencia (MPP).

Una vez explicadas las ecuaciones matemáticas que se van a usar y descritas las condiciones iniciales, se necesitan calcular los siguientes parámetros:

- Ciclo de trabajo
- Corriente media de salida
- Resistencia efectiva de la carga

### 3.3.1.3 Ciclo de trabajo mínimo y máximo

A partir de la ecuación (3.8) se pueden obtener la expresión del ciclo de trabajo (3.10), y la variación de la tensión de salida del convertidor de CC-CC,  $U_{FV}$ , (3.11).

$$U_{cc} = U_{FV} \cdot \frac{1}{1-d} \rightarrow d = 1 - \frac{U_{FV}}{U_{cc}} \quad (3.10)$$

$$U_{FV} = U_{cc} \cdot (1-d) \quad (3.11)$$

De la ecuación (3.10) se obtienen las expresiones de los ciclos de trabajo mínimo, (3.12), y ciclo de trabajo máximo (3.13).

$$d_{min} = 1 - \frac{U_{FV,max}}{U_{cc}} \quad (3.12)$$

$$d_{max} = 1 - \frac{U_{FV,min}}{U_{cc}} \quad (3.13)$$

### 3.3.1.4 Valor máximo de la corriente media de salida

La expresión de la potencia consumida a la salida del convertidor CC-CC,  $P_R$ , permite expresar la ecuación de corriente que como máximo se puede obtener del convertidor CC-CC, (3.14).

$$P_R = U_{cc} \cdot I_{cc} \rightarrow I_{cc} = \frac{P_R}{U_{cc}} \quad (3.14)$$

### 3.3.1.5 Resistencia efectiva de la carga

La expresión de la potencia consumida a la salida del convertidor CC-CC,  $P_R$ , expresada en función de  $U_{cc}$  permite obtener la ecuación que expresa el valor de resistencia efectiva de la carga, (3.15).

$$P_R = \frac{U_{cc}^2}{R} = R \cdot I_{cc}^2 \rightarrow R = \frac{U_{cc}^2}{P_R} \quad (3.15)$$

### 3.3.1.6 Forma de onda del convertidor CC-CC elevador

En la Fig. 3.20 se representan las formas de onda en los elementos del convertidor CC-CC elevador en MCC.

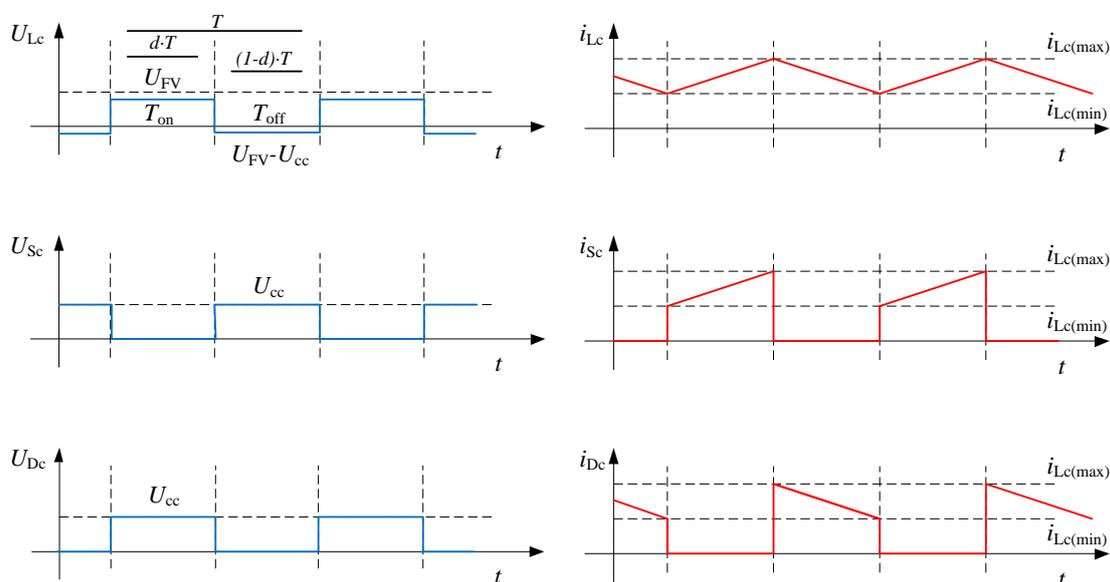


Fig. 3.20. Formas de onda en los elementos  $L_c$ ,  $S_c$  y  $D_c$ , del convertidor CC-CC elevador.

### 3.3.2. Algoritmo del MPPT de P&O implementado

Para llevar a cabo este control, es necesario medir: la tensión,  $U_{FV}$ , y la corriente CC,  $I_{FV}$ , de entrada del convertidor CC-CC elevador, tensión de salida,  $U_{cc}$ , del convertidor CC-CC elevador, ver Fig. 3.1, así como el cálculo de la potencia de salida.

El algoritmo que se ha implementado en esta tesis de Máster es el que se muestra en el flujo-grama de la Fig. 3.21 y que se detalla más adelante. Se ha programado en lenguaje de programación C y se ha compilado con *Visual C++* para constituir un archivo \*.dll (librería dinámica) [30].

El convertidor CC-CC elevador se modela utilizando el software *Psim* y en él se aplica el algoritmo P&O implementado para localizar el MPP. Además se ha obligado a mantener constante la tensión del bus de continua, para que la referencia de tensión de entrada CC del inversor sea lo más estable posible, en un rango de funcionamiento con variaciones del 1% de la tensión CC,  $U_{cc}$ .

En el algoritmo implementado se realizan 20 medidas (contador  $n$ ), de cada variable de control para obtener un valor medio de cada una de las variables y de esta manera obtener resultados más fiables que los obtenidos a partir de una única medida.

El algoritmo contempla los cuatro casos expuestos en el apartado 3.2.2, según el caso en el que se encuentre se incrementa o disminuye, mediante la variable  $e$ , el ciclo de trabajo ( $d$ ) para dar la señal de disparo, con la que se obtiene el  $MPP$ , al IGBT del convertidor CC-CC elevador.

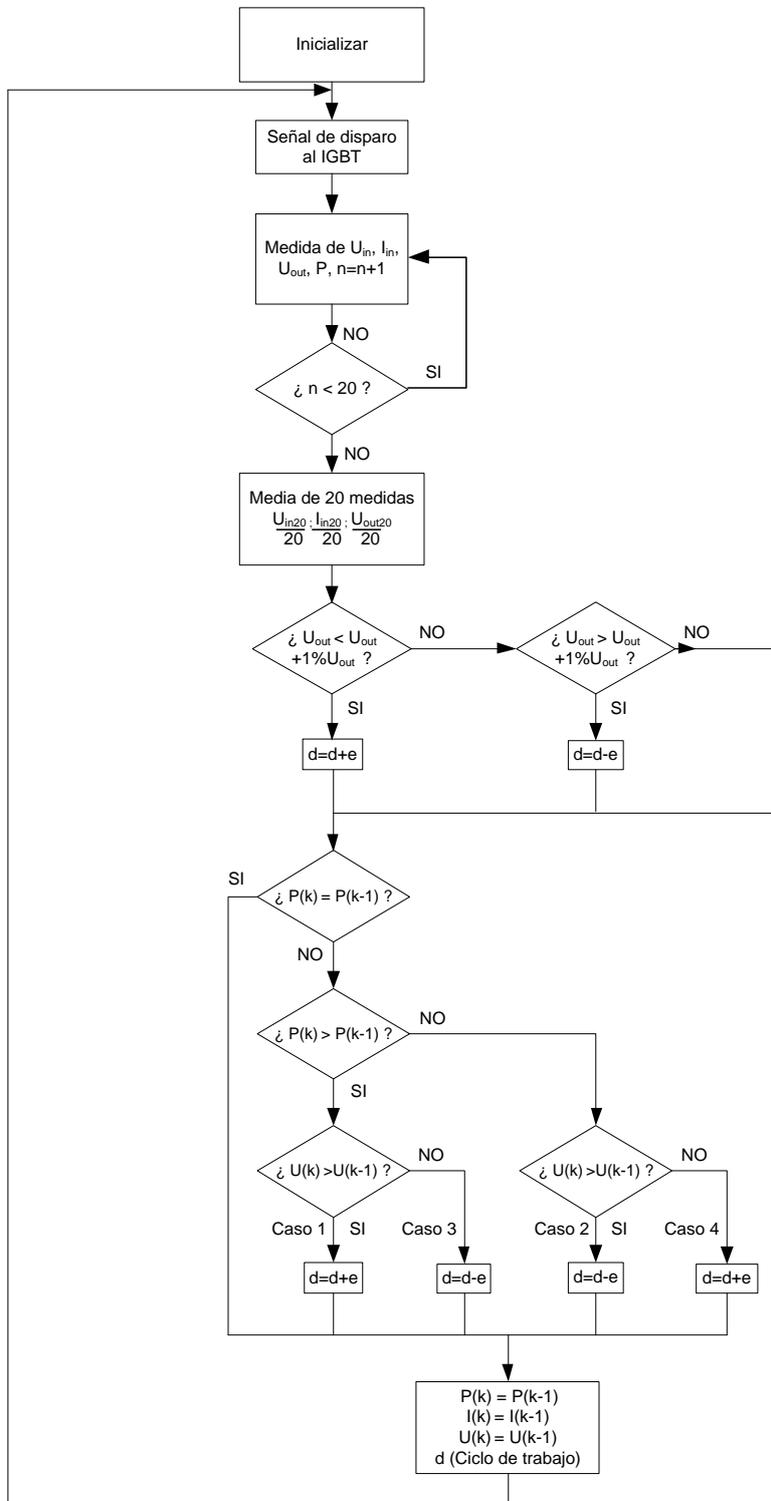


Fig. 3.21. Algoritmo de MPPT. Perturbación y Observación + mantenimiento  $U_{out}$

En el APÉNDICE se muestra el código programado en C++ para implementar el algoritmo de P&O para obtener el  $MPP$  según se expone en la Fig. 3.21.

### 3.4. Inversor CC-CA

El inversor CC-CA es el dispositivo electrónico encargado de convertir la etapa de continua, CC, en alterna, CA. Se utilizará la topología de un inversor trifásico para poder ser conectado a la red eléctrica, implementando como una fuente controlada de tensión, *Voltage Source Converter*, (VSC), y conectado a la red eléctrica, Punto de Conexión Común, (PCC), a través de un filtro de primer orden.

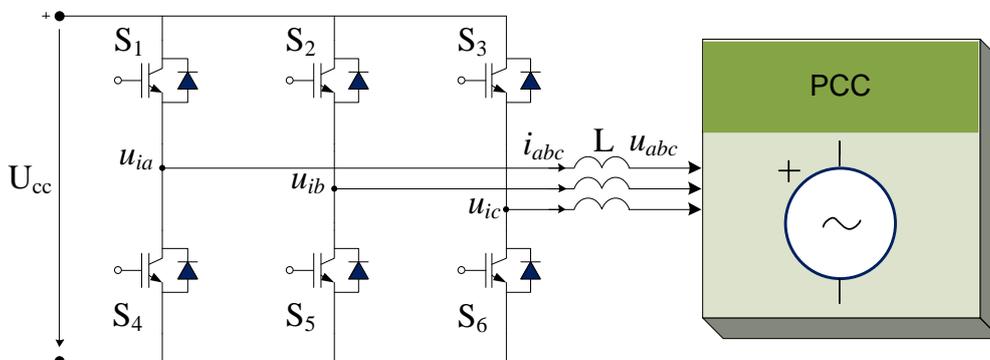


Fig. 3.22. Inversor CC-CA

#### 3.4.1. Modelo promediado del inversor trifásico y la red en coordenadas abc

Para poder estudiar el funcionamiento del inversor se ha de realizar un estudio detallado del comportamiento del mismo a partir del modelo promediado del mismo, para lo que es necesario explicar el funcionamiento de cada rama del inversor, según [31]. Posteriormente se utilizará el cambio de coordenadas en ejes *d* y *q* tal y como se recoge en trabajos como [32] y [33].

Para cada rama del circuito inversor se tiene un circuito como el de la Fig. 3.23.

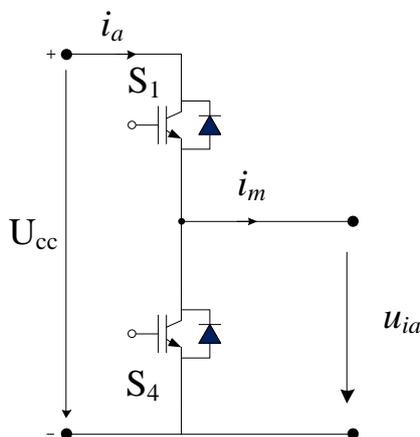


Fig. 3.23. Rama del inversor

Para la primera rama se obtienen las siguientes ecuaciones de funcionamiento:

$$U_{ia} = U_{cc} \cdot d_a \tag{3.16}$$

$$I_{ia} = I_m \cdot d_a \tag{3.17}$$

De forma equivalente, se puede dibujar el circuito de la Fig. 3.23 como el siguiente:

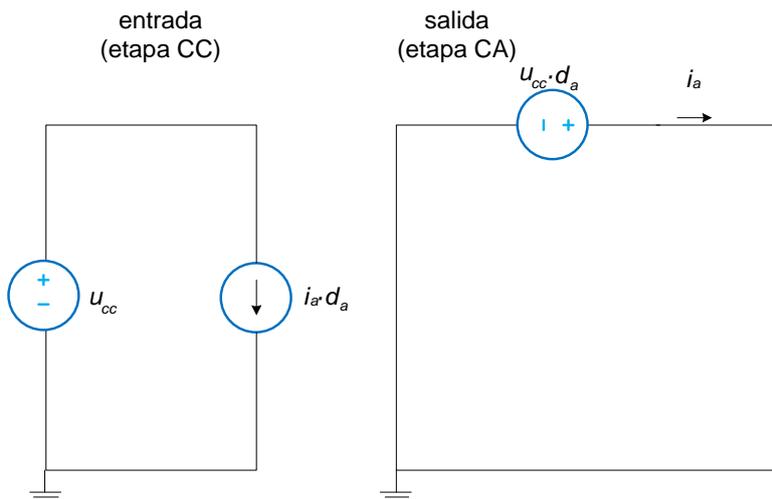


Fig. 3.24. Modelo promediado de una rama del inversor

De esta manera, si se tienen en cuenta las tres ramas del inversor, se obtiene el modelo promediado del inversor trifásico.

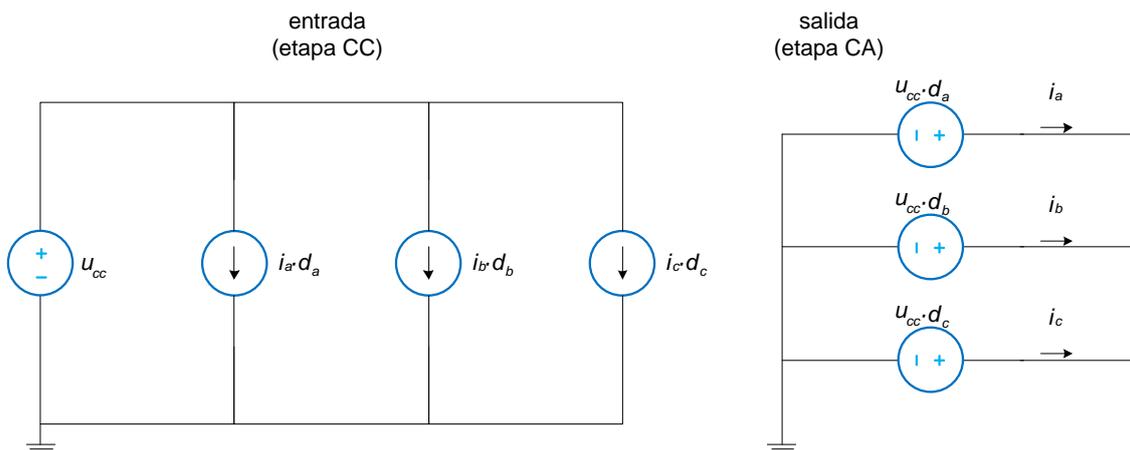


Fig. 3.25. Modelo promediado del inversor para la estructura de conmutación

Si además se incluye el modelo de la red, tendremos el modelo de conexión a red del inversor y la red.

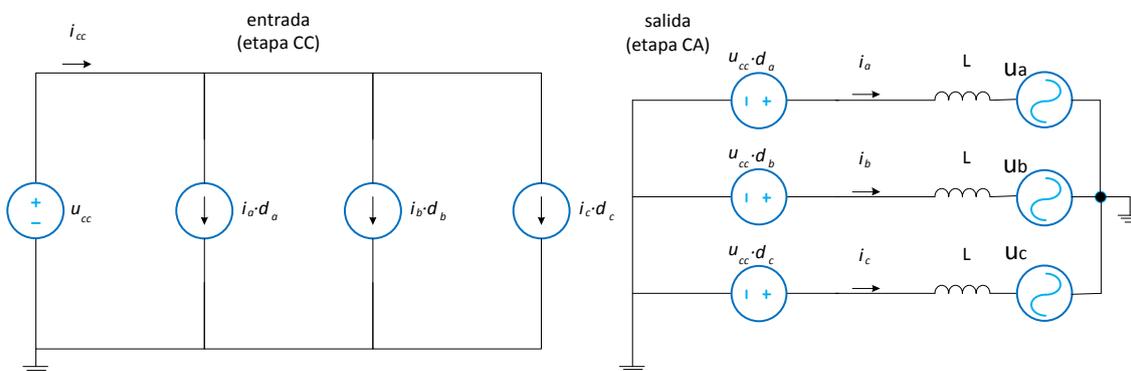


Fig. 3.26. Modelo promediado del inversor y la conexión a red en coordenadas abc

Una vez representado el modelo promediado del inversor junto con la red se pueden escribir las ecuaciones de las corrientes de línea.

$$L \cdot \frac{di_a}{dt} = U_{cc} \cdot d_a - u_a \quad (3.18)$$

$$L \cdot \frac{di_b}{dt} = U_{cc} \cdot d_b - u_b \quad (3.19)$$

$$L \cdot \frac{di_c}{dt} = U_{cc} \cdot d_c - u_c \quad (3.20)$$

Las ecuaciones anteriores se pueden reagrupar en una ecuación matricial, como se muestra a continuación.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \frac{U_{cc}}{L} \begin{bmatrix} d_a \\ d_b \\ d_c \end{bmatrix} - \frac{1}{L} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

### 3.4.1.1 Control del inversor

Para determinar las ecuaciones que nos permitan llevar a cabo el control del inversor se puede expresar la ecuación (3.21) como sigue<sup>6</sup>:

$$I_{abc}(s) \cdot L \cdot s = U_{cc}(s)D_{abc}(s) - U_{abc}(s) \quad (3.22)$$

Se pretende controlar la corriente a la salida del inversor,  $I_{abc}(s)$ , o lo que es lo mismo, a través de la bobina. En la ecuación (3.22),  $U_{cc}(s)$  y  $U_{abc}(s)$  son perturbaciones al sistema. Si se fija una tensión de referencia,  $U_{ref}(s)$ , según (3.23), se puede fijar la corriente en el inversor,  $I_{abc}(s)$ , y en consecuencia  $U_{ref}(s)$ .

$$U_{ref}(s) = U_{cc}(s)D_{abc}(s) - U_{abc}(s) \quad (3.23)$$

De esta manera la ecuación que permite obtener la corriente deseada en el sistema se expresa según (3.24).

$$I_{abc}(s) = \frac{U_{ref}(s)}{L \cdot s} \quad (3.24)$$

Fijando el valor del ciclo de trabajo,  $D_{abc}(s)$ , como variable de control se elimina la dependencia, con respecto a las perturbaciones, del sistema a controlar, es decir, el inversor.

---

<sup>6</sup> Transformada de Laplace en una bobina:  $v(t) = L \frac{di(t)}{dt} \leftrightarrow V(s) = sLI(s) - Li(0)$ , donde  $i(0)$  es la corriente de la bobina en el instante  $t = 0^-$

### 3.4.2. Modelo promediado del inversor trifásico y la red en coordenadas $dq$

A partir del modelo promediado en coordenadas  $abc$  y utilizando la transformación de Park, se obtendrá el modelo promediado en coordenadas  $dq$  sobre el que se realizará el control.

#### 3.4.2.1 Transformación directa e inversa de Park

La transformación de Park convierte un sistema trifásico en un sistema de dos coordenadas, una directa y otra en cuadratura, giratorias que simplifica en gran medida las operaciones matemáticas a realizar. Las matrices de transformación de Park que se utilizarán son las siguientes [29].

Transformación inversa de  $dq$  a  $abc$ :

$$T_{dq0/abc} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\omega \cdot t) & \cos(\omega \cdot t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega \cdot t + \frac{2\pi}{3}) \\ -\text{sen}(\omega \cdot t) & -\text{sen}(\omega \cdot t - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\omega \cdot t + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Transformación directa de  $abc$  a  $dq$ :

$$T_{dq0/abc}^{-1} = T_{abc/dq0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\omega \cdot t) & -\text{sen}(\omega \cdot t) & 1 \\ \cos(\omega \cdot t - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\omega \cdot t - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\omega \cdot t + \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\omega \cdot t + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

#### 3.4.2.2 Obtención de las componentes $d$ y $q$

Una vez presentadas las transformaciones de Park, y a partir de las siguientes ecuaciones de conversión (3.27), (3.28) y (3.29), se pueden obtener las componentes  $d$  y  $q$  de la ecuación (3.21), [31].

$$[i_{abc}] = T_{abc/dq0} \cdot [i_{dq0}] \quad (3.27)$$

$$[d_{abc}] = T_{abc/dq0} \cdot [d_{dq0}] \quad (3.28)$$

$$[u_{abc}] = T_{abc/dq0} \cdot [u_{dq0}] \quad (3.29)$$

Aplicando las ecuaciones anteriores a la ecuación (3.21) se obtiene que:

$$\frac{d}{dt}(T_{abc/dq0} \cdot [i_{dq0}]) = \frac{U_{cc}}{L} \cdot (T_{abc/dq0} \cdot [d_{dq0}]) - \frac{1}{L}(T_{abc/dq0} \cdot [u_{dq0}]) \quad (3.30)$$

Realizando la derivada del término dependiente del tiempo se obtiene la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} [i_{dq0}] \cdot \frac{d}{dt}(T_{abc/dq0}) + (T_{abc/dq0}) \cdot \frac{d}{dt}[i_{dq0}] \\ = \frac{U_{cc}}{L} \cdot (T_{abc/dq0} \cdot [d_{dq0}]) - \frac{1}{L}(T_{abc/dq0} \cdot [u_{dq0}]) \end{aligned} \quad (3.31)$$

Ordenando los términos de la ecuación y realizando la derivada de la matriz inversa de Park se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{d}{dt} [i_{dq0}] = -[i_{dq0}] \cdot T_{dq0/abc} \cdot \frac{d}{dt} (T_{abc/dq0}) + \frac{U_{cc}}{L} \cdot [d_{dq0}] - \frac{1}{L} \cdot [u_{dq0}] \quad (3.32)$$

Así pues, se puede expresar la ecuación anterior de manera matricial.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} 0 & -\omega & 0 \\ \omega & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \frac{U_{cc}}{L} \cdot \begin{bmatrix} d_d \\ d_q \\ d_0 \end{bmatrix} - \frac{1}{L} \cdot \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

A partir de la ecuación (3.33) se pueden representar las componentes  $d$  y  $q$  para representar el modelo promediado en coordenadas  $dq$  buscado.

- Componentes en el eje  $d$ :

$$L \cdot \frac{di_d}{dt} = L \cdot \omega \cdot i_q + U_{cc} \cdot d_d - u_d \quad (3.34)$$

Se puede representar la ecuación anterior mediante un circuito eléctrico equivalente.

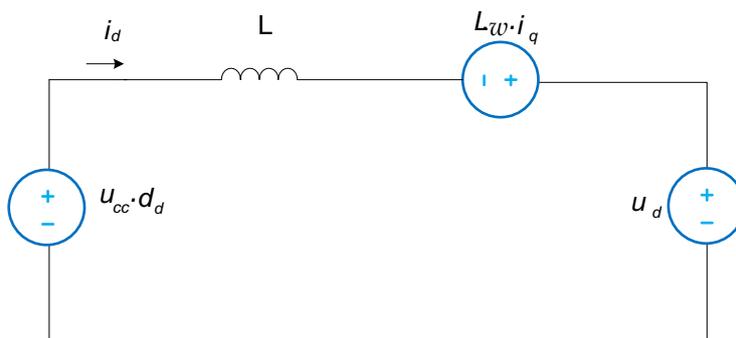


Fig. 3.27. Modelo promediado en coordenadas  $dq$ . Componente  $d$

- Componentes en el eje  $q$ :

$$L \cdot \frac{di_q}{dt} = -L \cdot \omega \cdot i_d + U_{cc} \cdot d_q - u_q \quad (3.35)$$

Se puede representar la ecuación anterior mediante su circuito eléctrico equivalente.

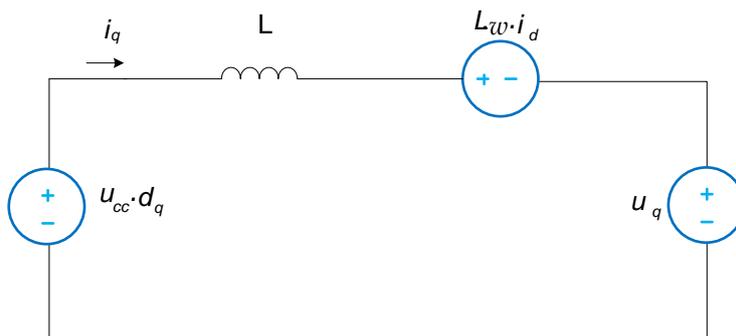


Fig. 3.28. Modelo promediado en coordenadas  $dq$ . Componente  $q$

El modelo, formado por las componentes  $d$  y  $q$ , es un modelo de CC equivalente que tiene un punto de trabajo estable.

Puesto que la componente  $d$  del modelo incluye el término  $q$  y la componente  $q$  incluye el término  $d$ , se dice que las componentes  $d$  y  $q$  están acopladas.

Para operar, de manera matemática con el modelo promediado en ejes  $dq$ , se considerará que la tensión CC a la entrada del inversor es fija y que la tensión de la red es fija, por lo que en pequeña señal, variaciones pequeñas en los valores de las señales entorno al punto de equilibrio, ( $\hat{U}_{cc} = 0$ ;  $\hat{u}_d = 0$ ;  $\hat{u}_q = 0$ ) se considerarán variaciones nulas de estos términos de tensión, por lo que el modelo promediado en ejes  $dq$  queda simplificado.

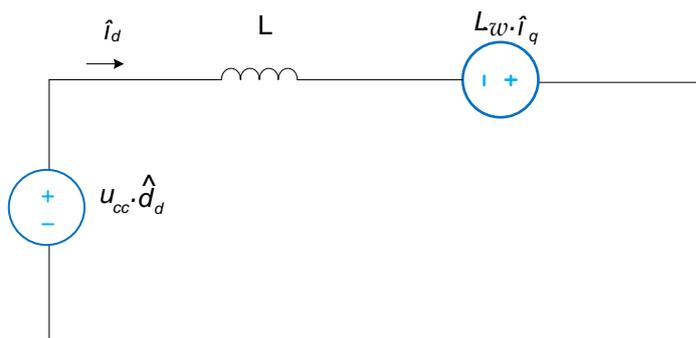


Fig. 3.29. Modelo en pequeña señal en coordenadas  $dq$ . Componente  $d$

Siendo la ecuación que representa la componente  $d$  en pequeña señal la de la ecuación (3.36).

$$U_{cc} \cdot \hat{d}_d = \hat{i}_d(L \cdot s) - L \cdot \omega \cdot \hat{i}_q \quad (3.36)$$

De igual manera, para representar la componente  $q$  en pequeña señal se utilizará la ecuación (3.37).

$$U_{cc} \cdot \hat{d}_q = \hat{i}_q(L \cdot s) + L \cdot \omega \cdot \hat{i}_d \quad (3.37)$$

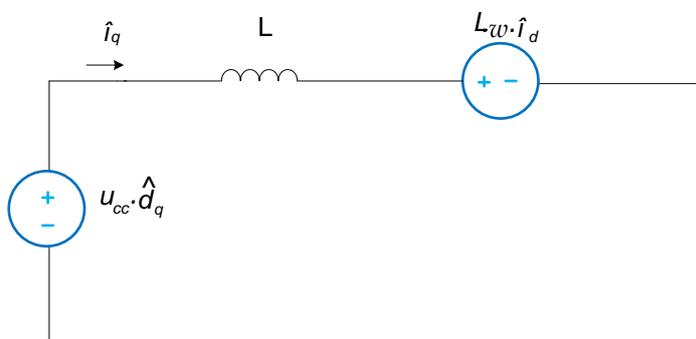


Fig. 3.30. Modelo en pequeña señal en coordenadas  $dq$ . Componente  $q$

### 3.5. Control del inversor CC-CA

#### 3.5.1. Control $P$ - $Q$ del inversor trifásico

Si se toma como referencia la componente directa del vector de la tensión de la red, es decir, si se alinea el vector de tensión a la salida del inversor fotovoltaico con el vector de tensión de la red, entonces se puede considerar que  $u_q = 0$ , [35].

La potencia aparente instantánea,  $s$ , que se puede obtener del generador fotovoltaico es  $s = |u| \cdot |i| = p + jq$ , y viene determinada por los términos de corriente y tensión de la Fig. 3.31.

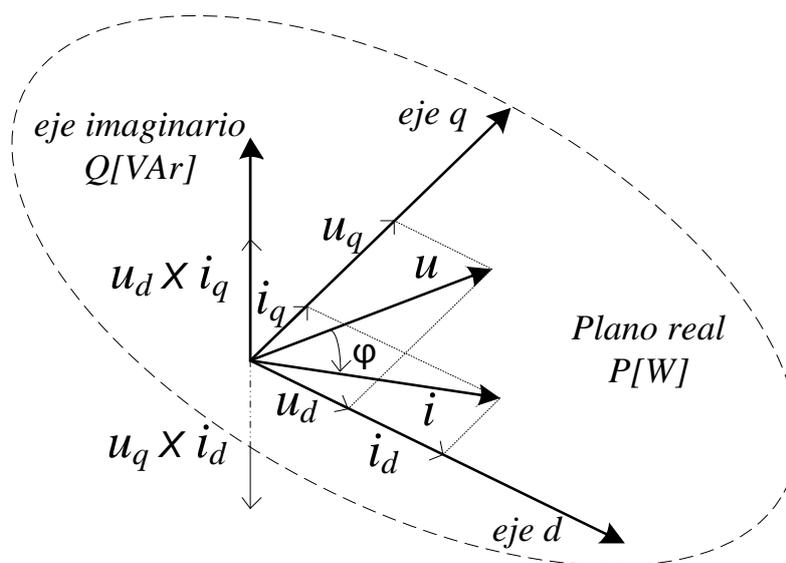


Fig. 3.31. Espacio de vectores instantáneos

De esta manera, las expresiones de las potencias instantáneas en magnitudes unitarias ( $pu$ ), tanto activa (producen potencia activa los términos en el plano real de las componentes  $d$  y  $q$ , es decir,  $u_d \cdot i_d$  y  $u_q \cdot i_q$ ) como reactiva (producen potencia reactiva los términos que forman  $90^\circ$  con el plano real, producto vectorial de las componentes  $d$  y  $q$ , es decir,  $u_d \times i_q$  y  $u_q \times i_d$ ), se presentan en las ecuaciones (3.38) y (3.39), respectivamente.

$$p = u \cdot i \cdot \cos \varphi = \frac{3}{2}(u_d \cdot i_d + u_q \cdot i_q) = \frac{3}{2}(u_d \cdot i_d) \quad (3.38)$$

$$q = u \cdot i \cdot \sin \varphi = u \times i = \begin{vmatrix} u_d & i_d \\ u_q & i_q \end{vmatrix} = \frac{3}{2}(u_d \cdot i_q - u_q \cdot i_d) = \frac{3}{2}(u_d \cdot i_q) \quad (3.39)$$

En las ecuaciones (3.38) y (3.39) también se presenta la simplificación para  $u_q = 0$ , tomando como referencia la componente directa de la tensión de la red. Además, el factor  $3/2$  es

elegido para que la definición coincida con la de *fasor* en condiciones de un sistema en estado estacionario.

Para un sistema equilibrado, y para un sistema de referencia síncrono, los valores tensión y corriente permanecen constantes entorno a un punto de equilibrio. Esto es útil para el análisis de desacople que necesita el control en las dos componentes de corriente,  $i_d$  e  $i_q$ .

A partir de las ecuaciones (3.38) y (3.39) y teniendo en cuenta tanto que  $|u| = \sqrt{u_d^2 + u_q^2}$ , como que  $u_q = 0$  se pueden obtener las ecuaciones (3.40) y (3.41).

Para fijar  $P_{ref}$  y  $Q_{ref}$  es necesario el control de  $i_d$  e  $i_q$  respectivamente, según (3.40) y (3.41). Donde  $i_d^*$  e  $i_q^*$  son las señales de corriente de referencia en el control del inversor fotovoltaico y se tiene en cuenta que  $i_d^*$  proviene del algoritmo *MPPT* e  $i_q^*$  se obtiene según:

$$i_q^* = \frac{2 Q_{ref}}{3 u_d} \quad (3.40)$$

$$i_d^* = \frac{2 P_{ref}}{3 u_d} \quad (3.41)$$

donde  $P_{ref}$  y  $Q_{ref}$  son las potencias activa y reactiva de referencia deseadas.

Una vez se han medido las señales eléctricas en el PCC,  $u_{abc}$  y  $i_{abc}$ , entonces se realiza la transformación, *abc-dq0*, de las variables del sistema a un sistema fase-fase equivalente para obtener las señales de disparo de los IGBTs del inversor fotovoltaico, como [36].

A partir de las ecuaciones  $L \cdot \frac{di_d}{dt} = L \cdot \omega \cdot i_q + U_{cc} \cdot d_d - u_d$  y  $L \cdot \frac{di_q}{dt} = -L \cdot \omega \cdot i_d + U_{cc} \cdot d_q - u_q$  se pueden obtener las siguientes expresiones, (3.42) y (3.43), respectivamente.

$$u_d = u_{id} + L \cdot \omega \cdot i_q - L \cdot \frac{di_d}{dt} \quad (3.42)$$

$$u_q = u_{iq} - L \cdot \omega \cdot i_d - L \cdot \frac{di_q}{dt} \quad (3.43)$$

Donde  $u_{id}$  y  $u_{iq}$  son las componentes *d* y *q* de la tensión en el inversor<sup>7</sup>.

La Fig. 3.32 representa el control *P-Q* del inversor que se ha implementado en *Simulink/Matlab*. En dicho control se considera que  $|u| = \sqrt{u_d^2 + u_q^2}$  y  $u_q = 0$  debido a que se toma como referencia la componente directa de la tensión de la red.

<sup>7</sup>  $u_i = U_{cc} \cdot d$ . La tensión en el inversor es la tensión del lado CC multiplicada por su ciclo de trabajo.

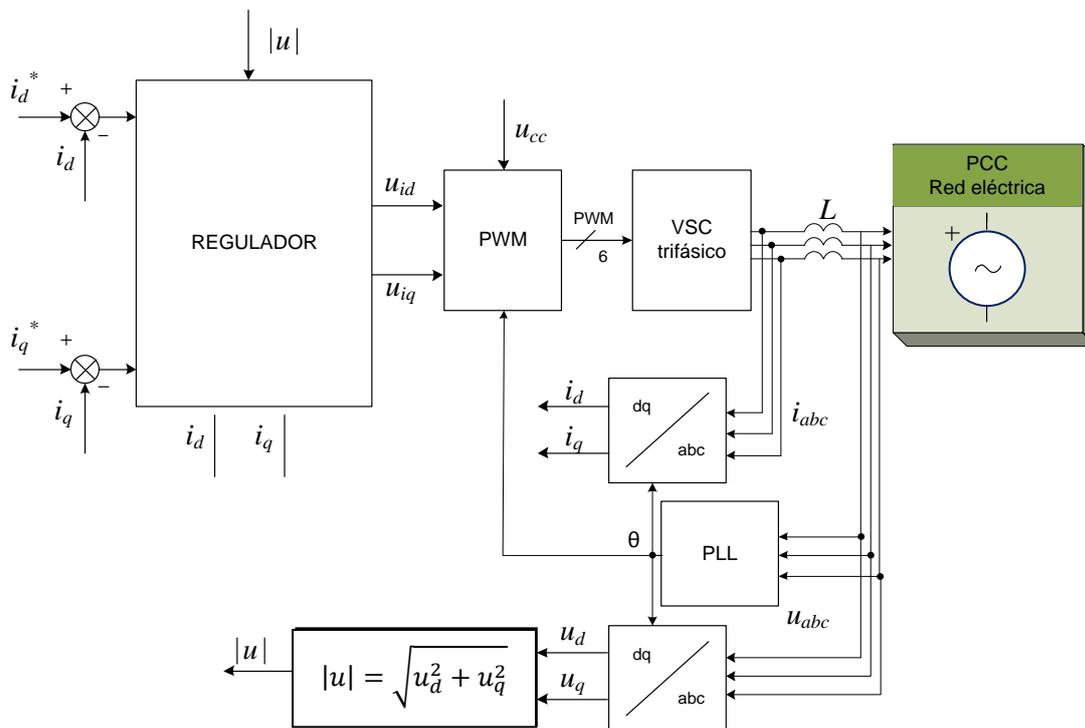


Fig. 3.32. Control P-Q del inversor

**3.5.2. Lazo de seguimiento de fase (PLL).**

Para poder llevar a cabo la conexión de los generadores fotovoltaicos en la red es necesario medir el ángulo (y por lo tanto la fase) de la señal de tensión en el PCC utilizando un algoritmo de seguimiento de fase *Phase Locked Loop* (PLL).

Un PLL mide la frecuencia del sistema y permite obtener el ángulo de fase síncrono  $\theta = \omega t$  para realizar la transformación *dq* sincronizada entre la tensión CA del inversor fotovoltaico y la tensión del punto de conexión a la red, PCC, [37]. La salida del PLL (ángulo  $\theta = \omega t$ ) es utilizada para realizar el cálculo de las componentes del eje directo y eje en cuadratura de la tensión y corriente CA trifásica ( $u_d, u_q$  e  $i_d, i_q$ ). En la Fig. 3.33 se muestra el diagrama de funcionamiento de un PLL.

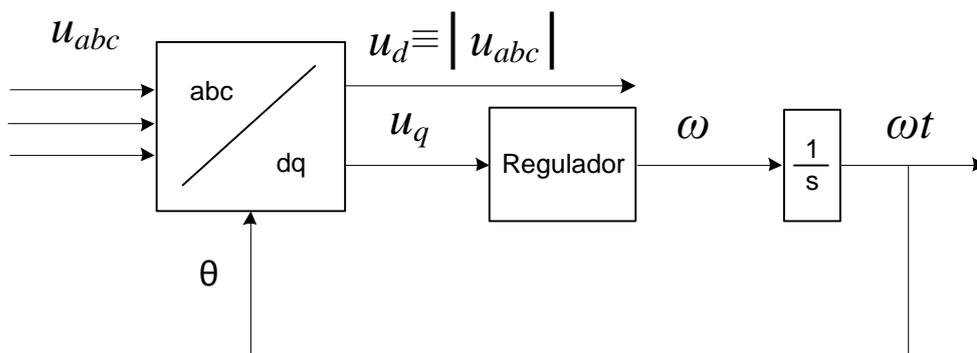


Fig. 3.33. Diagrama de funcionamiento de un PLL

### 3.5.3. Ajuste de los reguladores

Existen diversos algoritmos de regulación. Tradicionalmente, el regulador más utilizado en generadores fotovoltaicos es el regulador PI y es el que se utilizará en esta tesis.

#### 3.5.3.1 Modulus Optimus

En este caso, para realizar el ajuste de los reguladores se utilizará el sistema denominado *modulus optimus*, que cancela en la función de transferencia la constante de tiempo mayor. Además, la ganancia de circuito cerrado debe ser mayor que la unidad para un rango de frecuencias lo mayor posible. Este método es ampliamente utilizado por su sencillez y su rápida respuesta.

En la Tabla 3 2 se presentan las ecuaciones utilizadas en el criterio *modulus optimus*. La obtención detallada de estas ecuaciones de control se encuentra en [34].

Tabla 3 2. Sintonización del regulador PI de corriente según el criterio *modulus optimus*.

$\tau = \frac{L}{R_{PCC} \cdot \omega}$	$T_i = \tau$
$f_s = 10kHz$	$T_a = \frac{1}{2 \cdot f_s}$
$K_p = \frac{\tau \cdot R_{PCC}}{2 \cdot T_a}$	$K_i = \frac{K_p}{\tau}$

Todas las variables que aparecen en la Tabla 3 2 se expresan en magnitudes unitarias (*pu*).  $K_p$  y  $K_i$  son las constantes proporcional e integral del regulador PI, respectivamente.  $f_s$  es la frecuencia de conmutación de los IGBTs. Por último,  $R_{PCC}$  es la resistencia de conexión a la red, se debe tener en cuenta para el cálculo de los reguladores PIs.

## 4. CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA EN GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica está formado por un campo fotovoltaico, un convertidor CC-CC elevador, un algoritmo de control del *MPP*, un inversor CC-CA trifásico y su control.

El inversor tiene una tensión de salida en BT de 400V y una frecuencia de 50Hz. Para determinar las potencias activa y reactiva que puede entregar y absorber un generador fotovoltaico es imprescindible conocer los límites del inversor fotovoltaico. A continuación, se presenta la formulación matemática para determinar la capacidad *P-Q* del inversor.

### 4.1. Formulación matemática de la capacidad *P-Q* del inversor.

La Fig. 4.1 representa el circuito equivalente de un inversor conectado a la red. La red se representa por su equivalente Thévenin. La impedancia representa la reactancia en el PCC junto con la reactancia del filtro de conexión a red. Habitualmente, la reactancia del filtro es mayor que la reactancia de la red y por ello, esta última se desprecia. La componente resistiva de la red también es despreciable.

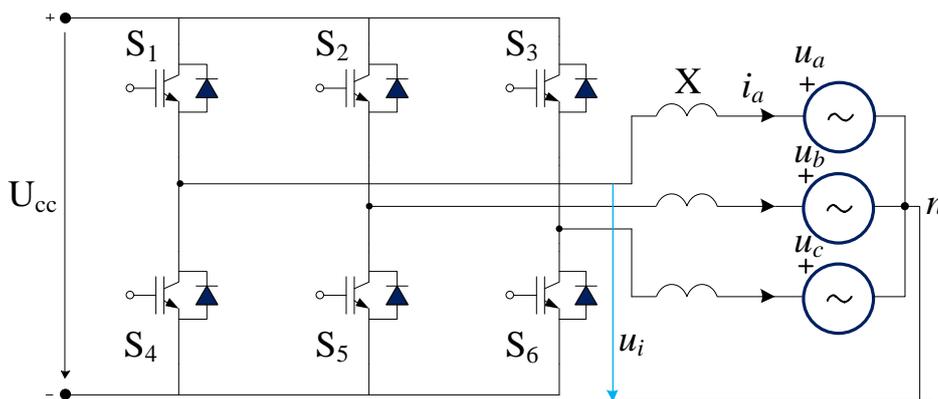


Fig. 4.1. Inversor CC-CA conectado a la red

El sistema equivalente de una de las fases del inversor de la Fig. 4.1 quedaría según la Fig. 4.2.

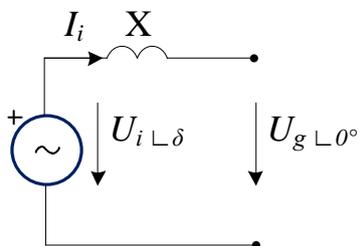


Fig. 4.2. Circuito equivalente del inversor CC-CA conectado a la red

En el circuito de la Fig. 4.2 se pueden expresar según (4.1) y (4.2) las ecuaciones de las tensiones:

$$U_i = U_i[\delta] = U_i \cos \varphi + j U_i \sin \varphi \quad (4.1)$$

$$U_g = U_g[0^\circ] \quad (4.2)$$

Aplicando la segunda ley de Kirchhoff<sup>8</sup> al circuito de la Fig. 4.2 se obtiene la relación entre las tensiones (4.3):

$$U_i = U_g + jXI_i \quad (4.3)$$

El sistema de tensiones del circuito de la Fig. 4.2 se puede representar según la Fig. 4.3.

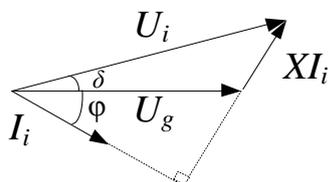


Fig. 4.3. Diagrama de vectores de tensión.

Despejando la corriente, entregada por la fuente, de la ecuación (4.3) se obtiene (4.4).

$$I_i = \frac{U_i - U_g}{jX} \quad (4.4)$$

Si se sustituyen las ecuaciones (4.1) y (4.2) en (4.4) se obtiene (4.5).

$$I_i = \frac{(U_i \cos \varphi - U_g) + jU_i \sin \varphi}{jX} \quad (4.5)$$

La expresión del conjugado la ecuación (4.5) es (4.6).

$$I_i^* = \frac{(U_i \cos \varphi - U_g) - jU_i \sin \varphi}{-jX} \quad (4.6)$$

La potencia aparente que se puede obtener en el circuito de la Fig. 4.1 se obtiene con la expresión (4.7).

$$S = 3U_g I_i^* = 3U_g I_i \cos \varphi + j3U_g I_i \sin \varphi = P + jQ \quad (4.7)$$

El valor del conjugado de la corriente, (4.6), se utiliza para el cálculo de la potencia aparente, (4.7), obteniéndose las ecuaciones (4.8) y (4.9).

$$S = 3U_g \frac{(U_i \cos \varphi - U_g) - jU_i \sin \varphi}{-jX} \quad (4.8)$$

<sup>8</sup> Gustav Robert Kirchhoff (1845). Leyes de Kirchhoff.

1. Ley de los nodos o de las corrientes: La suma algebraica de todas las corrientes que pasan por el nodo (entrantes y salientes) es igual a 0 (cero).
2. Ley de las mallas o de las tensiones: En toda malla la suma algebraica de las diferencias de potencial eléctrico debe ser 0 (cero).

$$S = \frac{3U_i U_g}{X} \operatorname{sen} \varphi + j3 \frac{U_i U_g \cos \varphi - U_g^2}{X} \quad (4.9)$$

De esta manera, y según (4.7) y (4.9), se pueden obtener las expresiones de la potencia activa, (4.10), y la potencia reactiva, (4.11), del circuito de la Fig. 4.2.

$$P = \frac{3U_g}{X} U_i \operatorname{sen} \varphi \quad (4.10)$$

$$Q = \frac{3U_g}{X} (U_i \cos \varphi - U_g) \quad (4.11)$$

A partir de la Fig. 4.3, y multiplicando cada vector por el valor  $3U_g/X$  conocido, se obtendrán los valores de potencia representados en la Fig. 4.4. En esta figura, el eje x representa la potencia reactiva inyectada en la red en el PCC y en el eje y se representa la potencia activa. Este análisis es equivalente al del estudio de un generador síncrono.

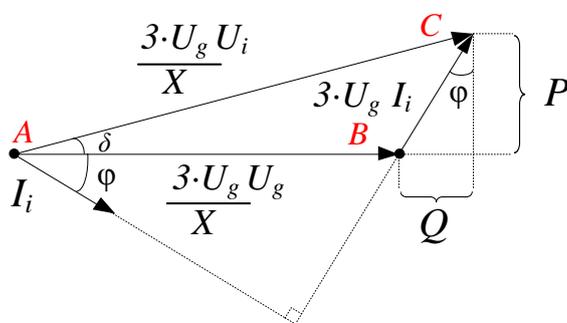


Fig. 4.4. Diagrama vectorial P-Q

Por lo que, según la Fig. 4.4, el inversor es capaz de inyectar o absorber tanto potencia activa como reactiva si se controlan el ángulo de la potencia (factor de potencia) y el ángulo de la tensión del inversor.

Además, para inyectar potencia activa a la red, la tensión del inversor debe estar en fase con la tensión de la red.

Para conseguir inyectar potencia reactiva en la red, el valor de la tensión del inversor debe ser mayor que la tensión de la red.

La tensión máxima en el inversor,  $U_i$ , es la que establece el límite del vector A-C de la Fig. 4.4. El cálculo del límite de la tensión del inversor, se puede ver en la Fig. 4.5.

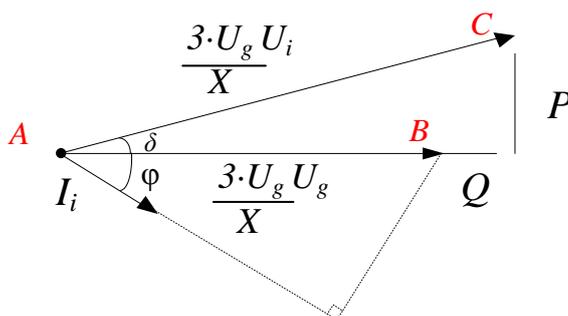


Fig. 4.5. Límite de tensión del inversor fotovoltaico

Si se realiza la suma vectorial de las componentes de potencia activa y reactiva se obtiene la ecuación (4.12) utilizada para el cálculo del límite de tensión del inversor.

$$P^2 + \left(Q + 3\frac{U_g^2}{X}\right)^2 = \left(3\frac{U_g U_i}{X}\right)^2 \quad (4.12)$$

Por último, la corriente máxima que puede dar el inversor,  $I_i$ , es la que establece el límite del vector B-C de la Fig. 4.4.

Si se realiza la suma vectorial de las componentes de potencia activa y reactiva se obtiene la ecuación (4.13) utilizada para el cálculo del límite de corriente del inversor.

$$P^2 + Q^2 = (3U_g I_i)^2 \quad (4.13)$$

#### 4.1.1. Límite de corriente del inversor.

El inversor fotovoltaico tiene una corriente máxima de trabajo,  $I_i$ , Fig. 4.6. Esta corriente máxima impone un límite de  $P$  y  $Q$  para el inversor fotovoltaico. La máxima potencia aparente que puede ofrecer el inversor vendrá impuesta por la tensión en la red y la corriente del inversor  $S=3U_g I_i$ . A su vez, la potencia aparente es la suma vectorial de las potencias activa y reactiva,  $S^2=P^2+Q^2$ .

El límite de corriente del inversor viene impuesto por la ecuación de un círculo, según  $P^2 + Q^2 = (3U_g I_i)^2$ . El valor  $3U_g I_i$  es el vector B-C de la Fig. 4.4.

$U_g$  es la tensión monofásica de la red,  $I_i$  es la corriente del inversor fotovoltaico, y  $P$ - $Q$  representan la potencia activa y la potencia reactiva de la red en el PCC, respectivamente.

Si se aplica el cálculo en por unidad del APÉNDICE y se reescribe la ecuación  $P^2 + Q^2 = (3U_g I_i)^2$  se obtiene la ecuación en magnitudes unitarias para el cálculo del límite de corriente del inversor, (4.14).

$$I_i(pu) = \frac{\sqrt{P(pu)^2 + Q(pu)^2}}{U_g(pu)} \quad (4.14)$$

#### 4.1.2. Límite de tensión del inversor.

El límite de tensión en el inversor,  $P^2 + \left(Q + 3\frac{U_g^2}{X}\right)^2 = \left(3\frac{U_g U_i}{X}\right)^2$ , viene impuesto por la tensión máxima del inversor fotovoltaico,  $U_i$ , Fig. 4.6. Esta tensión define un límite de capacidad adicional para  $P$  y  $Q$ . El valor  $3\frac{U_g U_i}{X}$  es el vector A-C de la Fig. 4.4.

$U_i$  y  $I_i$  representan la tensión y corriente del inversor fotovoltaico, respectivamente. Además,  $U_i$  depende de la tensión continua a la entrada del inversor, de la técnica de modulación y de la amplitud de la modulación [38] y [39].  $X$  representa la reactancia vista desde los terminales del inversor, Fig. 3.22.

En magnitudes unitarias la ecuación del límite de tensión en el inversor se obtiene la ecuación en por unidad para el cálculo del centro y radio del límite de corriente del inversor, (4.15).

$$U_i(pu) = \sqrt{P(pu)^2 + \left(Q(pu) + \frac{U_g(pu)^2}{X(pu)}\right)^2} - \frac{U_g(pu)}{X(pu)} \tag{4.15}$$

El lugar geométrico PQ del inversor se puede expresar según  $P^2 + \left(Q + 3\frac{U_g^2}{X}\right)^2 = \left(3\frac{U_g U_i}{X}\right)^2$  como:

$$\frac{P^2}{\left(3\frac{U_g U_i}{X}\right)^2} + \frac{\left(Q + 3\frac{U_g^2}{X}\right)^2}{\left(3\frac{U_g U_i}{X}\right)^2} = 1 \tag{4.16}$$

En magnitudes unitarias, se obtiene:

$$\frac{P(pu)^2}{\left(\frac{U_g(pu)U_i(pu)}{X(pu)}\right)^2} + \frac{\left(Q(pu) + \frac{U_g(pu)^2}{X(pu)}\right)^2}{\left(\frac{U_g(pu)U_i(pu)}{X(pu)}\right)^2} = 1 \tag{4.17}$$

La Fig. 4.6 muestra los límites de funcionamiento del inversor fotovoltaico. Esta figura es el resultado de tener en cuenta todas las restricciones anteriormente explicadas, así como que el generador fotovoltaico tiene su límite de generación de energía activa establecido en 1pu.

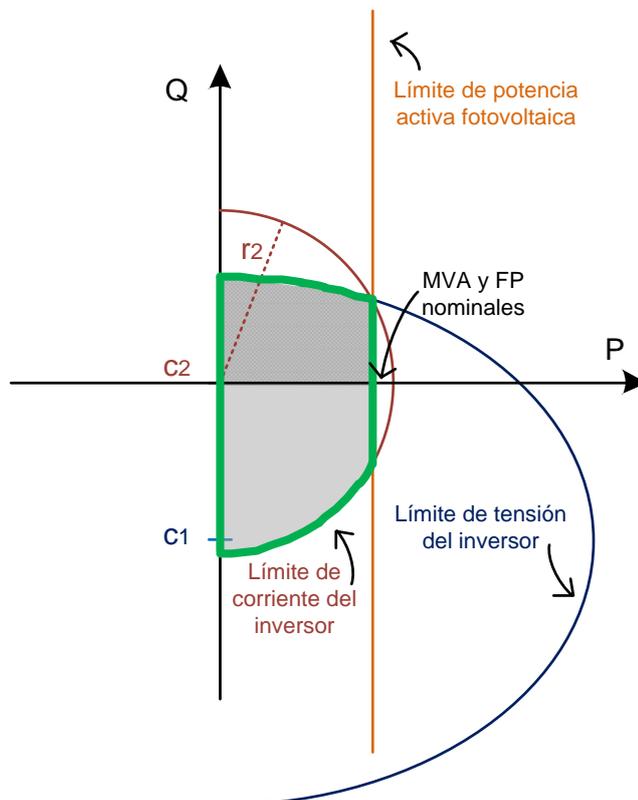


Fig. 4.6. Capacidad de potencia activa y reactiva en generadores fotovoltaicos

Donde:  $a$  (semi-eje mayor);  $b$  (semi-eje menor);  $c$  (semi-distancia al foco);  $exc$  (excentricidad);  $C1$  (centro);  $k_e$  (constante de la elipse).

$$a = b = 3 \frac{U_g U_i}{X}; c = \sqrt{a^2 - b^2} = 0 \quad (4.18)$$

$$exc = \frac{c}{a} = 0; 0 < exc < 1 \quad (4.19)$$

$$C1 = \left( 0, -3 \frac{U_g^2}{X} \right) \quad (4.20)$$

$$k_e = 2a = 2 \cdot 3 \frac{U_g U_i}{X} \quad (4.21)$$

$C2$  (centro) y  $r2$  (radio circunferencia), se refieren a la circunferencia descrita por el límite de corriente del inversor fotovoltaico

$$C2 = (0,0); r2 = 3U_g I_i \quad (4.22)$$

El área de operación viable del inversor fotovoltaico es marcada en gris. Como se puede observar, en el primer cuadrante, el inversor puede inyectar tanto potencia activa como reactiva. Así como, en el cuarto cuadrante, el inversor es capaz de inyectar potencia activa y absorber potencia reactiva.

#### 4.1.3. Influencia de la variación del factor de potencia en la capacidad de generación de potencia reactiva

En la siguiente figura se presenta la capacidad de un generador fotovoltaico en el que sólo existe limitación de corriente en el inversor, para una tensión de red,  $U_g=1pu$ , y para distintos valores de factor de potencia ( $FP=1, 0.95, 0.9pu$ ) de operación. El radio más externo representa la curva de capacidad para un diseño (en el punto de corte con el eje x) de  $FP=0.9pu$  y el más interno para  $FP=1pu$ , así pues, la curva de capacidad comprendida entre ambas corresponde a la capacidad para  $FP=0.95pu$ . En esta representación también se tiene en cuenta el límite de potencia activa ( $P=1pu$ ) del inversor fotovoltaico.

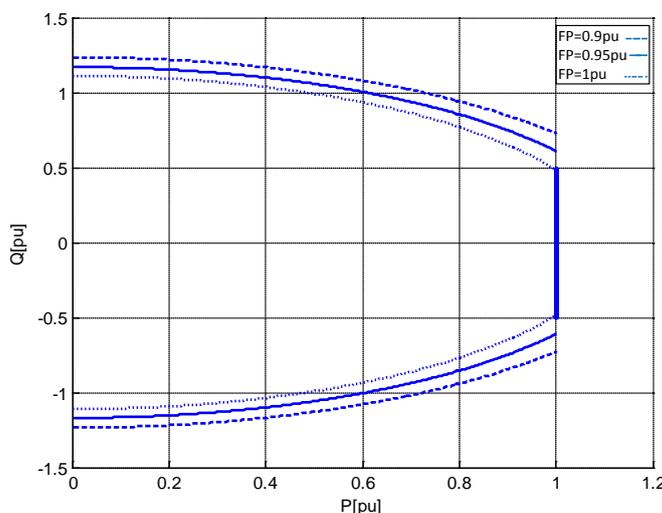


Fig. 4.7. Variación de FP y  $U_g=1pu$  sin límite de tensión en el convertidor

Las siguientes figuras representan la capacidad de potencia activa y reactiva que puede ofrecer un generador fotovoltaico para distintos FP (FP=1, 0.95, 0.9pu) de diseño y para distintas condiciones de funcionamiento de la tensión de red ( $U_g=0.9, 1, 1.05pu$ ).

En la Fig. 4.8 se presenta la capacidad del generador fotovoltaico para FP=1pu y variaciones en la tensión de red según los valores:  $U_g=0.9, 1, 1.05pu$ .

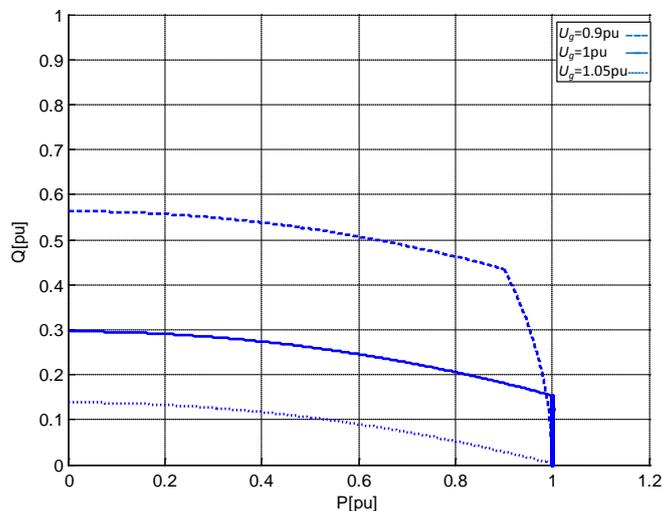


Fig. 4.8. Variación  $U_g$  para FP=1pu

A continuación, en la Fig. 4.9 se presenta la capacidad del generador fotovoltaico para FP=0.95pu y variaciones en la tensión de red según los valores  $U_g=0.9, 1, 1.05pu$ .

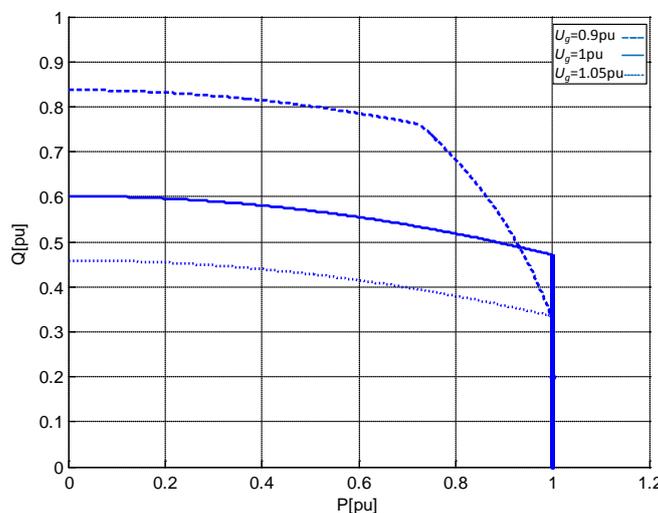


Fig. 4.9. Variación  $U_g$  para FP=0.95pu

Por último, en la Fig. 4.10 se presenta la capacidad del generador fotovoltaico para FP=0.9pu y variaciones en la tensión de red según los valores  $U_g=0.9, 1, 1.05pu$ .

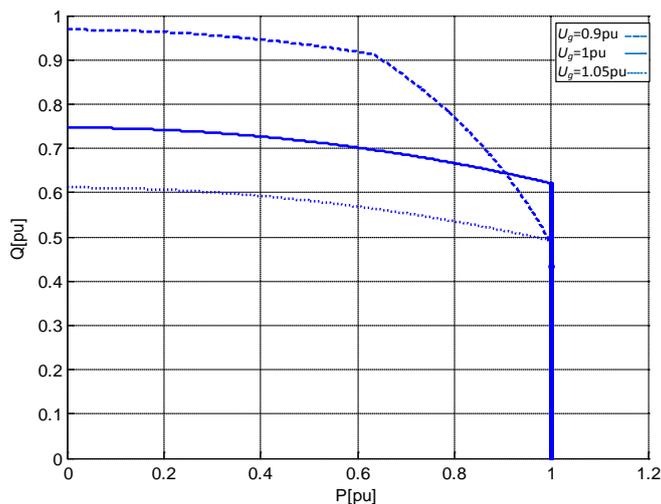


Fig. 4.10. Variación  $U_g$  para  $FP=0.95pu$

En la siguiente figura se presenta la capacidad de un generador fotovoltaico en el que existe limitación de corriente y tensión en el inversor, para una tensión de red,  $U_g=1pu$ , y para distintos FP ( $FP=1, 0.95, 0.9pu$ ) de operación. El radio más externo representa la curva de capacidad para un diseño (en el punto de corte con el eje x) de  $FP=0.9pu$  y el más interno para  $FP=1pu$ , así pues, la curva de capacidad comprendida entre ambas corresponde a la capacidad para  $FP=0.95pu$ . En esta representación también se tiene en cuenta el límite de potencia activa ( $P=1pu$ ) del inversor fotovoltaico.

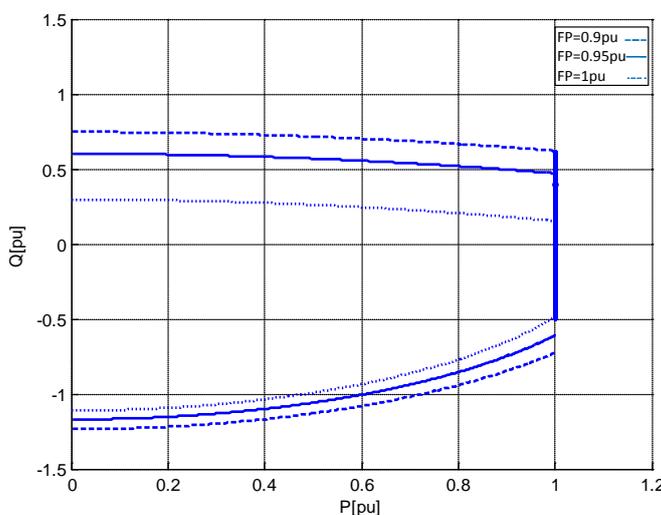


Fig. 4.11. Variación de FP y  $U_g=1pu$  con límite de tensión en el convertidor

La Fig. 4.12 representa los límites de potencia activa y reactiva del inversor fotovoltaico. En esta figura, se representan los límites de operación del inversor fotovoltaico variando los valores de la reactancia de la red.

Si la reactancia de la red aumenta un 10%, la capacidad de la potencia reactiva en el inversor fotovoltaico se incrementa hasta el 22.22%, desde 0.27pu a 0.33pu, puntos 1 a 2, Fig. 4.12. En condiciones de operación nominal, esto es  $P=1pu$ , el inversor fotovoltaico puede absorber 0.48pu e inyectar 0.15pu de potencia reactiva.

Como se ve en la Fig. 4.12, el incremento de la reactancia de la red incrementa la capacidad de inyectar potencia reactiva del inversor fotovoltaico en la red. Por otro lado, la

disminución de reactancia de la red disminuye la capacidad del inversor fotovoltaico para inyectar potencia reactiva en la red. Además, para cada uno de los dos casos anteriores, la curva de capacidad del inversor fotovoltaico no cambia para  $P=1pu$  y valores negativos de potencia reactiva, con respecto al caso de  $X=1pu$ . (Nota: valores positivos de  $Q$  representan inyección de reactiva).

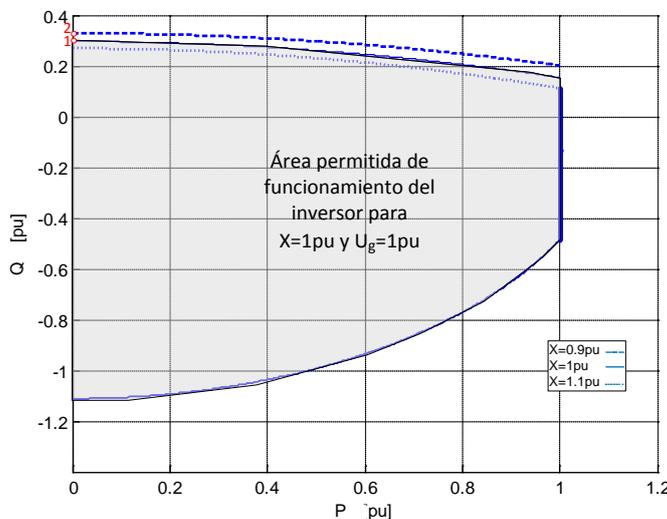


Fig. 4.12. Variación de de la reactancia de la red para  $U_g=1pu$ .

Según la Fig. 4.12, si la reactancia de la red incrementa un 10%, la capacidad de potencia reactiva, en este inversor fotovoltaico, crece un 22,22%, desde 0.27pu a 0.33pu.

Así mismo, en el punto de operación a potencia activa nominal, esto es  $P=1pu$ , el inversor fotovoltaico podría absorber 0.48pu e inyectar 0.15pu de potencia reactiva, Fig. 4.12.

#### 4.2. Control de tensión en el PCC

La capacidad de generación/absorción de potencia reactiva en los generadores fotovoltaicos estudiada en este apartado permite determinar la utilización del inversor fotovoltaico como compensador de potencia reactiva. Es por ello, que en la Fig. 4.13 se presenta el funcionamiento propuesto para el inversor fotovoltaico ante la presencia de perturbaciones en la tensión de la red.

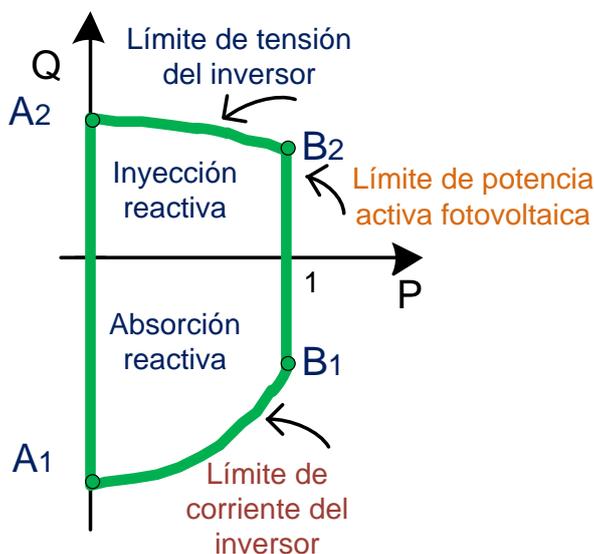


Fig. 4.13. Rango de funcionamiento del inversor

A partir del área de funcionamiento de la Fig. 4.13 se propone utilizar el control de la Fig. 4.15, para controlar la tensión en el PCC donde se conecta el generador fotovoltaico. Y, a modo de ejemplo, se incluye la Fig. 4.14 en la que se obtiene el punto de funcionamiento del generador fotovoltaico para una sobretensión dada.

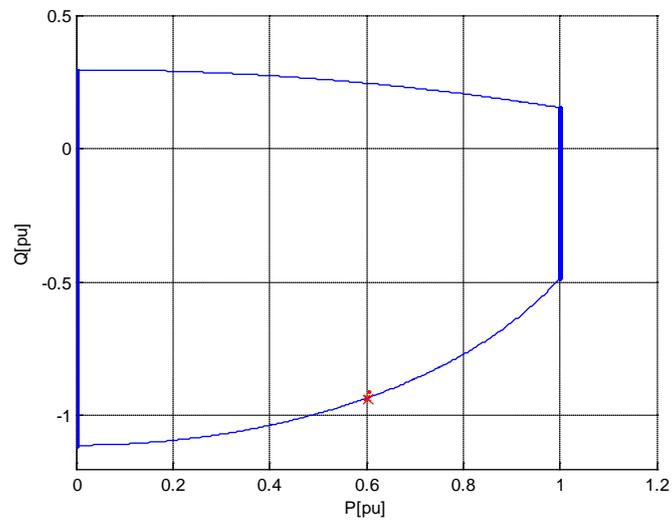


Fig. 4.14. Detección del punto de funcionamiento para reducir una sobretensión dada

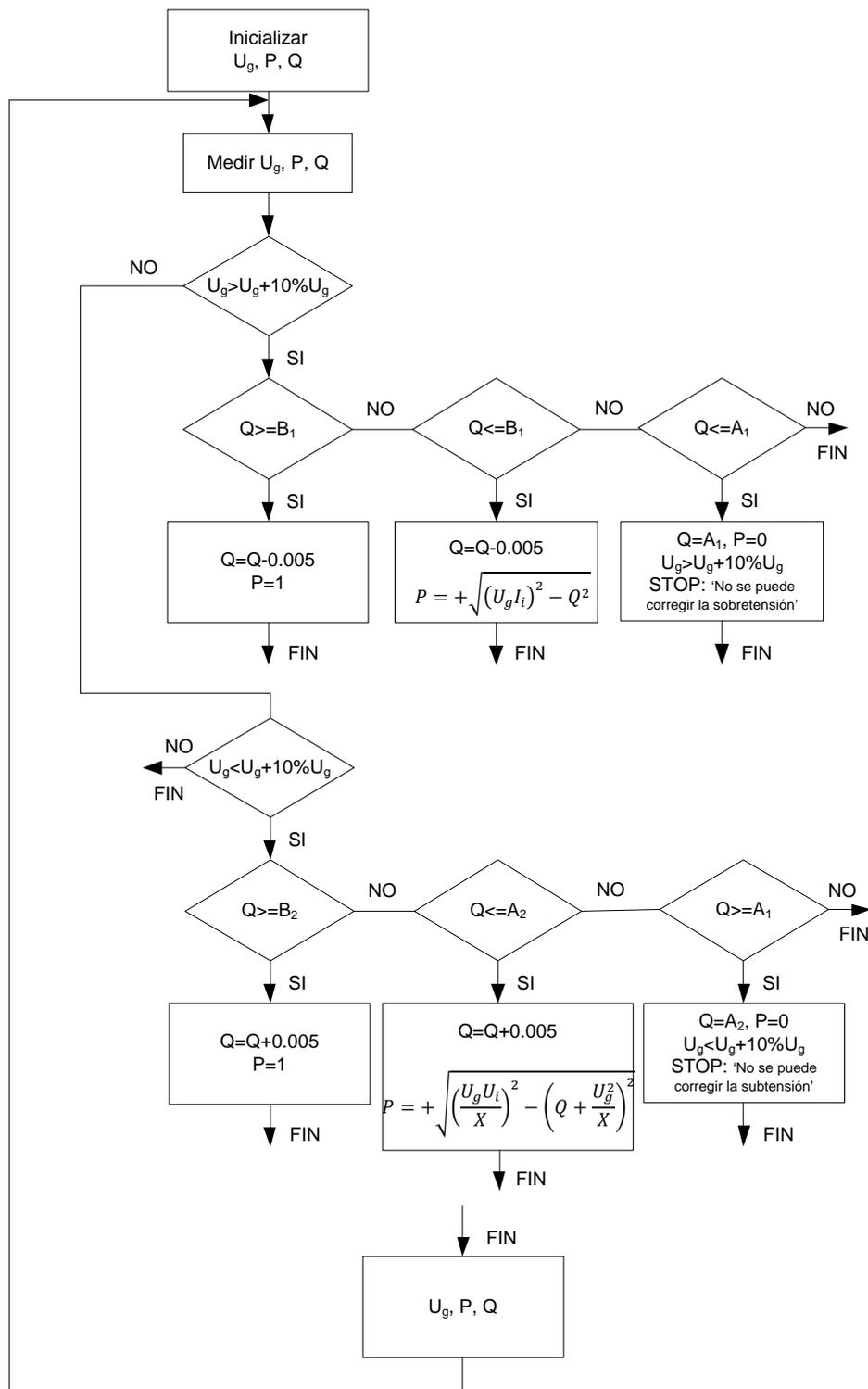


Fig. 4.15. Control del nivel de tensión a la salida del generador fotovoltaico

Donde  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $B_1$  y  $B_2$  son los puntos de funcionamiento del inversor marcados en la Fig. 4.13. Así como, las expresiones de la potencia activa se obtienen de la expresión del límite de corriente del inversor,  $P^2 + Q^2 = (U_g I_i)^2$  para las sobretensiones y del límite de tensión,  $P^2 + \left(Q + \frac{U_g^2}{X}\right)^2 = \left(\frac{U_g U_i}{X}\right)^2$ , para las subtensiones.<sup>9</sup>

<sup>9</sup> Todas las variables de este apartado se expresan en pu.

Esta página ha sido dejada en blanco intencionadamente

## 5. SIMULACIONES Y RESULTADOS

A continuación se presentarán los resultados del funcionamiento del convertidor CC-CC elevador, así como del sistema fotovoltaico completo conectado a la red.

### 5.1. Simulaciones del convertidor CC-CC elevador

En este apartado se interconectará el sistema de módulos fotovoltaicos conectados al convertidor CC-CC elevador y éste conectado a una carga resistiva que permita estar al convertidor de CC-CC en MCC.

El esquema utilizado se presenta en la Fig. 5.1.

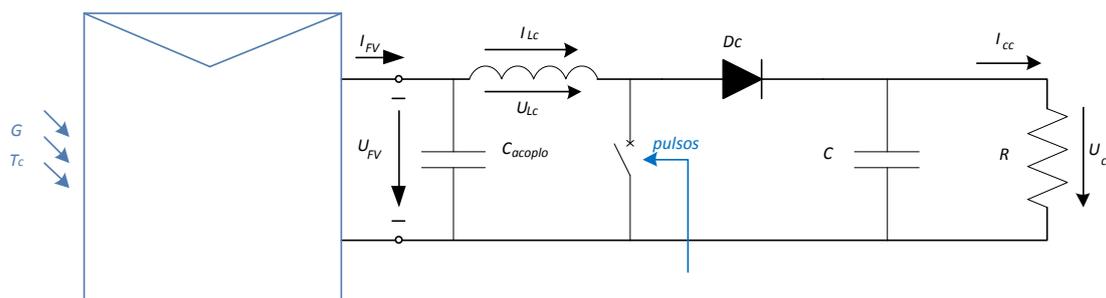


Fig. 5.1. Módulos fotovoltaicos + convertidor CC-CC elevador

#### 5.1.1. Simulación para condiciones nominales de radiación y temperatura

Se ha realizado una simulación de 1 segundo en condiciones nominales de funcionamiento del sistema fotovoltaico  $1000\text{W/m}^2$  y  $298\text{K}$ . Como se aprecia en la Fig. 5.3, se consigue estabilizar la tensión CC a la salida del convertidor elevador, en  $U_{cc}=450\text{V}$ . Ver el apartado 3.2.

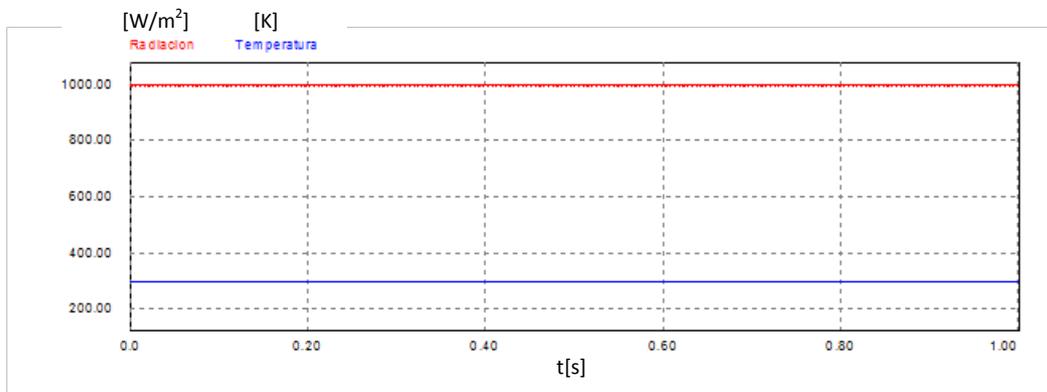


Fig. 5.2. Condiciones nominales de funcionamiento de radiación y temperatura

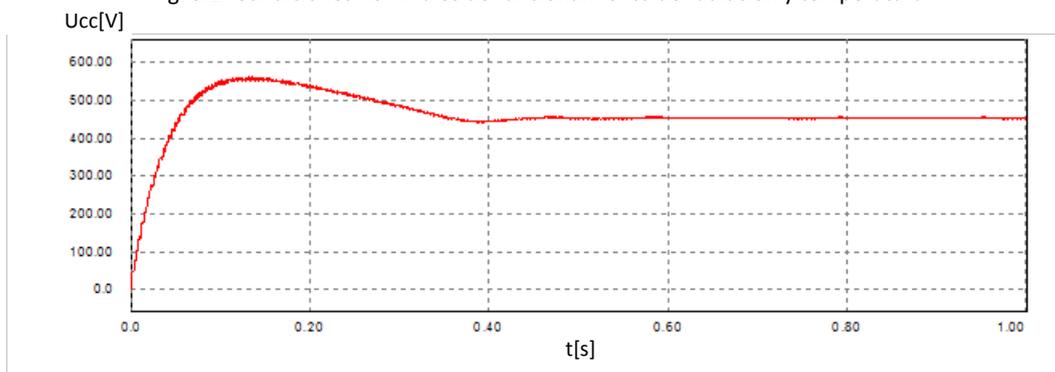


Fig. 5.3. Salida de tensión,  $U_{cc}$ , del convertidor CC-CC elevador

### 5.2. Simulaciones del sistema eléctrico implementado

A continuación se presentan todas las simulaciones que se han llevado a cabo en el siguiente sistema eléctrico.

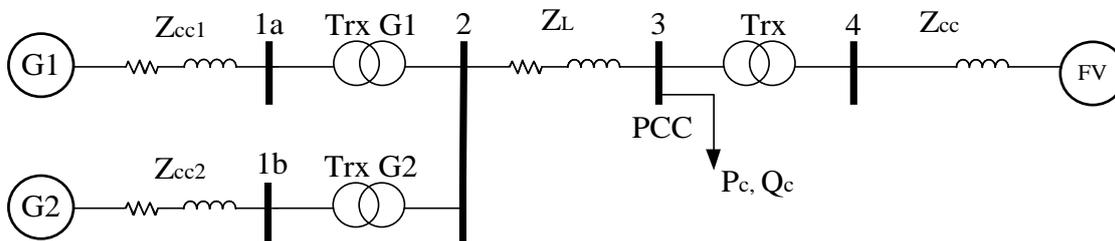


Fig. 5.4. Sistema eléctrico implementado

El generador fotovoltaico conectado a la red se ha integrado en un sistema eléctrico, Fig. 5.4, compuesto por los siguientes elementos: un generador síncrono conectado a una línea de MT a través de un transformador 30kV/15kV (nudos 1a-2), un segundo generador síncrono conectado a una línea de MT a través de un transformador 30kV/15kV (nudos 1b-2), una línea de MT de 15kV (nudos 2-3), una carga conectada en el PCC (nudo 3), y un generador fotovoltaico de 1MW que se conecta a la red eléctrica a través de un transformador 400V/15kV (nudos 4-3).

#### 5.2.1. Simulación del generador fotovoltaico conectado a la red

La Tabla 5 1 representa los valores de funcionamiento  $P$ ,  $Q$  y  $U$  del inversor fotovoltaico cuando está funcionando en el sistema eléctrico de la Fig. 5.4. Para este ensayo, se ha simulado el funcionamiento del sistema cuando el inversor fotovoltaico funciona en condiciones nominales, es decir  $P=1pu$  y  $Q=0pu$  y se produce una sobretensión 1.21pu.

A partir de estas condiciones, se ha ensayado el sistema eléctrico, para todos los valores de  $P$  y  $Q$  permitidos en el inversor fotovoltaico. De esta manera se puede comprobar cómo la variación de  $P$  y  $Q$  del inversor afecta a la tensión del PCC.

La Tabla 5 1 presenta los resultados de cada punto de operación permitidos en el inversor. Las casillas sin datos se refieren a puntos de operación no permitidos por el inversor fotovoltaico.

Tabla 5 1. Resumen de datos de funcionamiento  $P$ - $Q$ - $U$  en pu

$P \backslash Q$	-1.1	-1.04	-0.88	-0.72	-0.56	-0.4	-0.24	-0.08	0.08	0.24
0	1.10	1.12	1.13	1.15	1.17	1.18	1.20	1.22	1.24	1.25
0.1	1.10	1.12	1.13	1.15	1.17	1.19	1.20	1.22	1.24	1.25
0.2	1.10	1.12	1.13	1.15	1.17	1.19	1.20	1.22	1.24	1.25
0.3		1.12	1.13	1.15	1.17	1.19	1.20	1.22	1.24	1.25
0.4		1.12	1.13	1.15	1.17	1.18	1.20	1.22	1.24	1.26
0.5			1.13	1.15	1.17	1.19	1.20	1.22	1.24	1.26
0.6				1.15	1.17	1.19	1.21	1.22	1.24	1.25
0.7				1.15	1.17	1.19	1.20	1.22	1.24	1.25
0.8					1.17	1.18	1.20	1.22	1.24	1.26
0.9					1.17	1.19	1.21	1.22	1.23	1.25
1						1.18	1.20	1.22	1.24	1.25

En la Tabla 5.1 se puede observar que para  $Q=-1.1\text{pu}$  y  $P=0-0.2\text{pu}$  se pueden obtener puntos de operación sin sobretensiones, es decir,  $\leq 1.10\text{pu}$ . Si se utiliza la capacidad de potencia reactiva del inversor fotovoltaico, entonces la reducción de sobretensiones en el PCC es posible.

A continuación se presenta la Fig. 5.5, que es la representación gráfica de la Tabla 5.1. En esta figura se muestra que es posible obtener puntos de operación en los que se reduce la tensión en el PCC utilizando la capacidad del inversor fotovoltaico. Estos son los casos de la primera columna de la Tabla 5.1.

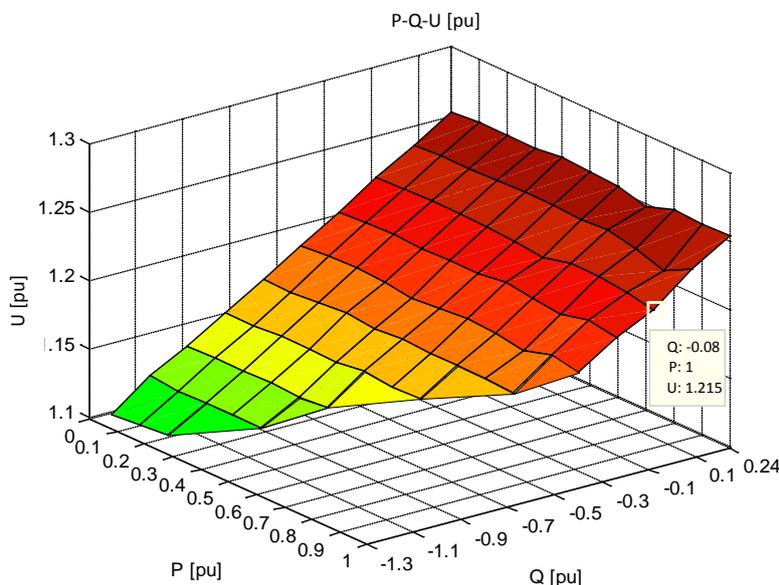


Fig. 5.5. Tensión en el PCC para cada punto de funcionamiento  $P$ - $Q$  del inversor fotovoltaico

### 5.2.1.1 Simulación del generador fotovoltaico conectado a la red. $P=1\text{pu}$ y $Q=0\text{pu}$

En este apartado se van a presentar dos ensayos. El primero, en el que se deja fija  $P=1\text{pu}$  y se varía la potencia reactiva dentro de los valores permitidos para  $P=1\text{pu}$  Fig. 4.12. Y un segundo ensayo en el que se deja fija  $Q=0\text{pu}$  y se varía la potencia activa dentro de los valores permitidos para  $P=1\text{pu}$  Fig. 4.12.

La Fig. 5.6 muestra la operación del sistema fotovoltaico cuando el sistema inyecta toda la potencia activa a la red  $P=1\text{pu}$ , mostrando la capacidad de potencia reactiva del inversor, tanto de absorción como de inyección. Esta representación se ha obtenido de la simulación sobre el sistema eléctrico que se presenta en este capítulo.

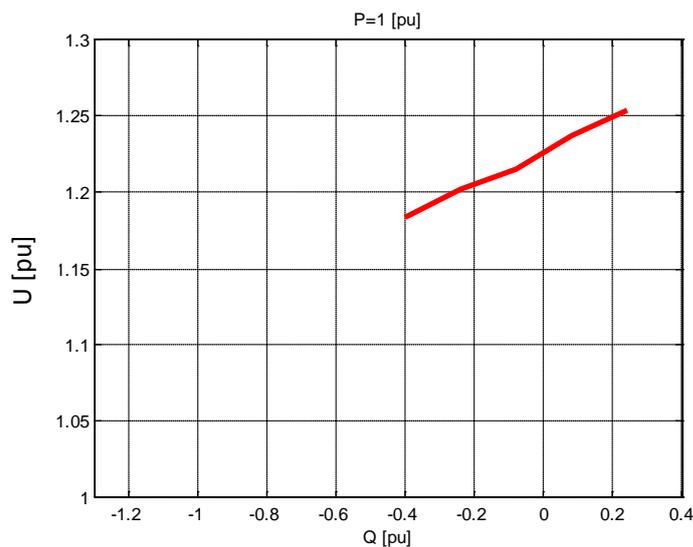


Fig. 5.6. Tensión en el PCC para valores de  $Q$  permitidos en el inversor fotovoltaico y  $P=1pu$

La Fig. 5.6 muestra la operación del sistema fotovoltaico cuando el sistema no inyecta potencia activa a la red  $P=0pu$ , mostrando la capacidad de potencia reactiva del inversor, tanto de absorción como de inyección. Esta representación se ha obtenido de la simulación sobre el sistema eléctrico que se presenta en este capítulo.

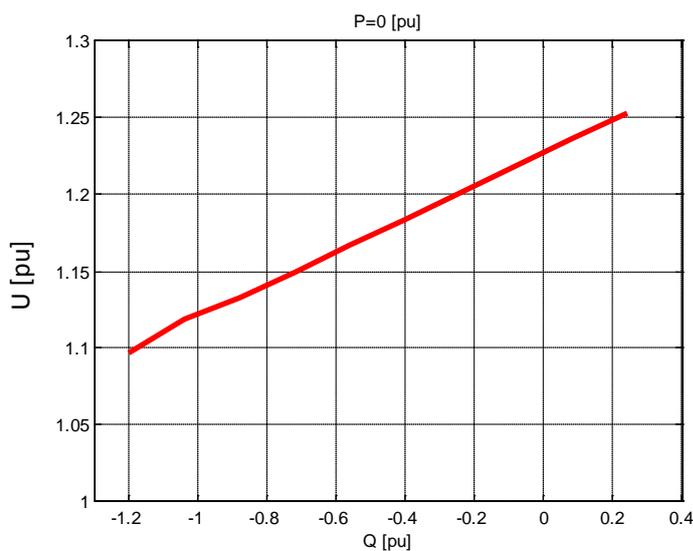


Fig. 5.7. Tensión en el PCC para valores de  $Q$  permitidos en el inversor fotovoltaico y  $P=0pu$

La Fig. 5.6 muestra que cuando el generador fotovoltaico trabaja inyectando toda la potencia activa que se obtiene del campo fotovoltaico, el inversor no es capaz de reducir la tensión en el PCC como para soportar una sobretensión, debido a que la capacidad de potencia reactiva no permite obtener una tensión menor que 1.18pu. Por el contrario, la máxima capacidad de absorber potencia reactiva ocurre para  $P=0pu$ , como se ve en la Fig. 5.7.

### 5.2.2. Simulación del generador fotovoltaico conectado a la red. Validación del control

A continuación, se presentan unas simulaciones para validar el sistema de control implementado en el generador fotovoltaico.

La Fig. 5.8 presenta los valores de control para los puntos de funcionamiento 1a ( $Q=0\text{pu}$ ) en  $t=0\text{s}$  al punto 2a ( $Q=-0.48\text{pu}$ ) en  $t=0.25\text{s}$  del inversor fotovoltaico con plena producción de potencia activa,  $P=1\text{pu}$ . En este caso, la capacidad de potencia reactiva para el inversor es mínima.

También, la Fig. 5.8 presenta los valores de control para los puntos de funcionamiento 1b ( $Q=0\text{pu}$ ) en  $t=0\text{s}$  al punto 2b ( $Q=-1\text{pu}$ ) en  $t=0.25\text{s}$  del inversor fotovoltaico con plena producción de potencia activa,  $P=1\text{pu}$ . En este caso, la capacidad de potencia reactiva para el inversor es máxima.

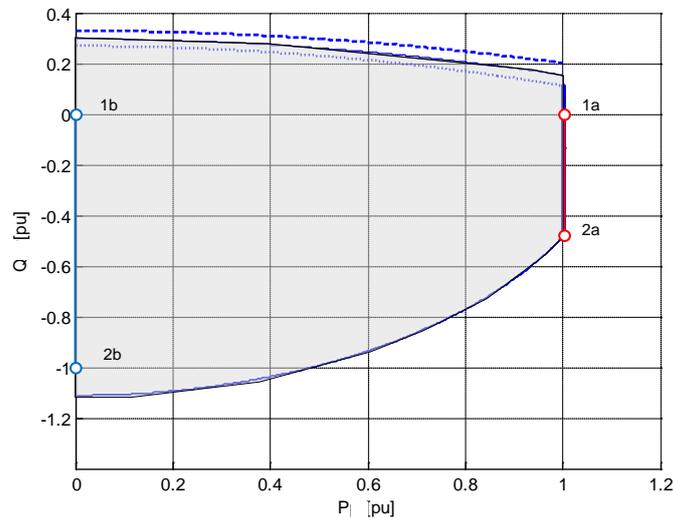


Fig. 5.8. Utilización del control propuesto desde los puntos 1a a 2a y 1b a 2b

En el primer ensayo, 1a-2a, la Fig. 5.9 muestra los resultados de la Fig. 5.8 cuando el control del generador fotovoltaico está funcionando. En este caso, el control del inversor fotovoltaico permite reducir la tensión del PCC de  $1.29\text{pu}$  a  $1.18\text{pu}$ .

En el segundo ensayo, 1b-2b, la Fig. 5.9 muestra los resultados de la Fig. 5.8 cuando el control del generador fotovoltaico está funcionando. En este caso, el control del inversor fotovoltaico permite reducir la tensión del PCC de  $1.23\text{pu}$  a  $1.12\text{pu}$ .

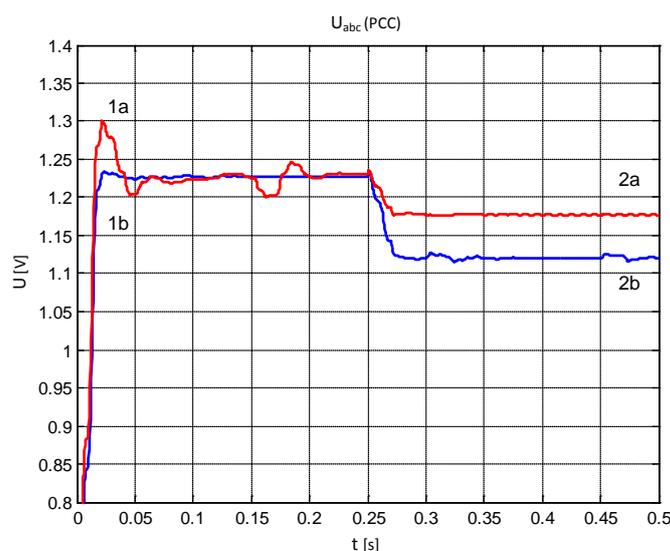


Fig. 5.9. Tensión en el PCC desde 1a a 2a y 1b a 2b

Mientras el generador fotovoltaico está funcionando, esto es, inyectando potencia activa en la red, el inversor fotovoltaico tiene la capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva siempre que se encuentre trabajando dentro del área sombreada en la Fig. 4.6.

Se puede decir que, la capacidad de un generador fotovoltaico para absorber potencia reactiva, es mayor que la de inyectar potencia reactiva a la red, debido a que en la inyección de potencia reactiva, el límite de tensión del inversor es más restrictivo que el límite de corriente del inversor, Fig. 4.6.

Cuando sucede una sobretensión en la red, la potencia reactiva aumenta, en esta situación, si se utiliza la capacidad del inversor fotovoltaico para absorber el exceso de potencia reactiva, entonces, se puede reducir el nivel de sobretensión en el PCC, Fig. 5.9.

## 6. CONCLUSIONES

En esta tesis de máster se ha implementado un sistema fotovoltaico conectado a la red en *Simulink/Matlab*. Este sistema está formado por un campo fotovoltaico, un convertidor elevador CC-CC, un algoritmo de *P&O* para el control del *MPP* un inversor trifásico CC-CA, y su control. Para el control del inversor se ha implementado un control *P-Q*.

Se han estudiado y presentado los límites de potencia activa y reactiva en inversores fotovoltaicos, y en consecuencia, los límites que ofrecen los generadores fotovoltaicos conectados a la red para la generación de potencia reactiva.

Los inversores funcionan transmitiendo potencia activa a la red eléctrica. A su vez, tienen la capacidad de inyectar y absorber potencia reactiva. En ellos, esta capacidad de absorber, potencia reactiva, es mayor que la capacidad de inyectarla.

Los límites de operación en los inversores fotovoltaicos son tres:

1. – “Límite de corriente del inversor”, con forma de circunferencia, en la que  $P$  y  $Q$  generadas dependen de  $U_g$  e  $I_i$ , ecuación,  $P^2 + Q^2 = (3U_g U_i)^2$
2. – “Límite de tensión del inversor”, con forma de elipse, en la que  $P$  y  $Q$  generadas dependen de la reactancia de la red,  $U_g$ , y  $U_i$ , ecuación,  $P^2 + \left(Q + 3\frac{U_g^2}{X}\right)^2 = \left(3\frac{U_g U_i}{X}\right)^2$ .
3. - “Límite de potencia activa fotovoltaica”, es una recta vertical que define el máximo de potencia activa que se puede obtener del campo fotovoltaico.

También, se han llevado a cabo simulaciones para determinar la respuesta de los generadores fotovoltaicos conectados a la red cuando aparecen sobretensiones, para lo que se ha simulado un sistema eléctrico que está formado por dos generadores eléctricos conectados a través de una línea de MT a la que se conecta un generador fotovoltaico y una carga.

Los puntos de operación permitidos se representan en ejes  $P-Q-U$ . En las simulaciones obtenidas se puede apreciar que la tensión en el PCC se reduce si la capacidad de absorber potencia reactiva por el inversor fotovoltaico es utilizada. De esta manera, se puede ver que una sobretensión de 1.21pu en el PCC se puede reducir un 11%, esto es, hasta 1.09pu utilizando la capacidad del inversor fotovoltaico.

Finalmente, se han realizado dos simulaciones, para  $P=1pu$  y  $P=0pu$  y se pueden reducir las sobretensiones en el PCC si se utiliza la capacidad de absorber potencia reactiva en el inversor fotovoltaico utilizado, por lo que el objetivo principal de este trabajo, que es mitigar las sobretensiones en la red, se ha alcanzado.

### 6.1. Publicaciones

La realización de este trabajo ha permitido realizar las siguientes publicaciones:

- R. Albarracín and H. Amarís, Power Quality in distribution power networks with photovoltaic energy sources, 8th IEEE Conference. International Conference on Environment and Electrical Engineering, Karpacz, Polonia, 2009.

- M. Alonso, H. Amarís, C. Álvarez and R. Albarracín, Reactive power planning in distribution networks with Distributed Generation, 7th Med Power Conference. Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, Agia Napa, Cyprus, 2010.

## 7. TRABAJOS FUTUROS

Los trabajos futuros que se plantean a partir del trabajo realizado en la tesis de máster son los siguientes:

- Estudiar la utilización de técnicas de control más avanzadas, como por ejemplo, control adaptativo que permita determinar para cada punto de funcionamiento cuáles son las necesidades de generación o absorción de potencia reactiva que se debe inyectar a la red eléctrica teniendo en cuenta las condiciones de la red, las condiciones del recurso solar, y la capacidad máxima de inyección/absorción de potencia reactiva del inversor.
- Estudiar el funcionamiento del control en redes eléctricas dinámicas con distinta penetración de energía fotovoltaica.
- Implementar las técnicas de control en sistemas eléctricos de gran dimensión.

Esta página ha sido dejada en blanco intencionadamente

## 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Barker, P.; "Overvoltage considerations in applying distributed resources on power systems", Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, vol.1, no., pp.109-114 vol.1, 25 July 2002.
- [2] Ueda, Y.; Oozeki, T.; Kurokawa, K; Itou, T.; Kitamura, K.; Miyamoto, Y.; Yokota, M.; Sugihara H.; Nishikawa, S.; "Analytical Results of Output Restriction Due to the Voltage Increasing of Power Distribution Line in Grid-Connected Clustered PV Systems", 31<sup>st</sup> IEEE Photovoltaic Specialist Conference Proceedings, pp. 1631-1634, 2005.
- [3] Ueda, Y. T. Oozeki, K. Kurokawa, et. al., "Detailed performance analysis results of grid-connected clustered PV systems in Japan – First 200 Systems Results of Demonstrative Research on Clustered PV Systems", 20th European PVSEC, Barcelona, 2005.
- [4] Mohamed A. Eltawil, Zhengming Zhao, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems--A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 14, Issue 1, Pages 112-129, ISSN 1364-0321, January 2010.
- [5] Francisco Pazos, Amaya Barona, Javier Amantegui, Eduardo Azcona, Sonia Fernández, "Power frequency overvoltages generated by solar plant inverters", ICREPQ'09, International Conference, April 2009.
- [6] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía Eléctrica (IDAE). Energía solar fotovoltaica: "El Sol puede ser suyo", Nov. 2008.
- [7] Software y mapas, Mteotest, de METEONORM Versión 6.1, edition 2009. <http://www.meteonorm.com>
- [8] IEA (International Energy Agency) Publications, "Renewables information (2009 edition) with 2008 data", ISBN 978-92-64-06114-9, July 2009. <http://www.iea.org>
- [9] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Gobierno de España, Secretaría de estado de energía, "La energía en España 2008", ISBN 978-84-96275-86-7, 2009.
- [10] Villalva, M.G.; Gazoli, J.R.; Filho, E.R., "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays", *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol.24, no.5, pp.1198-1208, May 2009.
- [11] ATERSA. Módulo fotovoltaico profesional construido en silicio policristalino de potencia 270W. Ref. MU-6P 6x12-C, Nov. 2008.
- [12] UNE EN 60904-3. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia, Jul. 2009.
- [13] UNE EN 50380. Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos, Dic. 2003.
- [14] UNE EN 60904-1. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos. (IEC 60904-1:2006), Jun. 2007.
- [15] UNE EN 20460-7-712. Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV), May. 2006.

- [16] V. Salas, E. Olias, A. Barrado, A. Lazaro, "Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems", *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Volume 90, Issue 11, Pages 1555-1578, ISSN 0927-0248, July 2006.
- [17] Marcos Calvo López, "Desarrollo de un convertidor elevador para un aerogenerador de 2.5kW conectado a red", Proyecto fin de carrera, Ingeniería Industrial, especialidad electrónica, Universidad Carlos III de Madrid, 2009.
- [18] J.H. David, "Power conditioning system", US3, 384, 806, 1968.
- [19] Ch. Hua, Ch. Shen, "Comparative study of peak power tracking techniques for solar storage system", in: *IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC'98)*, vol. 2, pp. 679-685, 1998.
- [20] Z. Salameh, D. Taylor, "Step-up maximum power point tracker for photovoltaic arrays", *Solar Energy* 44 (1), 57-61, 1990.
- [21] K.H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada, "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions", *IEE Proc. Generation Transmission Distrib.* 142 (1), 59-64, 1995.
- [22] K.K. Tse, H.S.H. Chung, S.Y.R. Hui, M.T. Ho, "A novel maximum power point tracking technique for PV panels", in: *IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC. 2001 IEEE*, vol. 4, 1970-1975, 2001.
- [23] M. Veerachary, T. Senjyu, K. Uezato, "Neural network based in maximum power point tracking of coupled inductor interleaved boost converter supplied PV system using fuzzy controller", *IEEE Trans. Ind. Electron.* 50 (4), 749-758, 2003.
- [24] C. Hua, J. Lin, "An on-line MPPT algorithm for rapidly changing illuminations of solar arrays", *Renewable Energy*, Volume 28, Issue 7, Pages 1129-1142, June 2003.
- [25] H.E.-S.A. Ibrahim, et al., "Microcomputer controlled buck regulator for maximum power point tracker for DC pumping system operates from photovoltaic system, *Fuzzy Systems Conference Proceedings*", *FUZZIEEE'99, IEEE International 1 (22-25)* 406-411, 1999.
- [26] M. A. S. Masoum and H. Dehbonei, "Design, construction and testing of a Voltage-based Maximum Power Point Tracker (VMPPT) for small satellite power supply", *Proc. 13th Annu. Amer. Inst. Astronautics Aeronautics/Utah State Univ. Conf. Small Satellite*, pp., 1999.
- [27] Alghuwainem, S.M.; "Matching of a DC motor to a photovoltaic generator using a step-up converter with a current-locked loop", *Energy Conversion, IEEE Transactions on* , vol.9, no.1, pp.192-198, Mar 1994.
- [28] Patel, H.; Agarwal, V.; "Maximum Power Point Tracking Scheme for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions", *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol.55, no.4, pp.1689-1698, April 2008.
- [29] R. H. Park, "Two Reaction Theory of Synchronous Machines", *AIEE Transactions* 48:716-730, 1929.
- [30] PSIM Simulation Software, Tutorial: "How to use the DLL Block", 2004.

- [31] Grupo de Sistemas Electrónicos de Potencia de la Universidad Carlos III de Madrid, "Apuntes de Modelado y Control de Convertidores de Electrónica de Potencia", 2009.
- [32] Carlos Álvarez Ortega, "Convertidores electrónicos de potencia aplicados a la energía eólica", Tesis de Máster en Energía Eléctrica, Electrónica y Automática, Universidad Carlos III de Madrid, 2009.
- [33] Mirjana Milošević, "On the control of distributed generation in power systems", degree of Doctor of Technical Sciences, Master of Science, Northeastern University, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, 2007.
- [34] C. Bajracharya, M. Molinas, J.A. Suul, T.M. Undeland "Understanding tuning techniques of converter controllers for VSC-HVDC", NORPIE Helsinki, Finland, 2008.
- [35] Schauder C. and Mehta H., "Vector analysis and control of advanced static VAR compensators", *IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 140, No 4, pp. 299-306, 1993.
- [36] Park, R.H., "Definition of an-ideal synchronous machine and formula for the armature flux linkages", *General Electric Review*, 31,, 1928.
- [37] Rodriguez, P.; Pou, J.; Bergas, J.; Candela, J.I.; Burgos, R.P.; Boroyevich, D.; , "Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL for Power Converters Control", *Power Electronics, IEEE Transactions on* , vol.22, no.2, pp.584-592, March 2007
- [38] Ullah, N.R.; Bhattacharya, K.; Thiringer, T.; "Wind Farms as Reactive Power Ancillary Service Providers—Technical and Economic Issues", *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol.24, no.3, pp.661-672, Sept. 2009.
- [39] Chinchilla M., S. Arnalte, J.C. Burgos, J.L. Rodriguez, "Power limits of grid-connected modern wind energy systems, *Renewable Energy*", Volume 31, Issue 9, Pages 1455-1470, ISSN 0960-1481, 2006.
- [40] Software, Matlab 7.9.0.529 version (R2009b), 2009.
- [41] Software, Psim professional 8.0, 2009.
- [42] Software, Visual C++ 2008 Express, 2008.

Esta página ha sido dejada en blanco intencionadamente

## APÉNDICE

### SISTEMAS TRIFÁSICOS. ANÁLISIS POR UNIDAD

Los estudios de sistemas eléctricos requieren expresar sus unidades de manera inequívoca para permitir interpretar los resultados que de ellos se obtienen.

Se pueden elegir como bases trifásicas:

$$S_{base}(trifásica) = 3S_{base} ; U_{base}(línea) = \sqrt{3}U_{base} \quad (I)$$

donde  $S_{base}$  representa la potencia base del sistema monofásico equivalente y  $U_{base}$  la tensión simple del sistema trifásico (monofásico equivalente).  $S_{base}(trifásica)$  representa la potencia trifásica y  $U_{base}(línea)$  representa la tensión compuesta de la red trifásica.

Si se parte de una potencia trifásica  $S(trifásica)$  a la tensión compuesta  $U(línea)$  se tendrán unos valores por unidad:

$$S_{pu}(trifásica) = \frac{S(trifásica)}{S_{base}(trifásica)} = \frac{3S}{3S_{base}} = S_{pu}(monofásica) \quad (II)$$

donde  $S$  representa la potencia por fase. La potencia por unidad trifásica coincide con la monofásica por unidad.

Por otro lado, la tensión trifásica (de línea) por unidad será:

$$U_{pu}(trifásica) = \frac{U(línea)}{U_{base}(línea)} = \frac{\sqrt{3}U}{\sqrt{3}U_{base}} = U_{pu}(monofásica) \quad (III)$$

donde  $U$  representa la tensión simple.

Los resultados de (II) y (III) muestran que al resolver un problema trifásico en valores por unidad es indiferente utilizar valores por fase o valores trifásicos. No es necesario especificar si una tensión por unidad es fase-fase (de línea o compuesta) o fase-neutro (simple). Si la tensión es 1pu, significa que la tensión de línea verdadera es igual a la tensión base de línea o que la tensión simple verdadera es igual a la tensión base simple. Los mismos resultados se obtienen al presentar el cálculo de las impedancias.

De esta manera, la impedancia base trifásica es:

$$\begin{aligned} Z_{base}(trifásica) &= \frac{U_{base}^2(línea)}{S_{base}(trifásica)} = \frac{(\sqrt{3}U_{base})^2}{3S_{base}} = \frac{U_{base}^2}{S_{base}} \\ &= Z_{base}(monofásica) \end{aligned} \quad (IV)$$

La impedancia base trifásica coincide con la impedancia base monofásica.

## ALGORITMO MPPT DE P&amp;O. CÓDIGO C++ PARA LIBRERÍAS \*.dll

```

e=0.001;
if(P(k-1)==P(k)){
goto fin;
}
else{
if(P(k)>P(k-1)){
if(U(k)>U(k-1)){ //Caso 1
if(Uout< Uout-0.01·Uout){
d=d+e;
}
if(Uout> Uout+0.01·Uout){
d=d-e;
}
d=d-e;
goto fin;
}
}
else{ //Caso 3
if(Uout< Uout-0.01·Uout){
d=d+e;
}
if(Uout> Uout+0.01·Uout){
d=d-e;
}
d=d+e;
goto fin;
}
}
if(P(k)< P(k-1)){
if(U(k)> U(k-1)){ //Caso 2
if(Uout< Uout-0.01·Uout){
d=d+e;
}
if(Uout> Uout+0.01·Uout){
d=d-e;
}
d=d+e;
goto fin;
}
else{ //Caso 4
if(Uout< Uout-0.01·Uout){
d=d+e;
}
if(Uout> Uout+0.01·Uout){
d=d-e;
}
d=d-e;
goto fin;
}
}
}
}
fin:
if(d<0.05){
d=0.05;
}
if(d>0.95){
d=0.95;
}
P(k-1)= P(k);
I(k-1)=I(k);
U(k-1)= U(k);
out[0]=d;
}

```

### MÓDULO FOTOVOLTAICO ATERSA A-270P

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		A-270P
Potencia (W en prueba ± 5 %)		270 W
Número de células en serie		72
Eficiencia del módulo		13.88 %
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)		7,54 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)		35.80 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)		8,06 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)		44,85 V
Coefficiente de Temperatura de Isc ( $\alpha$ )		0,05 %/°C
Coefficiente de Temperatura de Voc ( $\beta$ )		-0,35%/°C
Coefficiente de Temperatura de P ( $\gamma$ )		-0,46%/°C
Tensión del Sistema		24 / 48 V
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS		
Dimensiones (mm.)		1965X990X50
Peso (aprox.)		24,2 Kg
Especificaciones eléctricas medidas en STC. TONC: 47±2°C		
NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.		

Fig. I. Características eléctricas módulo A-270P

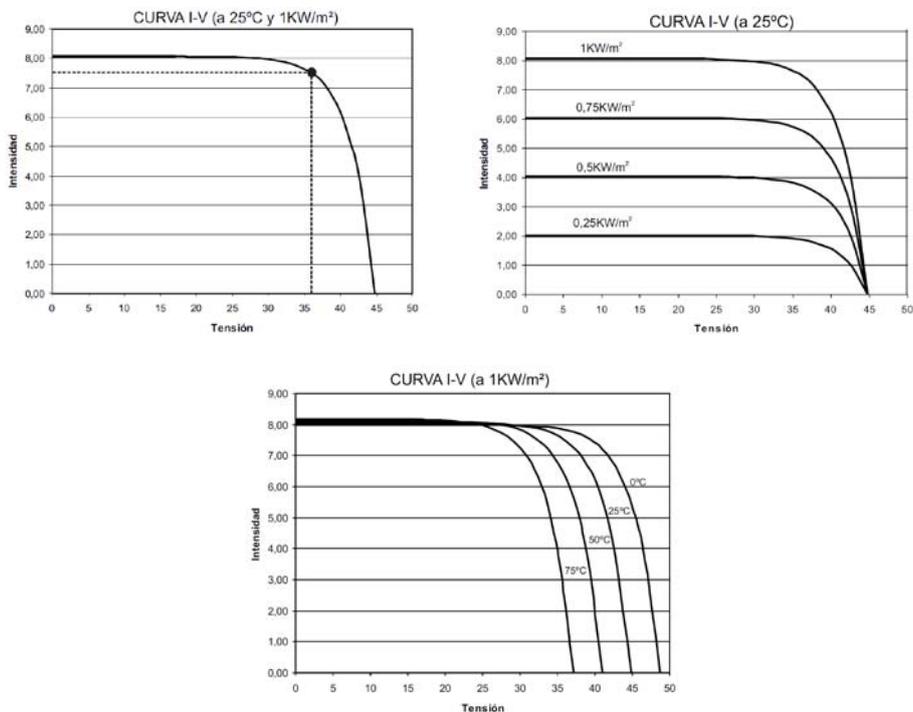


Fig. II. Curvas I-U de funcionamiento del módulo A-270P

