

**Universidad Carlos III de Madrid**

**Ingeniería Industrial**



**Análisis de sobretensiones y huecos  
de tensión en generación  
fotovoltaica y diseño de un  
controlador difuso**

**AUTOR:** Gustavo Díaz González  
**TUTOR:** Ricardo Albarracín Sánchez

Leganés, Febrero 2012

# ÍNDICE

<b>I. LISTA DE TABLAS.....</b>	<b>5</b>
<b>II. LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>6</b>
<b>III. NOMENCLATURA.....</b>	<b>9</b>
<b>IV. ACRÓNIMOS. ....</b>	<b>11</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>12</b>
1.1. Sobretensiones y huecos de tensión en redes con generadores fotovoltaicos .....	12
1.2. Objetivos del trabajo.....	12
1.3. Estructura del documento .....	13
<b>2. TIPOS DE SOBRETENSIONES.....</b>	<b>15</b>
2.1. Clasificación y características de las sobretensiones .....	15
2.1.1. Clasificación de sobretensiones basada en las características del proceso transitorio.....	15
2.1.2. Clasificación de sobretensiones según la norma UNE-EN 60071-1 .....	17
a) Sobretensión de baja frecuencia.....	17
b) Sobretensión transitoria: .....	17
2.1.3. Configuraciones de aislamiento según la norma UNE-EN 60071-1 .....	18
2.2. Formas de onda normalizada.....	20
<b>3. SOBRETENSIONES EN REDES CON GENERACIÓN PV.....</b>	<b>21</b>
3.1. La microred y sus sobretensiones .....	21
3.1.1. Sobretensiones producidas por falta a tierra .....	21
3.1.2. Sobretensiones producidas por resonancia .....	22
a) Sobretensiones producidas por resonancia serie .....	22
b) Sobretensiones producidas por ferorresonancia .....	23
3.1.3. Sobretensiones relacionadas con la regulación de tensión .....	23
3.1.4. Sobretensiones por transferencia de la red de distribución .....	24
a) Impactos de rayo en BT.....	24
b) Impactos de rayo en MT Y AT .....	24
3.2. Factores de buen diseño de instalaciones con GD.....	24
3.3. Sobretensiones originadas por los generadores PVs .....	25
3.3.1. Sobretensiones producidas por el fenómeno “islanding” .....	25
3.3.2. Sobretensiones producidas en el PCC con la red de distribución.....	26
3.3.3. Sobretensiones producidas por los inversores de los generadores PVs.....	27
3.4. Soluciones a la sobretensión en la generación PV .....	28
3.4.1. Controlador automático de adaptación .....	28
3.4.2. Alimentadores de BT .....	29
3.4.3. Subsistemas controlados por potencia (PCS’s).....	31
3.4.4. Control centralizado utilizando inversores y transformadores reguladores de tomas.....	33
a) Control de potencia reactiva mediante inversores conectados .....	33
b) Control mediante transformadores cambiadores de tomas (LRT y SVR) .....	34
3.4.5. Utilización de baterías de almacenamiento .....	36
3.5. Cuadro resumen de las sobretensiones en generación PV .....	39
<b>4. HUECOS DE TENSIÓN .....</b>	<b>41</b>

4.1. Definición de hueco de tensión .....	41
4.2. Clasificación de huecos de tensión .....	41
4.2.1. Clasificación fasorial .....	42
4.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión .....	43
4.3.1. Procedimiento de Operación 12.3 .....	43
4.4. Métodos empleados en el control de huecos de tensión .....	44
4.4.1. Control basado en componentes simétricas conectadas a la red .....	45
a) Vector regulador de corriente con alimentación en secuencia negativa de tensión de red (VCCF) .....	46
b) Controlador de vector de doble corriente (DVCC) .....	47
c) Regulador cuadrático lineal de corriente (LQR) .....	47
4.4.1.1 Resultados experimentales .....	47
4.4.1.2 Análisis de los resultados experimentales .....	48
4.4.2. Corrección de huecos de tensión a través de operación en GD .....	48
a) Convertidor conectado a la GD con compensador en serie .....	49
b) Convertidor conectado a GD con interruptor de tres fases .....	49
4.4.2.1 Resultados experimentales .....	50
a) Huecos equilibrados .....	50
b) Huecos desequilibrados .....	52
4.4.2.2 Análisis de los resultados experimentales .....	54
4.4.3. Control de potencia activa y reactiva .....	54
4.4.4. Potencial de cambio de tensión (VCP) .....	54
<b>5. CONTROL U-Q .....</b>	<b>57</b>
5.1. Definición .....	57
5.2. Elementos que producen o consumen potencia reactiva .....	57
5.2.1. Generadores síncronos .....	57
5.2.2. Líneas aéreas .....	58
5.2.3. Cables subterráneos .....	58
5.2.4. Transformadores .....	58
5.2.5. Cargas .....	58
5.2.6. Dispositivos compensadores .....	58
5.3. Elementos utilizados para el control U-Q .....	58
5.3.1. Reactancias y condensadores .....	58
5.3.2. Compensadores síncronos .....	59
5.3.3. Compensadores estáticos (SVC's) .....	59
5.3.3.1 Fundamentos de un sistema de compensación estático .....	59
5.3.3.2 Reactancia controlada mediante tiristores .....	61
5.3.3.3 Condensadores conectados mediante tiristores .....	62
5.3.3.4 Aplicaciones típicas .....	63
5.3.4. Compensadores estáticos tipo STATCOM .....	63
5.3.5. Transformadores con cambio de tomas .....	65
5.3.6. Sistemas de excitación .....	66
<b>6. REGULADOR PID .....</b>	<b>69</b>
6.1. Elección del tipo de controlador .....	69
6.1.1. Efectos de los reguladores .....	70
6.1.2. Sintonización del PID .....	72
6.1.3. Métodos de ajuste Ziegler y Nichols .....	73
6.1.3.1 Método de oscilación .....	73

6.1.3.2	Método basado en la curva de reacción .....	74
6.1.3.3	Comentarios al método ZN .....	75
6.1.4.	Implementación de reguladores electrónicos .....	75
6.1.4.1	Regulador P .....	75
6.1.4.2	Regulador I .....	76
6.1.4.3	Regulador PI .....	77
6.1.4.4	Regulador D .....	78
6.1.4.5	Regulador PD .....	79
6.1.4.6	Regulador PID .....	79
<b>7.</b>	<b>CONTROLADORES DIFUSOS .....</b>	<b>81</b>
7.2.	Introducción a la lógica difusa .....	81
7.3.	Controlador lógico difuso .....	81
7.3.2.	Fusificación .....	82
7.3.3.	Base de conocimiento .....	83
7.3.3.1	Base de datos .....	83
7.3.3.2	Base de reglas .....	84
a)	Selección de variables .....	84
b)	Origen y obtención de las reglas de control .....	84
c)	Tipos de reglas de control .....	84
7.3.3.3	Reglas de evaluación de estado .....	84
7.3.3.4	Reglas de evaluación de objeto .....	85
7.3.4.	Lógica de decisiones .....	85
7.3.5.	Defusificación .....	85
7.3.5.1	Método del promedio del máximo .....	85
7.3.5.2	Método del centro de áreas .....	85
<b>8.</b>	<b>SIMULACIONES Y RESULTADOS .....</b>	<b>87</b>
8.2.	Presentación del modelo .....	88
8.2.1.	Función de transferencia del inversor .....	88
8.2.2.	Señales de entrada de potencia activa y reactiva .....	89
8.3.	Control con regulador PI .....	89
8.4.	Control difuso.....	90
8.4.2.	Diseño del control difuso.....	91
8.5.	Resultados de la simulación .....	93
<b>9.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>97</b>
<b>10.</b>	<b>TRABAJOS FUTUROS .....</b>	<b>99</b>
<b>11.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>101</b>
<b>12.</b>	<b>APÉNDICE.....</b>	<b>105</b>
12.1.	RESÚMENES CRÍTICOS.....	105
12.1.1.	Barker2010 .....	105
Referencias	.....	106
12.1.2.	Cagnano2010.....	107
Referencias	.....	107
12.1.3.	Eltawil2009 .....	108
Referencias:	.....	108
12.1.4.	Hara2009 .....	109
12.1.5.	Jiayi2008 .....	110
Referencias:	.....	110

12.1.6. Oshiro2009 .....	111
12.1.7. Pazos2009 .....	112
12.1.8. Pernía2008.....	113
Referencias:.....	113
12.1.9. Ruz2009 .....	114
Referencias .....	114
12.1.10. Senjyu2008 .....	115
12.1.11. Shuiming2010 .....	116
Referencias .....	116
12.1.12. Thomson2009 .....	118
Referencias .....	118
12.1.13. Tonkoski2011.....	119
12.1.14. Ueda2009 .....	120
Referencias:.....	120
12.1.15. Widen2010 .....	121
Referencias:.....	121
12.1.16. Alepuz2009 .....	122
Referencias .....	123
12.1.17. Koen2004.....	124
Referencias .....	125
12.1.18. Wang2011.....	126
Referencias .....	127
12.1.19. Allie2011 .....	128
Referencias .....	128
12.2. Presupuesto .....	129

## I. Lista de tablas.

<i>Tabla 2 1. Tipos y formas de sobretensiones, formas de onda normalizadas y ensayos de tensión soportada normalizada [1].</i>	19
<i>Tabla 3 1. Cuadro resumen de sobretensiones en generación PV</i>	39
<i>Tabla 6 1. Respuesta ante un escalón unitario y representación típica en circuitos de control de los reguladores P, I y D [40].</i>	70
<i>Tabla 6 2. Respuesta ante un escalón unitario y representación típica en circuitos de control de los reguladores PD y PI [40].</i>	71
<i>Tabla 6 3. Respuesta ante un escalón unitario y representación típica en circuitos de control de los reguladores PID [40].</i>	72
<i>Tabla 6 4. Parámetros de ajuste (método de oscilación) [41].</i>	74
<i>Tabla 6 5. Parámetros de ajuste (método de curva de reacción) [41].</i>	75
<i>Tabla 12 1. Presupuesto en horas de trabajo realizado del proyecto.</i>	129

## II. Lista de figuras.

Fig. 2.1. Clasificación de sobretensiones [1].	16
Fig. 3.1. Arquitectura básica de una microred [3].	21
Fig. 3.2. Principio de incremento de tensión [4].	23
Fig. 3.3. Esquema de un sistema PV en isla [6].	25
Fig. 3.4. Descripción de un subsistema PV-DG [7].	26
Fig. 3.5. Esquema de una planta PV [8].	27
Fig. 3.6. Sobretensión producida por la apertura de un interruptor debida al inversor [8].	27
Fig. 3.7. Esquema de una red con generación PV [9].	28
Fig. 3.8. Zona residencial con generación PV [10].	29
Fig. 3.9. Perfil de tensión en el alimentador de BT en el punto de conexión de cada casa [10].	30
Fig. 3.10. Perfil de tensión en el alimentador de BT en el punto de conexión de cada casa basado en APC [10].	30
Fig. 3.11. Esquema de un PCS [12].	31
Fig. 3.12. Curva I-U de un generador PV [12].	31
Fig. 3.13. Resultados del control PCS [12].	32
Fig. 3.14. Control centralizado [13].	33
Fig. 3.15. Esquema de control de potencia reactiva [13].	34
Fig. 3.16. Algoritmo de control de tensión [13].	34
Fig. 3.17. Esquema del circuito equivalente de un LRT [13].	34
Fig. 3.18. Curva de potencia de salida PV en un día soleado [13].	35
Fig. 3.19. Fluctuaciones de tensión con control convencional [13].	35
Fig. 3.20. Fluctuaciones de tensión en el caso 1 [13].	36
Fig. 3.21. Fluctuaciones de tensión en el caso 2 [13].	36
Fig. 3.22. Esquema de un sistema de baterías de almacenamiento conectado a generación PV [14].	37
Fig. 3.23. Métodos de operación de control de tensión utilizando baterías de almacenamiento [14].	37
Fig. 4.1. Clasificación fasorial [24].	42
Fig. 4.2. Curva tensión-tiempo que define el área de "hueco de tensión" en el punto de conexión a red que debe ser soportado por la instalación. Tensión fase-tierra correspondiente a las fases en falta [33].	44
Fig. 4.3. Área de funcionamiento admisible durante los periodos de falta y de recuperación de tensión, en función de la tensión en el punto de conexión a red [33].	44
Fig. 4.4. Generador eólico conectado a la red a través de convertidores de potencia [34].	45
Fig. 4.5. Sistema de estudio y diagrama de bloques del control [34].	46
Fig. 4.6. Diagrama de bloques del control de VCCF [34].	46
Fig. 4.7. Diagrama de bloques para el control DVCC. (a) Paso 1. Separación de secuencias, sincronización y cálculo de la corriente de referencia. (b) Paso 2. Controlador de la corriente de referencia [34].	47
Fig. 4.8. Resultados experimentales. Tensión de red, corriente de red y media instantánea de potencia activa y reactiva para un hueco de tensión tipo B al 70%. (a)-(c) VCCF. (d)-(f) DVCC1. (g)-(i) DVCC2 [34].	48
Fig. 4.9. Resultados experimentales. Tensión de red, corriente de red y media instantánea de potencia activa y reactiva para un hueco de tensión tipo C al 50%. (a)-(c) VCCF. (d)-(f) DVCC1. (g)-(i) DVCC2 [34].	48
Fig. 4.10. Esquema de GD con un compensador en serie [35].	49
Fig. 4.11. Esquema de GD capaz de aislarse de la red de distribución durante caídas de tensión mediante un interruptor de transferencia estática [35].	49
Fig. 4.12. Tensión trifásica durante un hueco de tensión tipo A [35].	50
Fig. 4.13. Respuesta de las tensiones d y q del compensador en serie [35].	50
Fig. 4.14. Tensión trifásica en lado de la carga después de la compensación en serie [35].	51
Fig. 4.15. Respuesta de las tensiones d y q del compensador mediante la operación en la microred [35].	51
Fig. 4.16. Tensión trifásica en el lado de la carga después de la operación en microred [35].	51
Fig. 4.17. Tensión trifásica durante un hueco de tensión tipo B [35].	52

Fig. 4.18. Respuesta positiva de las tensiones $d$ y $q$ del compensador en serie [35].	52
Fig. 4.19. Respuesta negativa de las tensiones $d$ y $q$ del compensador en serie [35].	52
Fig. 4.20. Tensión trifásica en lado de la carga después de la compensación en serie [35].	53
Fig. 4.21. Respuesta de las tensiones $d$ y $q$ del compensador mediante la operación en la microred [35].	53
Fig. 4.22. Tensión trifásica en el lado de la carga después de la operación en microred [35].	53
Fig. 4.23. Esquema de dos nudos para la regulación de tensión [37].	55
Fig. 4.24. Visión del espacio de VCP en GD [37].	55
Fig. 4.25. Visión del espacio de VCP en energía PV [37].	56
Fig. 5.1. Características de un compensador estático ideal [38].	60
Fig. 5.2. Composición de la característica de un compensador estático [38].	60
Fig. 5.3. Compensador estático con tres escalones de condensadores [38].	61
Fig. 5.4. Reactancia controlada mediante tiristores [38].	62
Fig. 5.5. Esquema general de un STATCOM [38].	63
Fig. 5.6. Característica de un STATCOM [38].	64
Fig. 5.7. Modulación por ancho de pulso [38].	64
Fig. 5.8. Transformador regulador de tensión [38].	65
Fig. 5.9. Control de un autotransformador regulador [38].	66
Fig. 5.10. Ejemplo de regulación de tensión en una línea de distribución [38].	66
Fig. 5.11. Sistema de control de excitación de un generador síncrono [38].	67
Fig. 6.1. Diagrama de bloques de un sistema con regulador PID [39].	69
Fig. 6.2. Lazo cerrado sólo con ganancia proporcional [41].	73
Fig. 6.3. Determinación de los parámetros $L$ y $T$ [41].	73
Fig. 6.4. Implementación electrónica del regulador $P$ [42].	75
Fig. 6.5. Diagramas de Bode de ganancia y fase del regulador $P$ [42].	76
Fig. 6.6. Implementación electrónica del regulador $I$ [42].	76
Fig. 6.7. Diagramas de Bode de ganancia y fase del regulador $I$ [42].	77
Fig. 6.8. Implementación electrónica del regulador $PI$ [42].	77
Fig. 6.9. Diagramas de Bode de ganancia y fase del regulador $I$ [42].	78
Fig. 6.10. Implementación electrónica del regulador $D$ [42].	78
Fig. 6.11. Diagramas de Bode de ganancia y fase del regulador $D$ [42].	78
Fig. 6.12. Implementación electrónica del regulador $PD$ [42].	79
Fig. 6.13. Diagramas de Bode de ganancia y fase del regulador $PD$ [42].	79
Fig. 6.14. Implementación electrónica del regulador $PID$ [42].	80
Fig. 6.15. Diagramas de Bode de ganancia y fase del regulador $PID$ [42].	80
Fig. 7.1. Sistema Difuso Mamdani, Procesamiento General [46].	81
Fig. 7.2. Estructura básica de un CLD [48].	82
Fig. 7.3. Proceso de fusificación [46].	83
Fig. 7.4. Procesamiento detallado de un sistema difuso Mamdani [46].	86
Fig. 8.1. Inversor DC-AC conectado a la red [52].	87
Fig. 8.2. Capacidad de potencia activa y reactiva en generadores PV [52].	88
Fig. 8.3. Modelo en pequeña señal en coordenadas $dq$ [53].	88
Fig. 8.4. Señales de potencia activa y reactiva.	89
Fig. 8.5. Modelo de inversor PV con control $PI$ .	90
Fig. 8.6. Modelo de inversor PV con control difuso.	90
Fig. 8.7. Modelo del bloque Fuzzy.	91
Fig. 8.8. Editor de Matlab para el control difuso.	91
Fig. 8.9. Función de pertenencia de la entrada "e".	92
Fig. 8.10. Función de pertenencia de la salida "u".	92
Fig. 8.11. Reglas de control difuso.	93
Fig. 8.12. Comparación de las señales de entrada y salida en el control $PI$ .	93



<i>Fig. 8.13. Comparación de las señales de entrada y salida en el control PI (zoom). .....</i>	<i>94</i>
<i>Fig. 8.14. Comparación de las señales de entrada y salida en el control difuso. ....</i>	<i>94</i>
<i>Fig. 8.15. Comparación de las señales de entrada y salida en el control difuso (zoom). ....</i>	<i>94</i>

## III. Nomenclatura.

Magnitud; elemento	Definición	Unidades
$\Delta V$	Incremento de tensión eléctrica	V
C	Condensador eléctrico	F
E	Tensión de la fuente de alimentación	V
e	Error entre el valor de referencia y la salida del sistema	
$E_A$	Tensión de prefalta	V
f	Frecuencia	Hz
fem	Fuerza electromotriz	V
$i_d$	Corriente en eje directo	A
$I_{DG}$	Corriente inyectada desde la GD	A
ie	Cambio de error, diferencia entre el error actual y el anterior	
$i_q$	Corriente en eje cuadratura	A
$I_s$	Corriente total del sistema en un SVC	A
K	Coeficiente de puesta a tierra	
$K_c$	Constante de proporcionalidad	
$K_{cr}$	Ganancia crítica	
$K_p$	Parámetro de impedancia	$\Omega/V$
$K_q$	Parámetro de impedancia	$\Omega/V$
L	Bobina eléctrica	H
L	Tiempo de retardo en el método ZN	s
$P_{GD}$	Potencia activa en la GD	W
$P_{max}$	Punto de potencia máxima	W
$Q_{GD}$	Potencia reactiva de la GD	VA <sub>r</sub>
R, R1, R2	Resistencia del circuito	$\Omega$
s	Variable de Laplace	
T	Constante de tiempo en el método ZN	s
$T_1$	Tiempo de subida hasta el valor de cresta en sobretensiones de frente rápido	s
$T_2$	Tiempo de cola en sobretensiones	s
$T_c$	Periodo de oscilaciones	s
$T_d$	Constante de tiempo derivativa	s
$T_f$	Tiempo de subida hasta el valor de cresta en sobretensiones de frente muy rápido	s
$T_i$	Constante de tiempo integral	s
$T_p$	Tiempo de subida hasta el valor de cresta en sobretensiones de frente lento	s
U	Tensión eléctrica	V
u	Salida del controlador difuso	
$U_c, U_L$	Sobretensión debido a la resonancia	V
$V_d$	Tensión en eje directo	V

Magnitud; elemento	Definición	Unidades
$V_{GD}$	Tensión de la GD	V
$V_{oc}$	Tensión de circuito abierto	V
$V_q$	Tensión en eje cuadratura	V
$W_j$	Valor central de la etiqueta lingüística j	
$Z, Z_r, Z_e$	Impedancia característica, de entrada y de salida	$\Omega$
$Z_o$	Salida de control	
$\alpha$	Ángulo de disparo del tiristor	rad
$\mu_z$	Función de membresía en el control difuso	
$\sigma$	Ángulo de conducción del tiristor	rad
$\tau$	Tiempo de propagación de una oscilación en una línea	s

## IV. Acrónimos.

Acrónimo	Definición
AC	Corriente alterna ( <u>A</u> lternating <u>C</u> urrent)
APC	Reducción de potencia activa ( <u>A</u> ctive <u>P</u> ower <u>C</u> urtailment)
AT	<u>A</u> lta <u>T</u> ensión
BT	<u>B</u> aja <u>T</u> ensión
CLD	<u>C</u> ontrolador <u>L</u> ógico <u>D</u> ifuso
CT	<u>C</u> entro de <u>T</u> ransformación
DC	Corriente continua ( <u>D</u> irect <u>C</u> urrent)
DER	Recursos distribuidos ( <u>D</u> istributed <u>E</u> nergy <u>R</u> esources)
DES	Equivalente al TIEPI en Colombia
DSP	Procesador de doble señal ( <u>D</u> igital <u>S</u> ignal <u>P</u> rocessor)
DVCC	Controlador de vector de doble corriente ( <u>D</u> ual <u>V</u> ector <u>C</u> urrent <u>C</u> ontrollers)
FES	Equivalente al NIEPI en Colombia
FP	<u>F</u> actor de <u>P</u> otencia
GA	Algoritmo Genético ( <u>G</u> enetic <u>A</u> lgorithm)
GD	<u>G</u> eneración <u>D</u> istribuida
GTO	Tiristor ( <u>G</u> ate <u>T</u> urn- <u>O</u> ff thyristor)
IEA	Ajuste para mínima integral del valor absoluto del error
IEAT	Ajuste para mínima integral del valor absoluto del error ponderado por el tiempo
IEC	Ajuste para mínima integral del error cuadrático
IGBT	<u>I</u> nsulated <u>G</u> ate <u>B</u> ipolar <u>T</u> ransistor
LG	Faltas de línea a tierra
LLG	Fallo entre dos líneas y tierra
LQR	Regulador cuadrático lineal de corriente ( <u>L</u> inear <u>Q</u> uadratic <u>R</u> egultor)
LRT (SVR)	Transformador cambiador de tomas ( <u>S</u> tep <u>V</u> oltage <u>R</u> egulators)
LVRT	<u>L</u> ow- <u>V</u> oltage- <u>R</u> ide- <u>T</u> hrough
MPPT	Seguidor del punto de máxima potencia ( <u>M</u> aximun <u>P</u> ower <u>P</u> oint <u>T</u> racking)
MT	<u>M</u> edia <u>T</u> ensión
NIEPI	Número equivalente de interrupción
PCC	<u>P</u> unto de <u>C</u> onexión <u>C</u> omún
PCS	Subsistema controlado por potencia ( <u>P</u> ower <u>C</u> onditioning <u>S</u> ubsystem)
PID	<u>P</u> roporcional- <u>I</u> ntegral- <u>D</u> erivativo
PO	<u>P</u> roceso de <u>O</u> peración
PSS	Estabilizador de potencia ( <u>P</u> ower <u>S</u> ystem <u>S</u> tabilizer)
PV	Fotovoltaico/a ( <u>P</u> hoto <u>V</u> oltaic)
PWM	Modulación por ancho de pulso ( <u>P</u> ulse <u>W</u> idth <u>M</u> odulation)
RD	<u>R</u> eal <u>D</u> ecreto
STATCOM	Tipo de compensador estático ( <u>S</u> TATIC <u>C</u> OMPensator)
SVC	Compensador estático ( <u>S</u> tatic <u>V</u> ar <u>C</u> ompensator)
SW	<u>S</u> oftware
TIEPI	Tiempo equivalente de interrupciones
VCCF	Vector regulador de corriente con alimentación en secuencia negativa de tensión de red ( <u>V</u> ector <u>C</u> urrent <u>C</u> ontroller with <u>F</u> eedforward of negative sequence grid voltage)
VCP	Potencial de cambio de tensión ( <u>V</u> oltage <u>C</u> hange <u>P</u> otential)
ZN	Método de <u>Z</u> iegler- <u>N</u> ichols

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1. Sobretensiones y huecos de tensión en redes con generadores fotovoltaicos

Uno de los aspectos esenciales en el suministro de energía eléctrica que, en los últimos años, ha incrementado fuertemente la atención tanto de los técnicos como de los consumidores ha sido la calidad del servicio eléctrico.

La liberación del mercado eléctrico y el incremento desmesurado y de mala calidad de la penetración de la generación distribuida (GD) de origen renovable son los dos puntos clave que han determinado el interés creciente en la calidad de suministro asociada a la generación eléctrica de régimen especial.

Debe tenerse en cuenta el efecto de las perturbaciones en la tensión de la red asociadas a generadores basados en energías renovables. En varios estudios realizados [4]-[8] se muestran diferentes tipos de sobretensiones producidas en sistemas con generación fotovoltaica (PV) mediante simulaciones y experimentos reales. A partir de estos datos orientativos de sobretensiones, en [9]-[15] se proponen diversas soluciones para paliar este fenómeno que puede provocar desconexiones y fallos en diversos equipos y aparatos de la red.

Otro tipo de perturbaciones son los huecos de tensión. Las instalaciones eólicas y las instalaciones o agrupaciones de instalaciones PV de potencia superior a 2 MW están obligadas por el RD 1565/2010 [32] al cumplimiento de lo dispuesto en el P.O. 12. 3 [33]. Establece los requisitos que han de cumplir las distintas instalaciones de producción en régimen especial a efectos de garantizar la continuidad de suministro frente a huecos de tensión. En [34]-[37] se proponen diversas soluciones para controlar el fenómeno de los huecos de tensión. Estos métodos están basados en experimentos y simulaciones científicos relacionados principalmente con el control de potencia activa y reactiva.

Por lo tanto, basándose en los estudios mencionados anteriormente, se llega a la conclusión de que la calidad del suministro eléctrico en general, y en particular con la energía PV, es muy relevante ya que, por ejemplo, se puede ver comprometida por factores meteorológicos. Este estudio desarrolla el diseño del control de un inversor PV mediante reguladores de tipo proporcional e integral [39]-[43] en primer lugar, y mediante técnicas de control difuso para el inversor PV [45]-[49] en segundo lugar. El objetivo es solucionar y proteger las instalaciones eléctricas ante variaciones de tensión (sobretensiones y huecos) y actuar en la regulación de tensión.

### 1.2. Objetivos del trabajo

Este documento trata de cumplir dos objetivos destacados.

#### Estudio documental de sobretensiones y huecos de tensión en redes con generación PV

En primer lugar propone un estudio general del origen y características de las sobretensiones y los huecos de tensión producidos en redes eléctricas con presencia de generación PV. Esta parte del documento es la más teórica del estudio realizado. Este estudio está basado en la revisión de documentación científica [4]-[37] actual, especializada y focalizada a la problemática en la calidad de suministro eléctrico por perturbaciones en la forma de onda de la tensión de la red. Estos orígenes de perturbaciones en la tensión están justificados en estos artículos mediante

experimentos y simulaciones. Además de esta clasificación de causas, también se ofrecen unas posibles soluciones a estos problemas.

En definitiva, esta primera parte del proyecto ofrece una clasificación diferenciada de huecos de tensión y sobretensiones, tanto en causas como en posibles soluciones. Esta clasificación está basada en artículos actuales y de prestigio que son los que hacen que adquiera una importancia relevante. Esta razón hace que se ofrezca una visión actual del problema, y muestra cuáles son las diferentes vías de estudio para solucionar estas perturbaciones. Cabe la posibilidad de que no estudie a fondo cada caso en particular, pero ofrece una muy buena clasificación y puede actuar como guía para la persona que esté interesada en estudiar a fondo el fenómeno. Además se proporciona al final del documento un anexo con las fichas técnicas de todos los artículos científicos utilizados, incluyendo resumen, objetivos y referencias.

### *Diseño del control de un inversor PV mediante reguladores PI y difusos*

El segundo objetivo principal de este documento, una vez conocido el problema de las perturbaciones del suministro, es aportar una mejora. Esta mejora se basa en el control de potencia activa y reactiva basado en el cambio de coordenadas dq expuesto por Park [51] a la entrada del inversor PV. Se ha desarrollado el control del inversor desde dos métodos, uno tradicional basado en reguladores proporcionales e integrales, y otro más novedoso utilizando técnicas de control difuso [45]-[49]. Ambos métodos proporcionan una solución al problema, pero las técnicas de control difuso ofrecen una respuesta más rápida y ajustada que los controladores PID, aunque su programación e implementación es menos estándar.

Para poder realizar el estudio se ha diseñado el inversor PV utilizando la aplicación Matlab/Simulink [50]. Se ofrecen los resultados obtenidos y comparados entre ambos métodos. De este modo se pueden obtener conclusiones y posibles mejoras futuras.

## **1.3. Estructura del documento**

El presente documento está estructurado según sigue.

En el capítulo 1 se presenta la problemática de las sobretensiones y los huecos de tensión en relación con la generación PV y cómo afectan a la calidad del suministro.

En el capítulo 2 se explican brevemente las características de las sobretensiones en función de su proceso transitorio y según la normativa aplicada a la generación PV en España.

En el capítulo 3 se presentan los datos eléctricos de una red de pocos nudos y el modelado de la GD con los que se realizarán las simulaciones. También se describen diversas causas de la aparición de sobretensiones y diversas soluciones, ambas basadas en artículos científicos.

En el capítulo 4 se estudian detalladamente la definición y los tipos de huecos de tensión producidos en la red. A continuación se proponen métodos para el control de huecos de tensión relacionados con la generación PV basados en artículos científicos.

En el capítulo 5 se describe el control de potencia activa y reactiva realizado en el control de tensión de los sistemas eléctricos e implementado en el generador PV.

En el capítulo 6 se presenta la descripción de los reguladores PID convencionales utilizados en el control de inversores.

En el capítulo 7 se presenta el control lógico difuso. Es un tipo de control inteligente con el que se busca mejorar la respuesta de un regulador PID convencional para sustituirlo.

En el capítulo 8 se presentan las simulaciones realizadas relacionadas con el control de un inversor PV mediante reguladores proporcionales-integrales y mediante reguladores difusos.

Por último, se finaliza el documento presentando el capítulo 9 con las conclusiones y aportaciones de este trabajo. Y se finaliza el documento con el capítulo 10, con trabajos futuros a realizar.

## 2. TIPOS DE SOBRETENSIONES

El cálculo o estimación de las sobretensiones a las que puede ser sometido cualquier equipo es de vital importancia en el diseño de redes eléctricas ya que son estas solicitaciones las que servirán para escoger el nivel de aislamiento y las protecciones de los equipos. Un estudio completo de sobretensiones debe tener como objetivos:

- establecer el origen y el tipo de sobretensiones que es necesario determinar para una selección adecuada de los aislamientos y de los medios de protección,
- determinar la distribución estadística de aquellas sobretensiones que serán empleadas en la selección de los aislamientos.

En los siguientes apartados se presenta una clasificación de las sobretensiones atendiendo a las causas y las características más importantes de cada tipo, una descripción de las formas de onda que han sido normalizadas para determinar mediante ensayo la tensión soportada de un aislamiento frente a cualquier tipo de sobretensión, y la caracterización de las sobretensiones desde un punto de vista estadístico [1].

### 2.1. Clasificación y características de las sobretensiones

La primera clasificación de las sobretensiones se basa en el origen, ya que la causa puede ser interna o externa a la red. Las sobretensiones de origen externo, es decir debidas a causas ajenas al sistema, son originadas principalmente por el impacto de un rayo y son conocidas también como sobretensiones atmosféricas. Las sobretensiones de origen interno son causadas en el propio sistema, y se dividen a su vez en sobretensiones temporales y de maniobra. Estas últimas son causadas por operaciones de cierre y apertura de interruptores o seccionadores, lo que en general provoca un proceso transitorio que puede terminar originando no sólo sobretensiones sino también sobreintensidades.

#### 2.1.1. Clasificación de sobretensiones basada en las características del proceso transitorio

Una clasificación más completa de las sobretensiones se basa en las principales características con las que se presenta el proceso transitorio: valor de cresta, duración, y frecuencia o gama de frecuencias en el proceso transitorio, si este es oscilatorio, o el tiempo de valor de cresta si el proceso transitorio es unidireccional. De acuerdo con esto se pueden distinguir las siguientes categorías:

- (a) *Sobretensiones temporales*, son de larga duración (desde varios milisegundos a varios segundos), y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación.
- (b) *Sobretensiones de frente lento*, son generalmente originadas por maniobras, tienen una corta duración (pocos milisegundos) y se presentan con una gama de frecuencias que varía entre 2 y 20 kHz.
- (c) *Sobretensiones de frente rápido*, son generalmente causadas por el rayo, son de duración muy corta y de amplitud muy superior a la tensión de cresta nominal.
- (d) *Sobretensiones de frente muy rápido*, se originan generalmente con faltas y maniobras de subestaciones de SF<sub>6</sub>, su duración es de pocos microsegundos, y su frecuencia es generalmente superior a 1 MHz.



La Fig. 2.1 muestra una relación entre el tipo de sobretensión (se excluyen las de frente muy rápido), la duración y el orden de magnitud que puede alcanzar el valor de cresta.

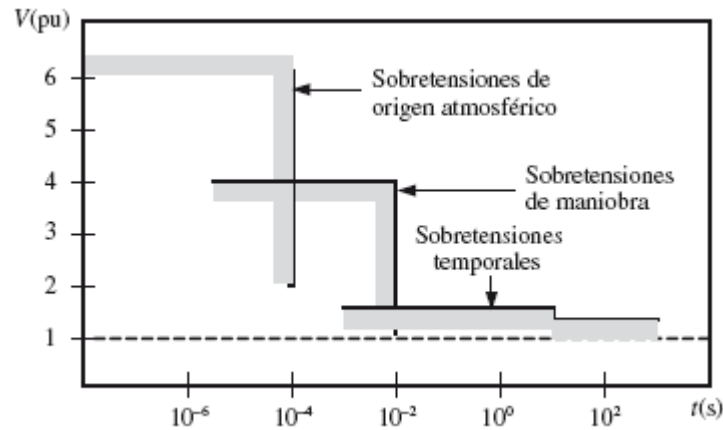


Fig. 2.1. Clasificación de sobretensiones [1].

Aunque las causas de las sobretensiones son muchas, así como los parámetros y variables que intervienen en cada categoría, es posible distinguir unos pocos parámetros cuya influencia será decisiva en la mayoría de casos:

- (a) Valor de cresta: además de la tensión nominal de la red, que siempre será una referencia, el valor máximo de una sobretensión dependerá de ciertos factores, según sea la causa u origen:
- En sobretensiones temporales y de frente lento originadas por una falta o maniobra influirán el instante en el que se inicia el proceso transitorio, la carga atrapada en el lado del consumo en caso de maniobra, el amortiguamiento que introducen los distintos equipos de la red, y en algunos casos (maniobras de líneas y cables en vacío) los coeficientes de reflexión.
  - En sobretensiones de frente rápido o muy rápido originadas por una maniobra, además de las causas mencionadas anteriormente, habrá que añadir las impedancias características de los componentes que intervienen en el proceso transitorio.
  - En sobretensiones de frente rápido o muy rápido provocadas por una descarga atmosférica influirán las impedancias características de líneas, cables y otros equipos, los coeficientes de reflexión en puntos cercanos al punto de impacto, y el instante de impacto de la descarga.
- (b) Frecuencia de las oscilaciones: las frecuencias que aparecerán en sobretensiones oscilatorias serán debidas a la frecuencia de las fuentes que alimentan la red, las frecuencias naturales que pueden originarse entre los distintos equipos, o la longitud de líneas, cables o conductos para los cuales el modelo matemático incluya una representación con parámetros distribuidos. La frecuencia natural de un circuito es el resultado de intercambio de energía entre el campo eléctrico y el campo magnético, y depende de los valores de sus parámetros no disipativos (L y C), la cual se puede calcular a través de la ecuación (2.1):

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (2.1)$$

En el caso de una línea o cable, la frecuencia de las oscilaciones originadas por reflexiones de ondas entre sus extremos vendrá dada por la ecuación (2.2):

$$f = \frac{1}{4\tau} \quad (2.2)$$

Siendo  $\tau$  el tiempo de propagación en la línea, cable o conducto.

Si la sobretensión es unidireccional (no oscilatoria) y originada por un rayo, el tiempo a la cresta dependerá fundamentalmente del tiempo a la cresta de la descarga atmosférica, y será del orden de milisegundos.

(c) Duración: La duración de una sobretensión dependerá fundamentalmente de dos factores, la causa y el amortiguamiento que introducen los equipos de la red.

### 2.1.2. Clasificación de sobretensiones según la norma UNE-EN 60071-1

La norma UNE-EN 60071-1 [2] establece la clasificación de sobretensiones de acuerdo con una forma de onda y una duración normalizadas. La Tabla 2 1 presenta un resumen de las características más importantes de cada tipo de sobretensión. Se puede comprobar que están divididas en dos grupos:

#### a) *Sobretensión de baja frecuencia*

Es de larga duración y se origina con una frecuencia igual o próxima a la de operación. Este tipo de sobretensiones se divide a su vez en:

- Tensión permanente a frecuencia industrial: tensión a frecuencia de operación de red, con un valor eficaz constante, y aplicada permanentemente.
- Sobretensión temporal: sobretensión de frecuencia industrial y duración relativamente larga. Una sobretensión de este tipo puede ser amortiguada o débilmente amortiguada. Dependiendo de la causa, su frecuencia puede ser distinta o igual a la frecuencia de operación de la red.

#### b) *Sobretensión transitoria:*

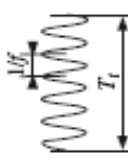
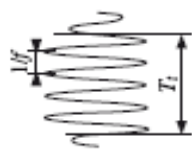
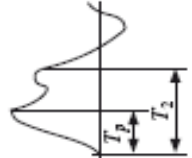
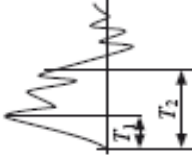
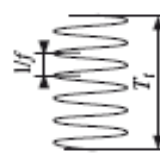
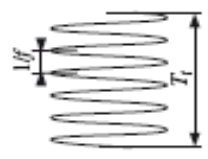

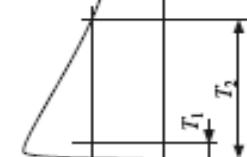
Es de corta duración (algunos milisegundos), oscilatoria o unidireccional, y generalmente muy amortiguada. Una sobretensión transitoria puede estar seguida por una sobretensión temporal; en tal caso ambas sobretensiones se analizan como sucesos separados. Las sobretensiones transitorias se dividen a su vez en:

- Sobretensiones de frente lento: generalmente oscilatoria, con un tiempo de subida hasta el valor de cresta,  $T_p$ , comprendido entre 20 y 5000  $\mu$ s, y con un tiempo de cola,  $T_2$ , igual o inferior a 20 ms.
- Sobretensiones de frente rápido: generalmente unidireccional, con un tiempo de subida hasta el valor de cresta,  $T_1$ , comprendido entre 0.1 y 20  $\mu$ s, y con un tiempo de cola,  $T_2$ , igual o inferior a 300  $\mu$ s.
- Sobretensiones de frente muy rápido: generalmente oscilatoria, con un tiempo de subida hasta el valor de cresta,  $T_f$ , inferior a 0.1  $\mu$ s, una duración total inferior a 3 ms, y con oscilaciones superpuestas de frecuencias comprendidas entre 30 kHz y 100 kHz.

### 2.1.3. Configuraciones de aislamiento según la norma UNE-EN 60071-1

El cálculo de sobretensiones se debe realizar teniendo en cuenta la configuración del aislamiento de los equipos involucrados; es decir todos los elementos que influyen en el comportamiento dieléctrico que pueden resultar dañados o afectados por una determinada sobretensión. Según UNE-EN 60071-1 [2], se deben distinguir las siguientes configuraciones de aislamiento:

- a) Trifásica: la que tiene tres bornes de fase, un borne neutro y un borne de tierra.
- b) Fase-tierra: configuración trifásica en la que no se tienen en cuenta los bornes de dos fases, y en la que el borne de neutro está generalmente conectado a tierra.
- c) Fase-fase: configuración trifásica en la que no se considera un borne de fase. En algunos casos tampoco se consideran los bornes de neutro y tierra.
- d) Longitudinal: configuración con dos bornes de fase y uno de tierra. Los bornes de fase pertenecen a la misma fase de una red trifásica, separada temporalmente en dos partes independientes bajo tensión. Los cuatro bornes de las otras dos fases no se tienen en cuenta o están conectados a tierra.

TIPO	Baja frecuencia		Transitorio	
	Continua	Temporal	Frente lento	Frente rápido
Fomas de onda de tensiones y sobretensiones				
Gamas de formas de onda de tensiones y sobretensiones	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_r \geq 3.600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_r \leq 3.600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_r \leq 5.000 \mu\text{s}$ $T_s \leq 20 \text{ ms}$	$T_r \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Formas de onda de tensión normalizada				
	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_r^*)$	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_r = 60 \text{ s}$	$T_r = 250 \mu\text{s}$ $T_s = 2.500 \mu\text{s}$	$T_r = 1,2 \mu\text{s}$ $T_s = 50 \mu\text{s}$
Ensayo de tensión soportada normalizada	*)	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo impulso tipo maniobra	Ensayo impulso tipo rayo

\*) A especificar por el comité de producto concerniente.

Tabla 2 1. Tipos y formas de sobretensiones, formas de onda normalizadas y ensayos de tensión soportada normalizada [1].

## 2.2. Formas de onda normalizada

Con el objetivo de verificar el comportamiento de los aislamientos frente a los diferentes tipos de sobretensiones, se ha establecido unas formas de ondas normalizadas, que se definen de forma detallada en UNE-EN 60071-1 [2], y que se pueden observar en la Tabla 2.1.

- (a) Tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial: es una tensión sinusoidal, de frecuencia comprendida entre 48 y 62 Hz, y una duración igual a 60 segundos.
- (b) Impulso de tensión tipo maniobra normalizado: es un impulso de tensión con un tiempo de subida hasta el valor de cresta de 250  $\mu\text{s}$  y un tiempo de cola de 2500  $\mu\text{s}$ .
- (c) Impulso de tensión tipo rayo normalizado: es un impulso de tensión con un tiempo de subida hasta el valor de cresta de 1.2  $\mu\text{s}$  y un tiempo de cola de 50  $\mu\text{s}$ .
- (d) Impulso de tensión tipo maniobra combinado normalizado: es un impulso de tensión combinado que tiene dos componentes del mismo valor de cresta y polaridad opuesta, la componente positiva es un impulso de maniobra normalizado, mientras que la componente negativa es un impulso de maniobra cuyos tiempos de subida y de cola no deberían ser inferiores a los del impulso positivo. Ambos impulsos deberían alcanzar el valor de cresta en el mismo instante. El valor de cresta de la tensión combinada es, por tanto, la suma de los valores de cresta de los componentes.

Para establecer una relación entre las sobretensiones reales y las formas de onda normalizadas se definen, asimismo, las sobretensiones representativas. Se trata de aquellas sobretensiones que se supone producen el mismo efecto sobre el aislamiento que las sobretensiones de una determinada clase que aparecen en servicio, tienen la forma de onda normalizada de la clase correspondiente y pueden ser definidas por un valor, un conjunto de valores o una distribución estadística de valores. Este concepto se aplica también a la tensión permanente a frecuencia industrial.

### 3. SOBRETENSIONES EN REDES CON GENERACIÓN PV

Las sobretensiones relacionadas con la generación PV pueden tener varios orígenes, pero antes de adentrarse en profundidad, conviene explicar el contexto donde se encuentra la generación PV. La generación PV es una fuente de energía distribuida, ya que se conecta a la red de distribución de energía eléctrica y se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo. Por esto es conveniente en primer lugar describir brevemente cómo son las microredes de GD que se conectan a la generación PV y las sobretensiones que se producen en ellas.

#### 3.1. La microred y sus sobretensiones

Las microredes son sistemas inteligentes de distribución eléctrica y térmica autogestionados localmente, de forma que podrían funcionar tanto conectados a la red pública de distribución como aislados de la misma, de modo que garanticen el sostenimiento del sistema eléctrico. De forma general, las microredes engloban sistemas de distribución de baja tensión con fuentes de GD, tales como microturbinas, pilas de combustible o, como es el caso de este estudio, instalaciones PV, junto con dispositivos de almacenamiento de energía y cargas controlables. En la Fig. 3.1 se observa la arquitectura básica de una microred.

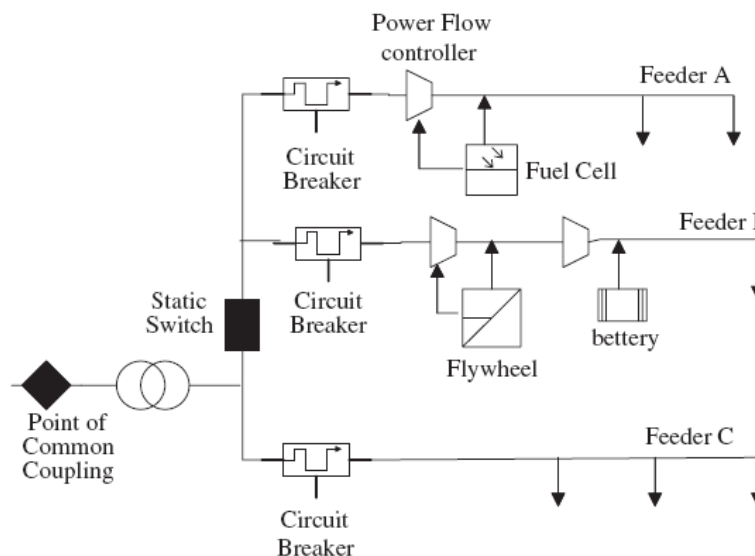


Fig. 3.1. Arquitectura básica de una microred [3].

Las sobretensiones producidas en la microred pueden ser de varios tipos. Los principales son los siguientes:

- Sobretensiones producidas por faltas a tierra.
- Sobretensiones debidas a resonancia.
- Sobretensiones relacionadas con la regulación de tensión.
- Sobretensiones de transferencia de la red de distribución (como los rayos y sobretensiones por conmutación).

##### 3.1.1. Sobretensiones producidas por falta a tierra

Las sobretensiones por falta a tierra son principalmente de dos tipos. El primero de ellos es debido a faltas de línea a tierra (L-G). Las tensiones de una fase y el neutro se igualarán, dando lugar a un aumento de 1.73 veces el valor de la tensión nominal. Las normas de regulación de

tensión están recogidas en la ley ANSI C84.1-1989 [18], normativa americana, y permiten sobretensiones de hasta un 110%. Este tipo de sobretensiones producidas por falta a tierra pueden producir sobretensiones de hasta un 125% de la tensión nominal, por lo que hay que regular lo más rápidamente posible estos fallos para que dañen lo más mínimo los equipos [4].

El segundo tipo de sobretensiones producidas por falta a tierra es el producido por un fallo entre dos líneas y tierra (LLG). La tensión aumenta debido a este fallo, cuyo valor se puede calcular a través de la ecuación (3.1):

$$U = KE_A \quad (3.1)$$

Donde K es el coeficiente de puesta a tierra, y  $E_A$  es la tensión de fase de pre-falta, en voltios (V).

### 3.1.2. Sobretensiones producidas por resonancia

Otra causa de sobretensiones es la producción de oscilaciones forzadas, que acaba por producir resonancias. Estas resonancias resultan muy peligrosas en tramos de gran longitud de conductores y cables de alta tensión, así como en generadores cuyas curvas de tensión están deformadas por armónicos de orden superior.

Si en un circuito variamos la frecuencia de tal forma que igualemos la reactancia capacitiva ( $1/2\pi fC$ ) y la inductiva ( $2\pi fL$ ), obtenemos la frecuencia de resonancia. Este valor coincide con la frecuencia propia del circuito, es decir aquella con la cual, el condensador se descargaría por el circuito si en éste no hubiera otra tensión que la del propio condensador. Por lo tanto, la reactancia inductiva equivale a la reactancia capacitiva, si la frecuencia impuesta por el generador de corriente es igual a la frecuencia propia del circuito. Esta condición se denomina resonancia.

#### a) *Sobretensiones producidas por resonancia serie*

Se produce cuando la frecuencia natural de los circuitos es aproximadamente igual a la frecuencia de la corriente alterna. Si se produce una sobretensión y un interruptor se abre, dejando una zona en isla, los generadores y condensadores que queden aislados pueden sufrir graves daños debidos al fenómeno de resonancia [4].

La sobretensión debido a la resonancia se puede predecir a través de la ecuación (3.2):

$$U_c = U_L = \left(\frac{E}{R}\right) Z \quad (3.2)$$

Donde E es la tensión de la fuente de alimentación, R es la resistencia del circuito y Z es la impedancia característica. La resistencia R decide el valor de las sobretensiones producidas por resonancia, es decir, a menor resistencia, mayor es la resonancia producida por la sobretensión. Estas sobretensiones ponen en grave peligro la seguridad del sistema. Además, el fenómeno de auto-excitación del generador de inducción también puede producir resonancia. La autoexcitación significa que la corriente continua que excita las bobinas inductoras procede de la misma máquina generatriz. Para obtener la autoexcitación o cebado de la máquina, es preciso que exista un pequeño flujo en el circuito magnético, flujo que es posible producir y mantener gracias al fenómeno de histéresis magnética. Gracias a este flujo remanente, al hacer girar el inducido se inducirá en él una pequeña fuerza electromotriz (f.e.m.) que aplicada al circuito inductor, con la polaridad conveniente, genera una débil corriente que refuerza el magnetismo remanente y la f.e.m. inicial debida al flujo remanente se incrementará. A mayor f.e.m., corresponderá mayor corriente, con el refuerzo consiguiente del flujo, luego se produce un nuevo aumento de la f.e.m. y

así sucesivamente hasta alcanzar un equilibrio o estabilidad de la tensión en bornes que se traducirá en una constancia de la corriente de excitación y por tanto del flujo. A esta estabilidad se llega por causa de otra propiedad característica de los materiales magnéticos, la de saturación.

#### b) *Sobretensiones producidas por ferrorresonancia*

La principal causa de la ferrorresonancia es la saturación de los elementos ferromagnéticos como la fuente de distribución y los condensadores de compensación. Sin embargo, esta característica de saturación también limita la magnitud de las sobretensiones. Esta tensión es en general inferior a 3 p.u. [4].

Hay cuatro condiciones necesarias para que se dé el fenómeno de resonancia:

- La microred debe estar trabajando en estado de isla.
- La potencia suministrada por el generador debe ser mayor a la demandada por las cargas.
- La capacidad del condensador de compensación debe ser suficiente (por lo general, de 30 a 400% de la que marca el generador).
- La reactancia no lineal se debe incluir (por ejemplo, la reactancia de magnetización del transformador).

Se ha llegado a la conclusión de que es la sobretensión más grave, pudiendo llegar a 21 p.u. durante los cinco primeros ciclos.

### 3.1.3. Sobretensiones relacionadas con la regulación de tensión

Cuando la microred se conecta a una gran cantidad de generadores distribuidos, el aumento de la tensión es superior al deseado [4]. Este aumento puede derivar en sobretensiones que pueden causar problemas de seguridad a los aparatos eléctricos. Este tipo de sobretensión también puede ser causado por pequeños circuitos con GD, como es el caso de la generación PV. En la Fig. 3.2 se muestra el motivo de la subida de tensión.

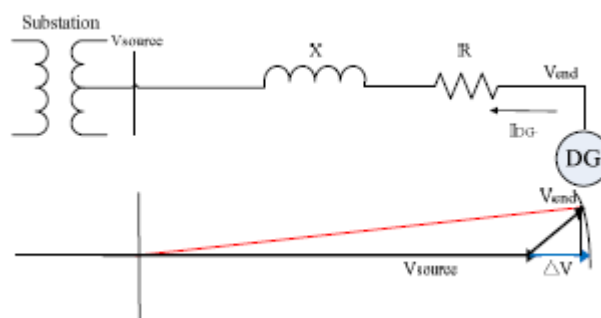


Fig. 3.2. Principio de incremento de tensión [4].

La impedancia de línea y corriente de salida de la GD son los parámetros clave, con lo que se puede predecir a través de la ecuación (3.3):

$$\Delta V \cong I_{DG} Z \quad (3.3)$$

Donde  $I_{DG}$  es la corriente inyectada desde la GD,  $Z$  es la impedancia de línea por la que circula la corriente inyectada desde la GD y que está más cercana al regulador.



Esta sobretensión suele conducir a un fallo en la protección. Debido a que el voltaje es limitado por el regulador en un 105%, y la tensión de disparo es del 110% (ANSI C84.1-1989 [4] [18]), hace que los dispositivos eléctricos soporten mejor y más tiempo.

### 3.1.4. Sobretensiones por transferencia de la red de distribución

El impacto de las sobretensiones internas que pueden ocurrir en la microred ya se ha analizado, pero también pueden sufrir sobretensiones externas y transitorias. Si no se protege adecuadamente la GD, los equipos que la conforman se pueden dañar seriamente.

#### *a) Impactos de rayo en BT*

En la GD, las conexiones para los usuarios suelen estar en baja tensión (BT). Estas instalaciones, muchas veces, no están debidamente preparadas para las consecuencias de estos fenómenos naturales. Algunas zonas tienen un alto índice de probabilidad de descargas atmosféricas, cuyas magnitudes pueden llegar a 6 kV durante un tiempo de unos cientos de milisegundos. Estos datos están recogidos en la norma IEEE C62.41 [4] [16]. Para proteger a la GD es adecuado coordinar las protecciones, además de instalar pararrayos.

#### *b) Impactos de rayo en MT Y AT*

En el lado de media tensión (MT) y alta tensión (AT) están conectados los generadores, equipos de conmutación y transformación. Estos dispositivos se dañan fácilmente ante la presencia de descargas atmosféricas, que provocan grandes sobretensiones. Se necesitan pararrayos para combatir este fenómeno, siguiendo la norma IEEE C62.22 [4] [19]. Además, los cables subterráneos deben estar protegidos con pararrayos y puntos de descarga.

## 3.2. Factores de buen diseño de instalaciones con GD

Después de describir las sobretensiones producidas en las microredes con GD a la que va conectada la generación PV, conviene proponer unos factores clave para el diseño de equipos e instalaciones de este tipo [5]:

- Se debe usar una adecuada conexión a tierra del transformador que limite el peligro de falta a tierra.
- La ferorresonancia y la auto-excitación son fuentes potenciales de sobretensiones en la GD, por lo que es muy importante tener un buen sistema de protección ante estos fenómenos. Pero además, contar con una buena coordinación con los dispositivos aguas arriba, con los que poder limitar la duración de las sobretensiones.
- Cumplir el reglamento, el cual permite sobretensiones de hasta un 110%.
- La GD puede estar expuesta a rayos, por lo que es esencial proporcionar a la red un buen sistema de protección, incluyendo puntos de descarga, ya que estas diferencias de potencial pueden dañar gravemente los equipos (como por ejemplo los inversores utilizados en la generación PV).
- . Es necesaria una puesta a tierra efectiva, que cumpla que el generador está conectado a tierra lo suficientemente bien para que el aumento de tensión en las fases no falladas durante una falta a tierra no sea mayor que alrededor del 125% por encima de la tensión nominal del sistema. Los sistemas de GD deben estar preparados para solucionar este problema, utilizando equipos diseñados para aguantar las oleadas de tensión línea-neutro, como tomas de tierra apropiadas,

transformadores conectados a la GD, control centralizado de interruptores, protecciones contra el “islanding” [6], protecciones contra los rayos y mediante equipos de conexión del generador conectados línea-línea o línea-neutro [5].

### 3.3. Sobretensiones originadas por los generadores PVs

Ya se han visto las posibles sobretensiones que se producen en la GD a la que se conecta la generación PV, pero en este apartado se describen las sobretensiones producidas por los propios generadores PVs.

Destacan tres tipos de sobretensiones:

- Sobretensiones producidas por el fenómeno en “islanding”.
- Sobretensiones producidas en el Punto de Conexión Común (PCC) con la red de distribución.
- Sobretensiones debidas a los inversores de los generadores PVs.

#### 3.3.1. Sobretensiones producidas por el fenómeno “islanding”

El fenómeno “islanding” (isla) es un fenómeno eléctrico que se produce cuando una fuente de GD continúa energizando una parte de la red eléctrica después de que dicha porción de red haya sido desconectada y su flujo de potencia interrumpido. De este modo, la red eléctrica deja de controlar esa parte aislada del sistema de distribución, que contiene tanto carga como generación, de manera que se puede comprometer la seguridad, el restablecimiento del servicio y la fiabilidad del equipo.

En la Fig. 3.3 se describe un sistema PV, compuesto por un equipo de generación PV y un inversor. La fuente de tensión de la red eléctrica está representada a la derecha. Existe también un interruptor que permite aislar la red del equipo.

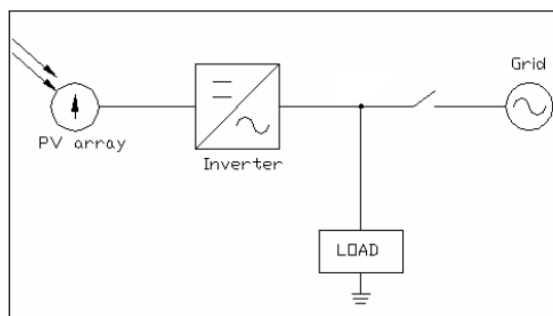


Fig. 3.3. Esquema de un sistema PV en isla [6].

Si el sistema PV continúa energizando las cargas a la izquierda del interruptor después de que el interruptor se haya abierto, entonces el equipo PV y las cargas quedan aislados del resto produciéndose el efecto “islanding”.

En un sistema solar PV, cuando se produce la condición de “islanding” en una sección de la red desconectada de la fuente principal, las cargas en esta sección continúan siendo totalmente alimentadas por el sistema. Es una condición de seguridad primaria para los sistemas PVs con conexión a la red el que el sistema generador se desconecte de la red desenergizada, sin tener en cuenta las cargas conectadas.

En el caso de varios sistemas PVs conectados a una red de BT, es posible que la cantidad de energía generada por el sistema PV coincida con la cantidad de energía consumida por las cargas de la red. En esta situación no existe flujo energético con la red eléctrica, y es posible que los sistemas PVs no detecten una posible desconexión de la red, alimentándose las cargas conectadas y produciéndose de este modo la condición de “islanding”. Esta situación es una condición de equilibrio en una parte desconectada de la red eléctrica donde la carga sigue alimentándose gracias a los paneles PVs. Pero este estado de equilibrio de unos pocos segundos no proporciona la seguridad necesaria al sistema, ya que la generación PV en cualquier momento puede variar el equilibrio entre carga y generación. Este fenómeno puede provocar grandes variaciones de tensión en la red que provocan daños en los equipos, por lo que conviene detectarlo lo antes posible. Para ello se utilizan diversos métodos de detección. Además es importante un buen control de los inversores y se propone el uso de factor de potencia (FP) unitario para evitar armónicos [6].

### 3.3.2. Sobretensiones producidas en el PCC con la red de distribución.

El objetivo es conseguir una interfaz de unión entre la GD y la generación PV que permita un control de tensión adecuado, sin fluctuaciones y que prevenga el fenómeno de “islanding”.

Un ejemplo de diseño de arquitectura que pone a prueba los sistemas de control entre la red principal y la generación PV es el que aparece en la Fig. 3.4:

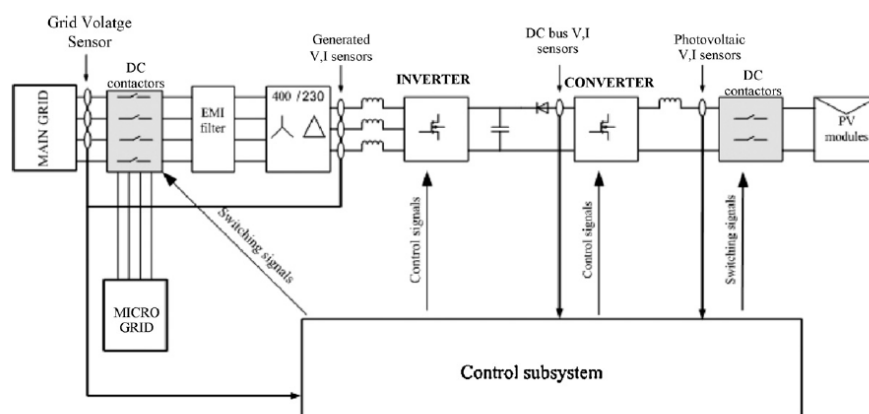


Fig. 1. Descripción de PV-DG power subsystem.

Fig. 3.4. Descripción de un subsistema PV-DG [7].

Utiliza un procesador de doble señal (DSP) conectado a la red de referencia PV, conectado en cascada con un convertidor DC/DC y un inversor DC/AC, con algoritmos de control coordinado. Gracias a un regulador PID se controla la tensión dentro de unos límites, y gracias a reguladores proporcional-integral (PI) se realiza el control de potencia activa y reactiva. Permite corregir el FP y previene del fenómeno “islanding”.

Pero existen ciertos problemas en este sistema de control. La dificultad reside en cómo hacer coincidir el intervalo para el tiempo computacional y el correspondiente al que el sistema necesita para completar la información transferida por el DSP. Este método no funciona satisfactoriamente si la tensión de la red es desequilibrada, o distorsionada por los armónicos y las variaciones de frecuencia, lo que derivaría en sobretensiones en el sistema, superando el 120% del valor de la tensión nominal [7].

### 3.3.3. Sobretensiones producidas por los inversores de los generadores PVs

Un nuevo tipo de sobretensiones, no cubiertos por las normas actuales, se ha detectado en plantas de energía solar PV a partir de sus inversores. Si estas sobretensiones se producen pueden ser transmitidas a la red de MT, pudiendo dar lugar a daños en equipos electrónicos, no solo en MT sino en BT. En la Fig. 3.5 se muestra el esquema de una planta PV:

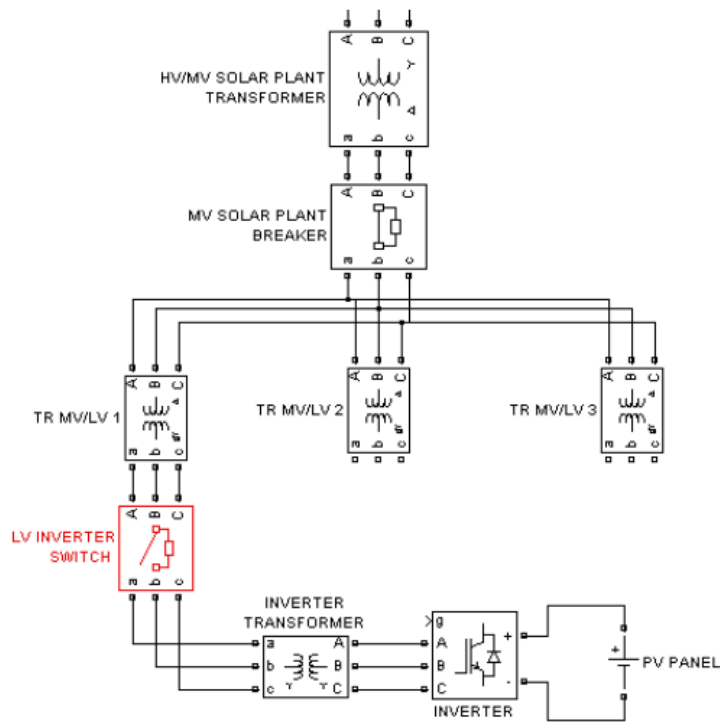


Fig. 3.5. Esquema de una planta PV [8].

Se ha demostrado en [8] que la apertura de interruptores aguas arriba de los inversores genera sobretensiones en la red. Esto produce fallos de equipos en la red como por ejemplo en los medidores, los cuales son más propensos a ser dañados ya que en las plantas PV son los únicos dispositivos electrónicos, a parte del inversor. En la Fig. 3.6 se pueden observar las variaciones de tensión producidas:

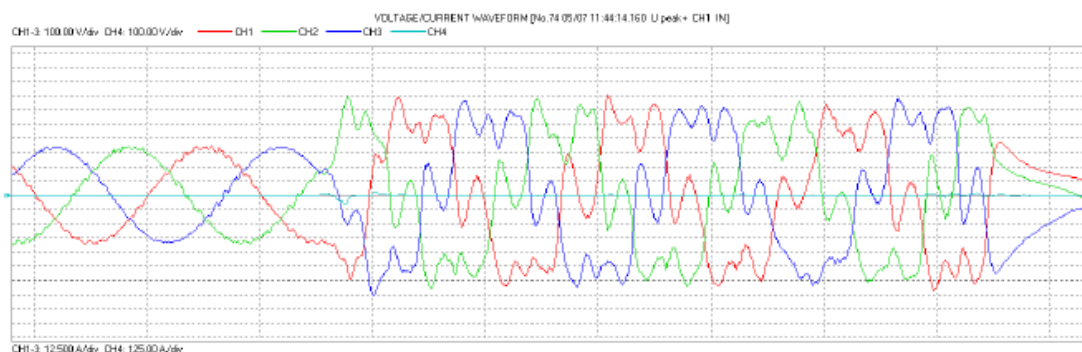


Fig. 3.6. Sobretensión producida por la apertura de un interruptor debida al inversor [8].

Se observa en Fig. 3.6 que la tensión ha aumentado considerablemente. De tener un valor aproximado de 300 V pasa a alcanzar un máximo de 700 V.

A raíz de esto se han propuesto diversas soluciones, como el software (SW) de protección, los supresores de tensión y los convertidores de DC/DC (Chopper).

Este fenómeno no se trata de un problema de “islanding”, fácil de detectar cuando hay un equilibrio de generación y demanda, sino que las circunstancias en las que aparecen las sobretensiones suelen estar relacionadas con una generación muy superior a la carga, ya que el sistema PV está aislado, con lo que una excesiva generación PV podría provocar sobretensiones. Este fenómeno hay que controlarlo y estudiarlo, ya que no está detallado en las normas de control de tensión [8] debido a que es un nuevo tipo de sobretensión producido por el uso de inversores.

### 3.4. Soluciones a la sobretensión en la generación PV

Después de conocer las diversas sobretensiones producidas por la GD y por la generación PV y experimentar que los daños que pueden ocasionar son graves para los equipos e instalaciones, se proponen diversas soluciones para paliar este fenómeno.

Diversos autores han realizado experimentos [9]-[15] y se han propuesto los siguientes métodos de protección frente a sobretensiones:

- Controlador automático de adaptación [9].
- Alimentadores de BT [10] [11].
- Subsistemas controlados por potencia (PCS's) [12].
- Control centralizado utilizando inversores y transformadores reguladores de tomas [13] [15].
- Utilización de baterías de almacenamiento [14].

#### 3.4.1. Controlador automático de adaptación

En [9] se propone un controlador automático de adaptación que permite gestionar adecuadamente la potencia reactiva suministrada por los inversores de las unidades PVs para prestar el servicio de energía reactiva auxiliar en base a las necesidades.

En una red de distribución como se muestra en la Fig. 3.7 lo que se busca es el control centralizado:

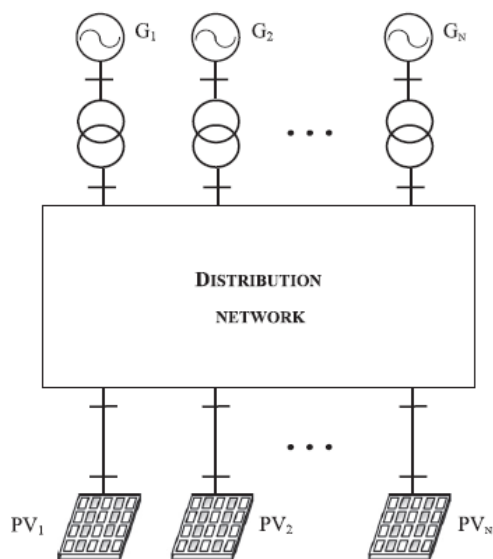


Fig. 3.7. Esquema de una red con generación PV [9].

El objetivo del controlador automático de adaptación es garantizar el suministro de potencia activa durante todo momento y minimizar las pérdidas en la red mediante el control de potencia reactiva, que se consigue mediante un algoritmo de optimización [9]. Cuando los módulos PVs no reciben demasiada luz solar, el método empleado obliga a los inversores a inyectar potencia reactiva en el sistema. Y hace lo contrario cuando la radiación es alta.

Este método no se puede aplicar a la totalidad de la red de distribución porque es un método muy complejo, pero es capaz de controlar la red en tiempo real, adaptándose a cualquier cambio en el sistema, incluyendo las sobretensiones. Se trata de un método para controlar la potencia reactiva proporcionada por los inversores PVs con el fin de reducir las pérdidas de la red y mantener la tensión dentro de unos límites. Se basa en la teoría de la sensibilidad de la función de Lyapunov [9].

### 3.4.2. Alimentadores de BT

Es una técnica de reducción de sobretensiones mediante alimentadores de BT como un medio de incrementar la capacidad instalada y el rendimiento de la generación PV.

Las sobretensiones son la principal razón para limitar la capacidad (potencia activa) de la GD en la generación PV, que puede ser conectada a un sistema de distribución de BT. Durante el exceso de generación de energía PV y los períodos de baja carga, existe la posibilidad de revertir el flujo de energía y, por consiguiente, un aumento de tensión en el alimentador de BT. Para abordar estos problemas de sobretensión se puede:

- Reducir la tensión del secundario del transformador.
- Permitir que la GD absorba potencia reactiva.
- Instalar transformadores con reguladores de tomas.
- Aumentar el tamaño de los conductores, reduciendo así la impedancia de línea.
- Almacenar el excedente de energía para un uso posterior.
- Reducir la potencia instalada de la GD.

Este método se ha desarrollado a través de dos estudios diferentes de sobretensiones en una típica zona residencial con viviendas y GD como la que aparece en la Fig. 3.8:

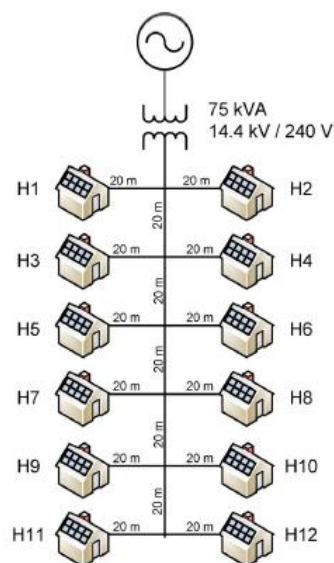


Fig. 3.8. Zona residencial con generación PV [10].



Este control de tensión empleado en [10], aporta una reducción de pérdidas en las líneas y de contingencias debido a la cercana generación a la zona de consumo, a la vez que una mejor distribución de energía eléctrica.

### 3.4.3. Subsistemas controlados por potencia (PCS's)

Los PCS's son subsistemas de control de potencia que pueden proteger contra las sobretensiones. Un esquema de PCS se muestra en la Fig. 3.11:

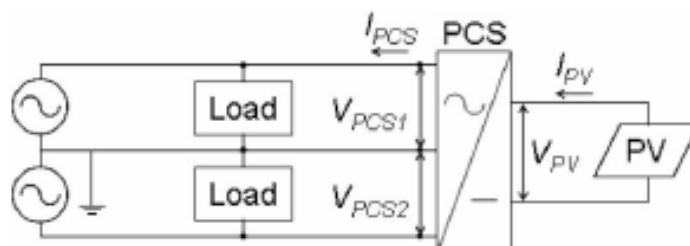


Fig. 3.11. Esquema de un PCS [12].

Los PCS's se basan en dos tipos de protección frente a sobretensiones: control de potencia activa y control de potencia reactiva. La detección de la falta se realiza mediante un control de potencia, manteniendo una tensión dentro de unos límites,  $101 \pm 6 \text{ V}$  ó  $202 \pm 20 \text{ V}$  [12]. En cuanto se sobrepasan esos límites, tanto por arriba como por abajo, actúa la protección. El PCS cuenta con un seguidor del MPPT, que se ajusta al punto de funcionamiento de la curva I-U del generador PV, como se observa en la Fig. 3.12.

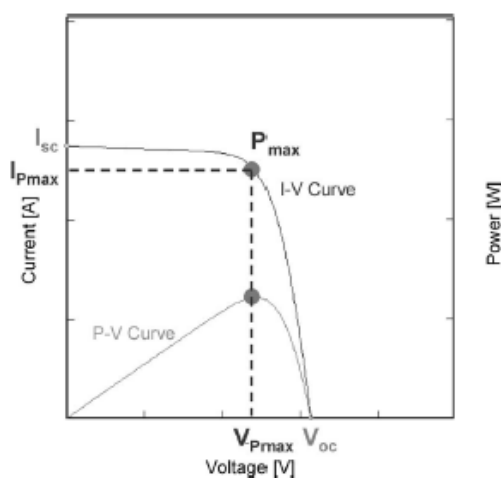


Fig. 3.12. Curva I-U de un generador PV [12].

Sin embargo, durante la regulación de potencia activa, el punto de funcionamiento no estará en el punto de potencia máxima ( $P_{max}$ ). El PCS limita la corriente de entrada a fin de reducir la potencia de salida, por lo que el punto de trabajo se mueve hacia la tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ). Usando esta característica, la activación de la función de protección contra sobretensiones detecta el problema a partir de los datos de medición. Es necesario un tiempo medio de 1 minuto debido a la velocidad de control de la función de protección.

La función de la red de protección frente a sobretensiones se puede clasificar en dos tipos, como ya se ha visto: control de potencia reactiva y activa (regulación). Estos controles suelen tener unos valores establecidos. Uno de ellos es la "tensión de arranque" del control, y la otra es la



“tensión de recuperación”. El PCS inicia el control de la tensión en el terminal de salida cuando supera la tensión de arranque, y parará de controlar cuando la tensión sea inferior a la tensión de recuperación. En la Fig. 3.13 se muestra la actuación del PCS en un ejemplo de simulación [12]:

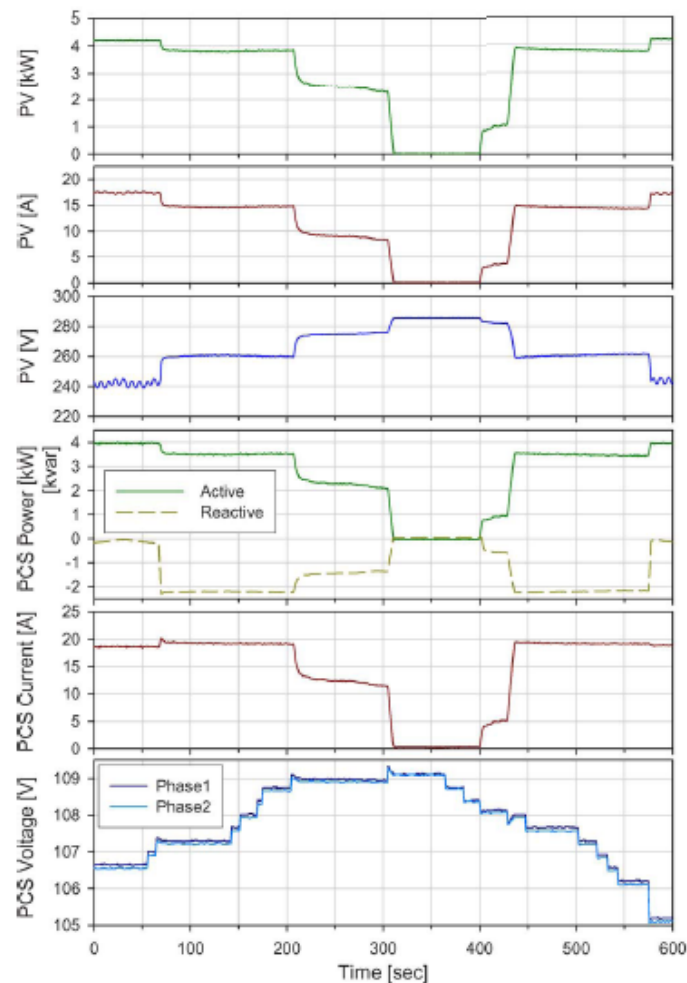


Fig. 3.13. Resultados del control PCS [12].

Según los resultados [12], el control de potencia reactiva se inició alrededor de 70 s, cuando la tensión superó los 107 V. La tensión siguió aumentando y alcanzó 108.8 V en 200 s. Inmediatamente después, comenzó el control de potencia activa. Se redujo la potencia activa al 50 % en ese instante, y a continuación al 0 % cuando alcanzó los 109 V. La potencia de salida se recupera a un 50 % y a un 100 % a 108.5 V y 108 V respectivamente, y el control de potencia reactiva terminó a 106 V. Cabe destacar que el método de control es diferente según el fabricante, por lo que esto sólo es un ejemplo.

El control de los PCS's para la protección contra las sobretensiones puede provocar pérdidas de potencia de salida, debido al aumento de tensión, que pueden dañar los equipos electrónicos, como los inversores, medidores. Las diferencias entre generación y demanda se acentúan en períodos estacionales determinados (primavera y otoño) y en fines de semana, ya que el consumo disminuye considerablemente. Para controlarlo se necesita optimizar el sistema para compartir las pérdidas con todos los sistemas que estén conectados a la red de distribución. La causa más importante que provoca variaciones de tensión y, por consiguiente, pérdidas en el sistema son las diferentes impedancias de red.

El principal objetivo de los PCS's es conseguir que áreas residenciales puedan abastecerse con generación PV a la vez que protegen la red ante sobretensiones producidas por los generadores PV en los días que hay exceso de generación [12].

#### 3.4.4. Control centralizado utilizando inversores y transformadores reguladores de tomas.

En este método lo que se busca es una red de distribución inteligente con un control centralizado en el que se mantenga la tensión dentro de unos límites establecidos. Un esquema del control centralizado se puede observar en la Fig. 3.14:

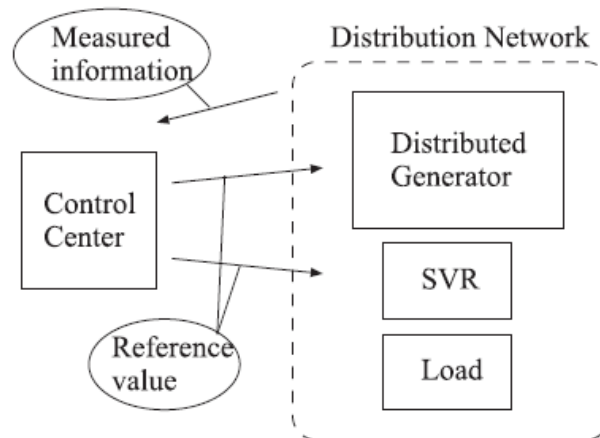


Fig. 3.14. Control centralizado [13].

Según el estudio [13], realizado en Japón y bajo su normativa, el objetivo es mantener el FP dentro de unos límites. Sin embargo, si la potencia reactiva de la GD puede ser controlada adecuadamente, puede contribuir a la regulación de tensión. Se han realizado otros estudios [15] en los que se reduce la potencia activa para controlar el FP, pero se ha llegado a la conclusión de que no es beneficioso para el consumidor de energía eléctrica en la GD y tampoco hay posibilidad de venta de energía excedente. Por lo tanto se controla la potencia reactiva sin disminuir la activa.

Según el estudio [13], el nivel de tensión en el lado de BT del sistema de distribución se encuentra dentro de los límites que marca la Ley de Regulación de Electricidad ( $101 \pm 6$  V).

Se emplean dos métodos de control:

- Control de potencia reactiva mediante inversores conectados.
- Control mediante transformadores con cambio de tomas (LRT y SVR).

##### a) *Control de potencia reactiva mediante inversores conectados*

El primero de los métodos propone el uso de inversores para controlar las fluctuaciones de potencia de salida que ocurren en la generación PV, debidas a condiciones climáticas. Estas fluctuaciones provocan variaciones de tensión muy rápidas que son difíciles de corregir. Con el fin de responder a estas fluctuaciones lo más rápidamente posible, cada inversor regula la potencia reactiva para controlar las desviaciones de tensión y mantenerla dentro de los límites establecidos. El rango de tolerancia se establece en  $\pm 2\%$  del valor de la tensión de referencia, y se basa en la información centralizada del centro del control. En la Fig. 3.15 se muestra un esquema del control de potencia reactiva [13]:

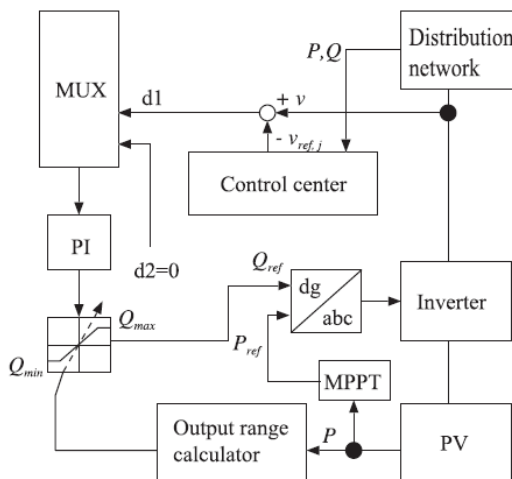


Fig. 3.15. Esquema de control de potencia reactiva [13].

Utiliza métodos de control avanzados para la actuación de los inversores, denominado “algoritmo genético” (GA) [13]. El algoritmo simplificado se muestra en la Fig. 3.16:

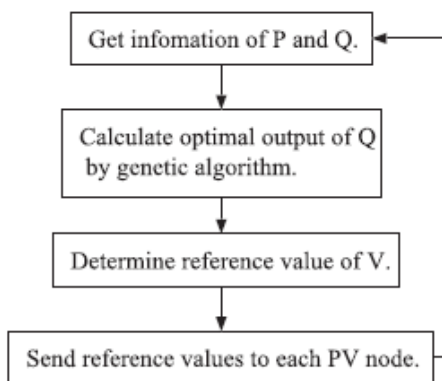


Fig. 3.16. Algoritmo de control de tensión [13].

b) *Control mediante transformadores cambiadores de tomas (LRT y SVR)*

En este estudio [13] se destaca cómo obtener los parámetros del transformador de tomas (LRT).

En la Fig. 3.17 de puede ver el esquema de un LRT:

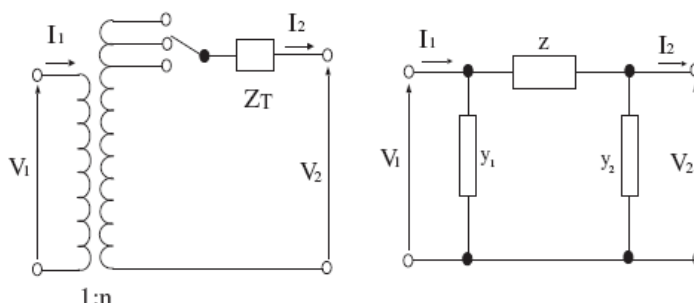


Fig. 3.17. Esquema del circuito equivalente de un LRT [13].

El estudio [13] propone dos métodos de control de las tomas del transformador, además de un método convencional de control.

En el primer caso se calcula la función óptima que determina las posiciones de las tomas del transformador basándose en la información centralizada de la red de distribución. En el segundo caso se propone un método de control coordinado de las posiciones de las tomas con respecto a una tensión de referencia. Se diferencia principalmente del primer caso en que este método utiliza métodos de control avanzado GA, y que la potencia reactiva también se trata como una variable. Además se describe un método de control convencional cuyo principal cometido es mantener una tensión constante y que se utiliza en países menos desarrollados [13].

Los resultados obtenidos de este estudio están simulados para una generación PV producida en un día soleado, y particularizado para la franja horaria de 12 a 14 horas, que es cuando la generación es mayor. Se puede observar en la Fig. 3.18:

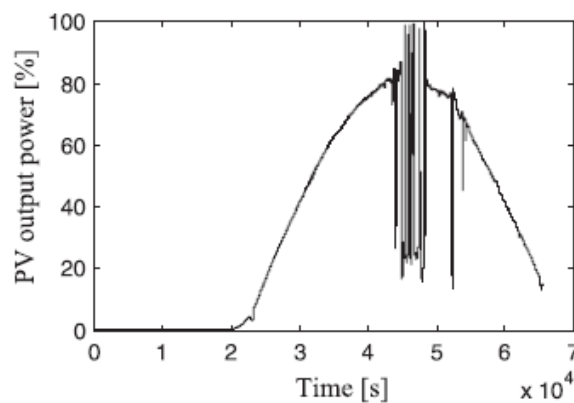


Fig. 3.18. Curva de potencia de salida PV en un día soleado [13].

Los resultados obtenidos en este estudio [13] demuestran que sí se consigue mantener la tensión dentro de unos rangos establecidos ( $\pm 5\%$ ), como se muestra en las Fig. 3.19, Fig. 3.20 y Fig. 3.21:

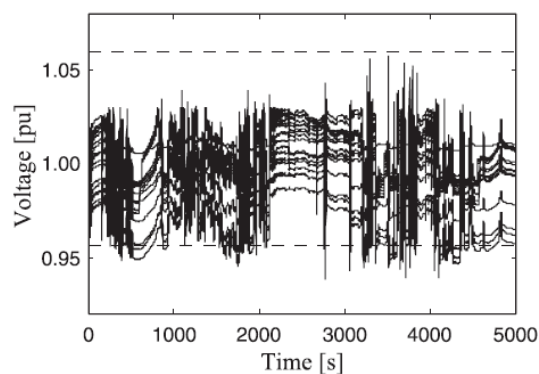


Fig. 3.19. Fluctuaciones de tensión con control convencional [13].

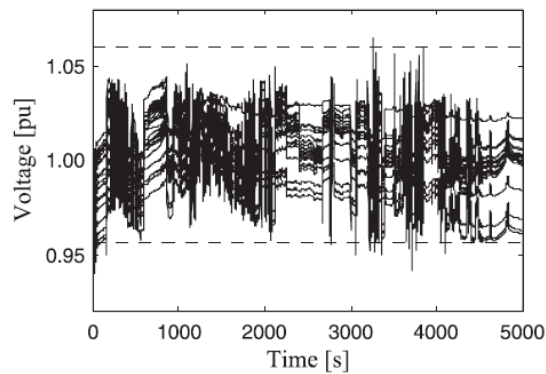


Fig. 3.20. Fluctuaciones de tensión en el caso 1 [13].

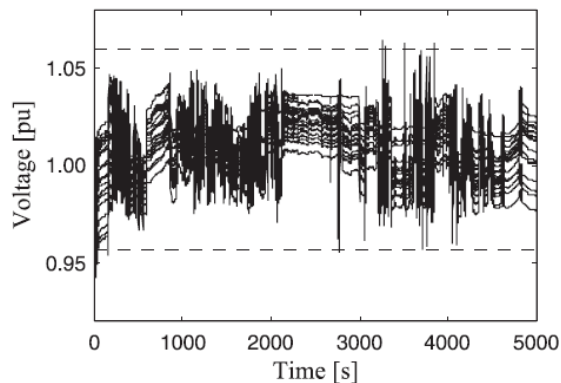


Fig. 3.21. Fluctuaciones de tensión en el caso 2 [13].

Además el estudio [13] confirma que en el caso 2 el número de cambios de tomas de los transformadores es menor.

Si la GD se conectara de manera uniforme no sería difícil la eliminación de las desviaciones de tensión, pero en la realidad, la función de optimización puede dar problemas a la hora de analizar regiones muy extensas, ya que el cálculo se complica demasiado debido a la complejidad del sistema.

### 3.4.5. Utilización de baterías de almacenamiento

Se han realizado estudios [14] en los que se conectan baterías de almacenamiento en las redes de generación con presencia PV para controlar las pérdidas y las sobretensiones producidas por la generación PV. Un esquema de este método es el mostrado en la Fig. 3.22:

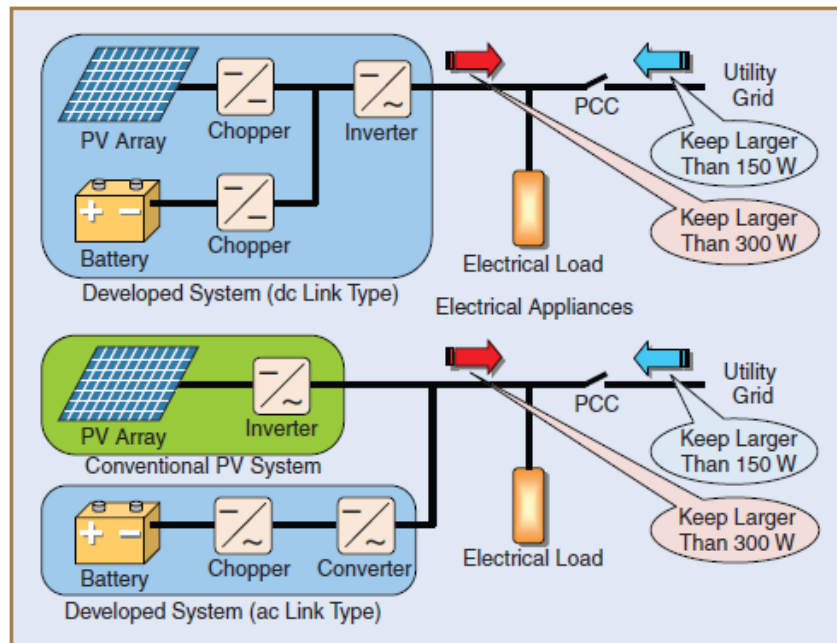


Fig. 3.22. Esquema de un sistema de baterías de almacenamiento conectado a generación PV [14].

Se desarrollaron dos tipos de circuitos para el almacenamiento de energía en sistemas PV: un sistema de AC y un sistema de DC.

Se proponen cuatro métodos de control de tensión utilizando estas baterías de almacenamiento, mostrados en la Fig. 3.23:

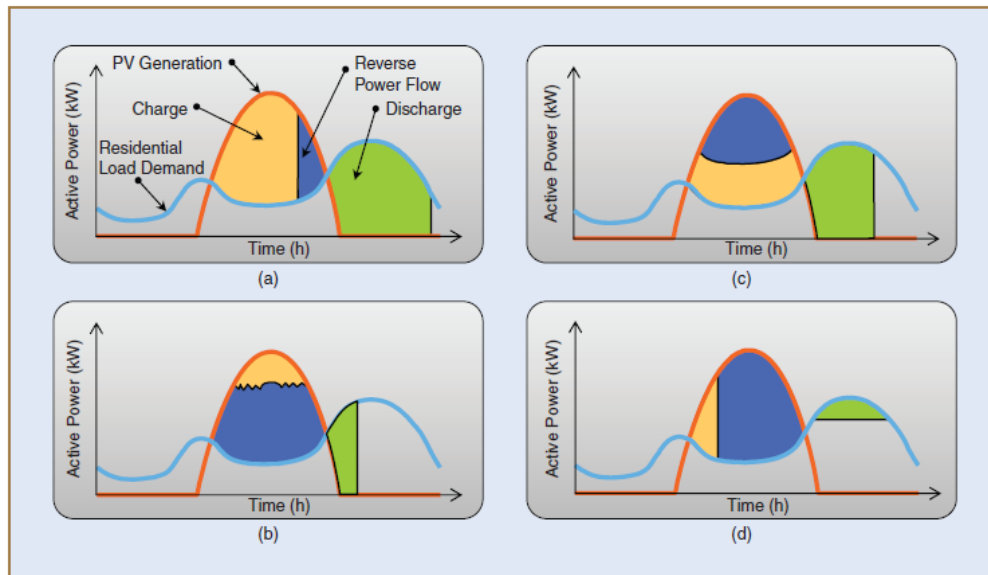


Fig. 3.23. Métodos de operación de control de tensión utilizando baterías de almacenamiento [14].

Los métodos propuestos son:

- la operación inversa de flujo de carga
- la operación programada
- operación de cambio de pico
- operación de control de tensión

La operación inversa de flujo de carga es el modo de funcionamiento básico y mantiene, en la medida de lo posible, un flujo de energía constante en el PCC. La operación programada permite que la batería de almacenamiento siga alimentando a la carga durante un período de tiempo decidido de antemano. La operación de cambio de pico puede mantener la cantidad de flujo de potencia en el PCC en un valor constante determinado previamente, por lo que tiene el mismo efecto que la operación programada. La operación de control de tensión es un método directo para disuadir la restricción de la producción de energía en comparación con otro método de operación. Este método se activa para cargar la batería de almacenamiento sólo cuando la tensión va en aumento.

El problema es que los emplazamientos de las baterías pueden ser peligrosos [14], por lo que se deben cumplir tres consideraciones esenciales para su correcto funcionamiento:

- Si la batería de plomo-ácido se deja en un estado de descarga, se puede deteriorar y acortar el tiempo de vida.
- La frecuencia de uso de la batería y la impedancia de la línea pueden deteriorar el sistema.
- Se acorta el tiempo de vida si se producen grandes cargas y descargas de energía.

### 3.5. Cuadro resumen de las sobretensiones en generación PV

TIPO	ORIGEN	CONSECUENCIAS	CORRECCIÓN	VALORES
Producidas por falta a tierra	Red de GD (microred).	Daños en los equipos (irrupción en las operaciones del sistema, componentes electrónicos, como los inversores, placas de circuitos)	Colocación de buenas tomas de tierra, relés de protección, fusibles.	Hasta un 125% de la tensión nominal según [4].
Producidas por resonancia	Red de GD (microred).	Daños en generadores y condensadores	Control del FP [9]	Se alcanzan valores hasta 3 p.u. según [4].
Producidas por la regulación de tensión	Red de GD (microred).	Daños en aparatos eléctricos (componentes electrónicos y circuitos)	Controlando la corriente inyectada y utilizando valores bajos de impedancia de la red	Entre el 105 y el 110% de la tensión nominal según [4].
Producidas por transferencia de la red de distribución	Red de GD (microred).	Daños en los equipos de la red de distribución (componentes electrónicos, irrupción en las operaciones del sistema, placas de circuitos).	Pararrayos y puntos de descarga como tomas de tierra, baterías de almacenamiento [14], PCS's [12].	Grandes sobretensiones que pueden alcanzar los 6 kV en BT según [4].
Producidas por "islanding"	Generación PV	Grandes variaciones de tensión que dañan la instalación PV (componentes electrónicos y circuitos, inversores)	Uso de inversores [13] con sistemas de almacenamiento [15] y se propone el uso de FP unitario para evitar armónicos .	Superiores al 110% de la tensión nominal según [6].
Producidas en el PCC con la red de distribución.	Generación PV	Daños en la instalación PV (componentes electrónicos y circuitos, inversores) y mala calidad de suministro de energía eléctrica	Control centralizado de tensión, con regulación de potencia reactiva [9] [13].	Superiores al 120% de la tensión nominal según [7].
Producidas por los inversores de los generadores PVs	Generación PV	Fallos en los equipos electrónicos de la red, como los medidores	SW de protección, supresores de tensión y convertidores de DC/DC (Chopper) y alimentadores de BT [10].	Se alcanzan valores mayores de 2 p.u. según [8].

Tabla 3 1. Cuadro resumen de sobretensiones en generación PV



Esta página ha sido dejada en blanco intencionadamente

## 4. HUECOS DE TENSIÓN

En este apartado se describe qué es un hueco de tensión y cómo se produce, además de la normativa que deben cumplir las instalaciones PV ante los huecos de tensión y diversos métodos para controlar y solucionar este problema.

### 4.1. Definición de hueco de tensión

Un hueco de tensión es una caída repentina de la tensión de una o varias fases del sistema por debajo de un cierto umbral (típicamente el 85% de la tensión nominal).

La duración de un hueco de tensión es el tiempo que la tensión ha estado por debajo del valor umbral. La tensión residual es el valor mínimo de tensión durante el hueco de tensión y la profundidad del hueco la diferencia entre el valor nominal de tensión y la tensión residual.

Los huecos de tensión se producen habitualmente por faltas en la red y su duración depende del tiempo de despeje de la falta y de la recuperación de la tensión.

### 4.2. Clasificación de huecos de tensión

La necesidad de la evaluación de la calidad de la energía eléctrica, generada por la exigencia cada vez mayor de los usuarios, y la responsabilidad sobre la misma por parte de las compañías distribuidoras, ha conducido a la búsqueda de diversos índices que permitan cuantificar y hacer un seguimiento de dicha calidad [19]-[22].

Históricamente, los primeros índices desarrollados se han referido a interrupciones del suministro, dado que la continuidad del suministro ha sido siempre lo más prioritario. Ello ha dado lugar a que los índices relativos a interrupciones de larga duración (superior a algunos minutos) tengan un grado de implantación relativamente amplio. Entre ellos, cabe destacar el *NIEPI (FES)* y el *TIEPI (DES)*, los cuales proporcionan, respectivamente, el número equivalente de interrupción y el tiempo equivalente de interrupciones [23], [24]. Los índices *NIEPI* y *TIEPI* son utilizados en España y *FES* y *DES* en Colombia.

Por tanto, en la actualidad, el foco se centra en los huecos de tensión, que son también perturbaciones de gran relevancia por sus consecuencias directas, efectos secundarios y frecuencia de aparición. Con el avance y proliferación de los dispositivos electrónicos, en los sistemas eléctricos cada vez hay más dispositivos sensibles a huecos de tensión como los elementos de cómputo, elementos de mando y control, dispositivos de control de velocidad y variadores de frecuencia, entre otros, los cuales ocupan un papel importante en los procesos industriales y, por tanto, su buen funcionamiento es vital para ellos [19], [23]-[25].

Además, debido a los resultados positivos sobre la evolución respecto a la normalización y regulación de perturbaciones como armónicos e interrupciones, los usuarios del sector eléctrico han redireccionado e incrementado su interés sobre los huecos de tensión y su nivel de exigencia, en esta dirección, es cada vez mayor.

En este sentido, diversos autores han propuesto índices para huecos de tensión, como por ejemplo el *SARFI* [26], *ASIDI* [20], *SEI* y *ASEI* [27], entre otros, cuyo objetivo es evaluar la calidad de suministro desde el punto de vista de los huecos de tensión.

No obstante, la mayoría de estos índices no consideran al hueco de tensión como un fenómeno trifásico y, o bien se tiene en cuenta únicamente la fase de mayor profundidad, o bien se tienen en cuenta las tres fases por separado. Ello supone una pérdida de información, dado que el hueco de tensión es un fenómeno único, y los efectos del mismo están relacionados muy directamente con la manera en la que se producen los descensos de tensión en cada fase.

Entre las clasificaciones que tienen en cuenta las tres fases, la clasificación fasorial [24] es quizás la más importante por su amplia difusión y utilización en numerosos estudios. Esta clasificación tiene en cuenta, tanto el cambio en la magnitud como el salto del ángulo de fase. Sin embargo, tanto ésta como otras [24], [28] son de difícil aplicación para índices de huecos de tensión. Ello es debido a dos razones fundamentales: en primer lugar son clasificaciones que asignan los huecos a un determinado tipo, pero no queda claro el peso que dicho tipo debe tener en el índice en segundo lugar, la determinación del tipo de hueco de tensión no siempre es sencilla en el caso de registros reales.

#### 4.2.1. Clasificación fasorial

La caracterización fasorial de huecos de tensión es planteada por M. Bollen en sus trabajos [24], [30]. Esta caracterización considera tanto el módulo como el ángulo de los fasores de tensión en las tres fases durante el hueco de tensión. De acuerdo a esta caracterización se pueden clasificar los huecos de tensión en siete tipos cuyo diagrama fasorial se muestra en la Fig. 4.1.

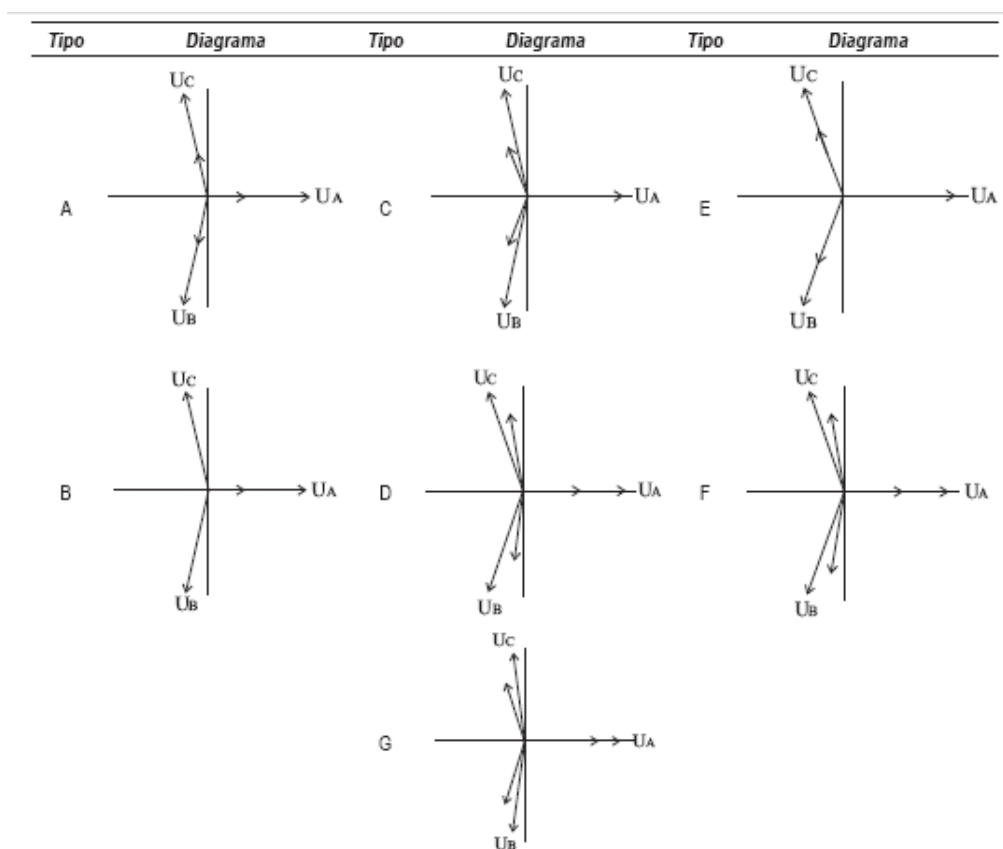


Fig. 4.1. Clasificación fasorial [24].

### 4.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

Existe una obligación legal de adaptar las plantas PV para soportar los huecos de tensión, basada en la promulgación del Real Decreto (RD) 1565/2010 [31] por el que se aplica la exigencia de adaptación de soporte de huecos de tensión a las plantas PV de potencia superior a 2 MW, incluso para plantas de potencia menor que se integren en el concepto de agrupación de la citada potencia.

El RD 1565/2010 Quince [31]. Se modifica el apartado 1 de la disposición transitoria quinta del RD 661/2007 [32], que queda redactado de la siguiente manera:

- Aquellas instalaciones eólicas cuya fecha de inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, sea anterior al 1 de enero de 2008 y cuya tecnología se considere técnicamente adaptable, tienen de plazo hasta el 31 de diciembre de 2010, inclusive, para adaptarse al cumplimiento del procedimiento de operación P.O. 12.3 [33].
- En el caso de instalaciones eólicas ubicadas en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, el plazo de adaptación se extenderá hasta el 30 de septiembre de 2011.
- En tanto no se desarrollen procedimientos de operación específicos, los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión que deban cumplir las instalaciones PV a las que les corresponda, de acuerdo con lo previsto en el articulado del presente real decreto, serán los previstos en el procedimiento de operación peninsular relativo a los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas, siendo de aplicación en los siguientes plazos:
  - i. para las instalaciones PV con fecha de inscripción definitiva posterior al 30 de junio de 2011, desde su fecha de inscripción definitiva;
  - ii. para las instalaciones PV con fecha de inscripción definitiva anterior al 1 de julio de 2011, a partir del 1 de octubre de 2011.

#### 4.3.1. Procedimiento de Operación 12.3

Las instalaciones eólicas y las instalaciones o agrupaciones de instalaciones PV de potencia superior a 2 MW están obligadas al cumplimiento de lo dispuesto en el P.O. 12.3 [33] "Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas".

El P.O. 12.3 [33] establece los requisitos que han de cumplir las distintas instalaciones de producción en régimen especial a efectos de garantizar la continuidad de suministro frente a huecos de tensión. Se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Respuesta frente a cortocircuitos: No se producirá la desconexión de la instalación para huecos de tensión en el punto de conexión a red incluidos en el área sombreada de la Fig. 4.2.

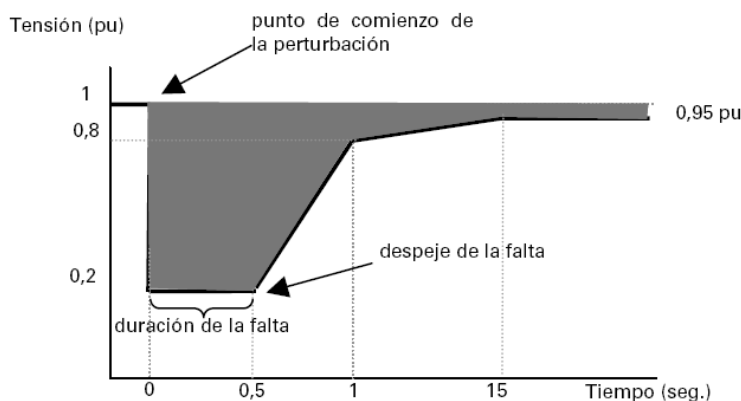


Fig. 4.2. Curva tensión-tiempo que define el área de "huevo de tensión" en el punto de conexión a red que debe ser soportado por la instalación. Tensión fase-tierra correspondiente a las fases en falta [33].

- Faltas equilibradas (trifásicas): para tensiones inferiores a 0,85 p.u., en el punto de conexión a red, la instalación deberá generar potencia reactiva, como se puede observar en la Fig. 4.3.

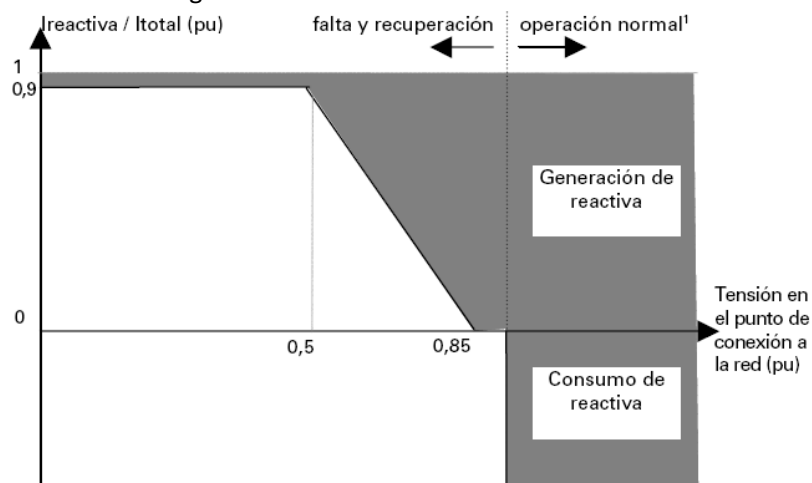


Fig. 4.3. Área de funcionamiento admisible durante los periodos de falta y de recuperación de tensión, en función de la tensión en el punto de conexión a red [33].

- Faltas desequilibradas (monofásicas y bifásicas): tanto durante el período de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia reactiva por parte de la instalación. No obstante lo anterior, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 150 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma. Adicionalmente se permiten consumos transitorios durante el resto de la falta siempre que se cumplan ciertas condiciones [33].

#### 4.4. Métodos empleados en el control de huecos de tensión

La importancia de soportar los huecos de tensión radica en que, cuando hay una falta en un punto de la red y actúan las protecciones, haya tiempo suficiente para aislar o separar la zona con el problema y no se produzca la parada de los elementos de generación en cascada y, en consecuencia, termine en un "apagón" generalizado.

Por lo tanto se proponen diversos métodos experimentales de control de huecos de tensión.

- Control basado en componentes simétricas conectadas a la red [34].
- Corrección de huecos de tensión a través de operación en GD [35].
- Control de potencia activa y reactiva [36].
- Potencial de cambio de tensión (VCP) [37].

#### 4.4.1. Control basado en componentes simétricas conectadas a la red

En [34] se describe el uso de componentes simétricas en el control de convertidores conectados a la red bajo condiciones de red desequilibrada. Se centra en el cumplimiento de los requisitos “Low-Voltage-Ride-Through” (LVRT), que consisten en que los dispositivos empleados en el suministro de energía eléctrica deben ser capaces de soportar caídas de tensión, cumpliendo que:

- Ante una caída de tensión se puede desconectar la red y posteriormente se puede volver a conectar y continuar con la operación después de la caída de tensión.
- Ante una caída de tensión puede mantenerse operativo y no desconectarse de la red.
- Debe apoyar a la red con potencia reactiva.

Este estudio [34] está realizado para GD de tipo eólica, pero el control se puede generalizar para generación PV. El sistema utilizado es el que se muestra en la Fig. 4.4.

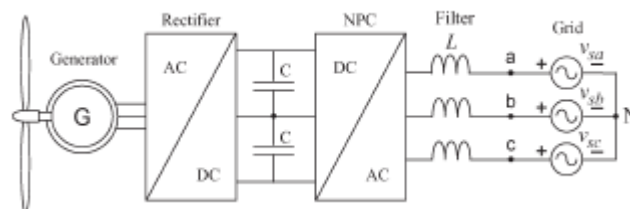


Fig. 4.4. Generador eólico conectado a la red a través de convertidores de potencia [34].

El sistema estudiado para el control se muestra en la Fig. 4.5.

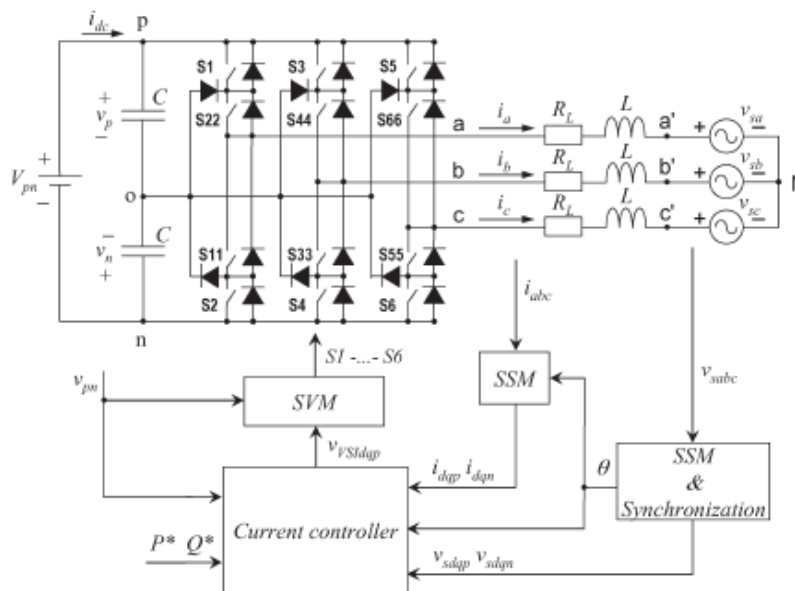


Fig. 4.5. Sistema de estudio y diagrama de bloques del control [34]

Se describen tres estrategias de control de corriente con componentes simétricas para cumplir con los requisitos LVRT y otras características de rendimiento del sistema (onda instantánea de la potencia activa y reactiva, corrientes equilibradas en la red y corriente máxima de la red).

- Vector regulador de corriente con alimentación en secuencia negativa de tensión de red (VCCF) [34].
- Controlador de vector de doble corriente (DVCC) [34].
- Regulador cuadrático lineal de corriente (LQR) [34].

a) *Vector regulador de corriente con alimentación en secuencia negativa de tensión de red (VCCF)*

El primer control utilizado está diseñado a partir de un diagrama de bloques que designa un vector regulador de corriente con alimentación en secuencia negativa de tensión de red (VCCF) [34], como el que se muestra en la Fig. 4.6.

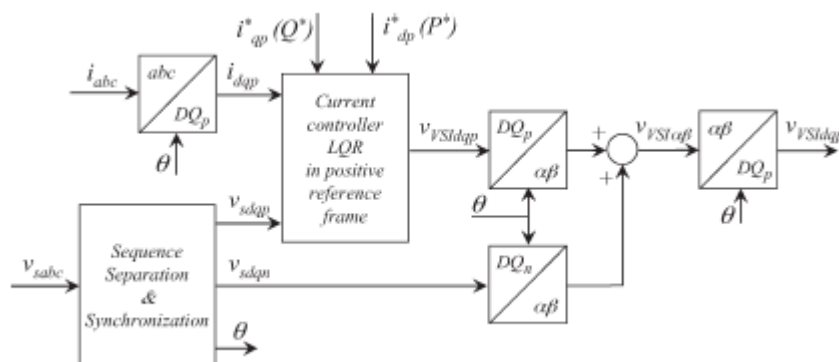


Fig. 4.6. Diagrama de bloques del control de VCCF [34].

El regulador de corriente se lleva a cabo en el marco de referencia positivo, mientras que la tensión de la red de secuencia negativa es alimentada hacia adelante y se añade a la tensión de referencia a la salida del controlador. Por lo tanto, la tensión generada por el convertidor tiene exactamente la misma secuencia negativa de tensión que la tensión de red.

b) *Controlador de vector de doble corriente (DVCC)*

Este método está representado por los diagramas de bloques que se muestran en la Fig.

4.7.

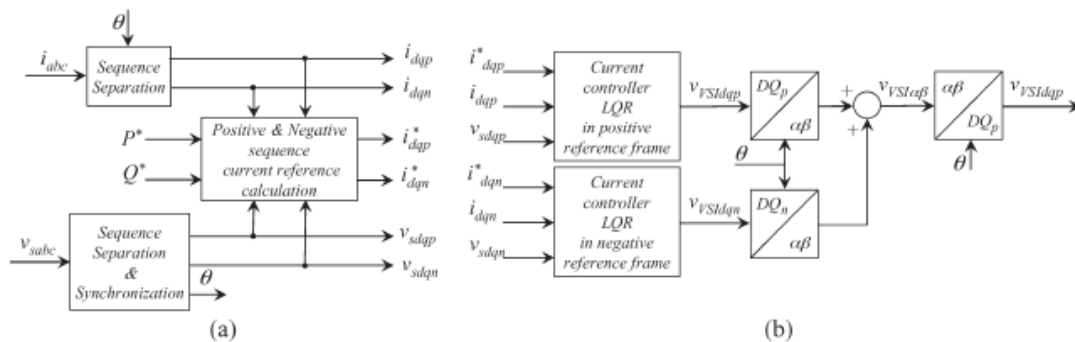


Fig. 4.7. Diagrama de bloques para el control DVCC. (a) Paso 1. Separación de secuencias, sincronización y cálculo de la corriente de referencia. (b) Paso 2. Controlador de la corriente de referencia [34].

Se definen como controladores de vector de doble corriente (DVCC's). Este método de control tiene dos etapas. En la primera etapa (Fig. 4.7 (a)) se realiza la separación de secuencias de intensidad (positiva y negativa), sincronización y cálculo de la corriente de referencia. En la segunda etapa (Fig. 4.7 (b)) dos controladores se implementan para la corriente positiva y la negativa.

Para calcular las referencias de DVCC se utilizan dos métodos. El primero (DVCC1) calcula las referencias mediante la potencia activa y la reactiva y anulando la oscilación de la potencia activa, y el segundo (DVCC2) calcula las referencias mediante la potencia activa y reactiva y controlando la oscilación de la potencia activa que se entrega a la red [34].

c) *Regulador cuadrático lineal de corriente (LQR)*

Las corrientes de secuencia positiva son controladas por el regulador LQR en el método VCCF, mientras que dos reguladores LQR idénticos se utilizan para controlar las secuencias positiva y negativa de corriente en el controlador DVCC.

LQR se basa en un sistema multivariable que utiliza un algoritmo para el cálculo de las variables de estado [34].

#### 4.4.1.1 Resultados experimentales

En [34] se realiza una simulación para el sistema de la Fig. 4.5. Se comparan los tres métodos utilizados para el control de huecos de tensión. Las especificaciones del sistema son:  $L=10\text{mH}$ ;  $R=0.5\ \Omega$ ;  $C=2200\ \mu\text{F}$ ;  $V_{pn}=100\ \text{V}$ ;  $V_{red}=37\ \text{Vrms}$ ;  $f=50\ \text{Hz}$ .

Se ha probado cada método de control para tipos de huecos de tensión, uno de tipo B al 70%, y otro de tipo C al 50% con  $30^\circ$  de desplazamiento de fase.

Los resultados experimentales se muestran en las Fig. 4.8 y Fig. 4.9.



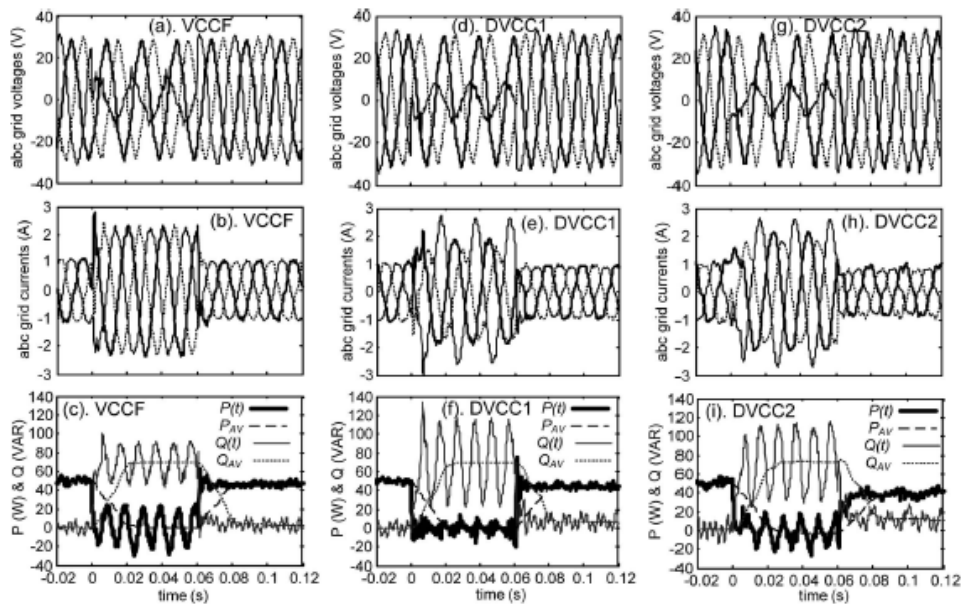


Fig. 4.8. Resultados experimentales. Tensión de red, corriente de red y media instantánea de potencia activa y reactiva para un hueco de tensión tipo B al 70%. (a)-(c) VCCF. (d)-(f) DVCC1. (g)-(i) DVCC2 [34].

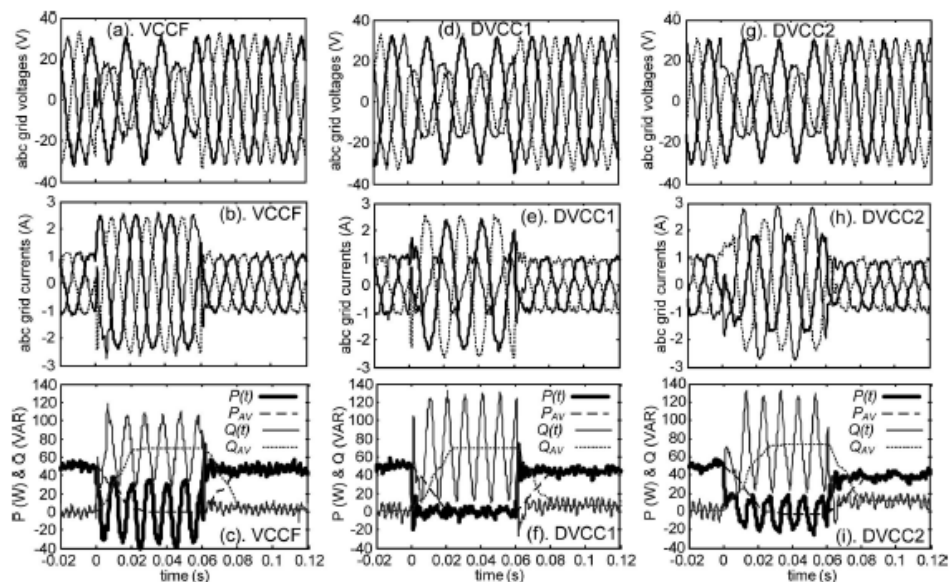


Fig. 4.9. Resultados experimentales. Tensión de red, corriente de red y media instantánea de potencia activa y reactiva para un hueco de tensión tipo C al 50%. (a)-(c) VCCF. (d)-(f) DVCC1. (g)-(i) DVCC2 [34].

#### 4.4.1.2 Análisis de los resultados experimentales

Un primer análisis de los resultados muestra una operación un poco más lenta para DVCC2 en comparación con DVCC1 y VCCF. Aún así, los tres controladores cumplen con los requisitos LVRT. También se observa que VCCF prioriza entregar corrientes equilibradas a la red, mientras que DVCC tiene como principal objetivo anular el flujo oscilante de potencia activa.

#### 4.4.2. Corrección de huecos de tensión a través de operación en GD

Las caídas de tensión son a menudo responsables de interrumpir el funcionamiento de equipos electrónicos sensibles (computadoras, variadores de velocidad y equipos de control). En [35] se presentan dos soluciones para evitar que estos equipos no operen en perfecto estado. Ambas soluciones hacen referencia al uso de GD para mantener la tensión en presencia de huecos

de tensión. Se centra en la respuesta transitoria de dos soluciones a huecos de tensión partiendo de una tensión equilibrada. Los dos métodos son:

- Convertidor electrónico de potencia conectado a la red de GD con un compensador en serie [35].
- Convertidor electrónico de potencia conectado a la red de GD con un interruptor de tres fases entre la carga y la red de distribución [35].

*a) Convertidor conectado a la GD con compensador en serie*

Un convertidor conectado a la GD es suficiente para mitigar huecos de tensión, pero se requiere una corriente alta si la tensión tiene que ser restaurada. Por esta razón se utiliza además un compensador en serie, ya que se necesita menos esfuerzo. Esta solución exige un inversor que se conecta en serie con la red [35]. El esquema del sistema se muestra en la Fig. 4.10.

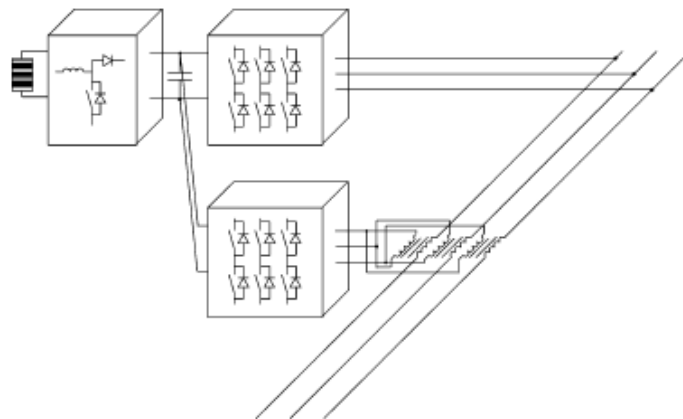


Fig. 4.10. Esquema de GD con un compensador en serie [35].

Una tensión adicional en DC se conecta mediante el inversor al sistema de GD. Un transformador conecta la salida del convertidor con la red. De esta manera es posible inyectar una tensión en serie con la tensión de alimentación cuando se produce una caída de tensión.

*b) Convertidor conectado a GD con interruptor de tres fases*

Se trata de un sistema formado por un convertido electrónico que está conectado a la red de GD, y un interruptor de tres fases de transferencia estática que se inserta entre la carga y la red de distribución. El esquema se puede observar en la Fig. 4.11.

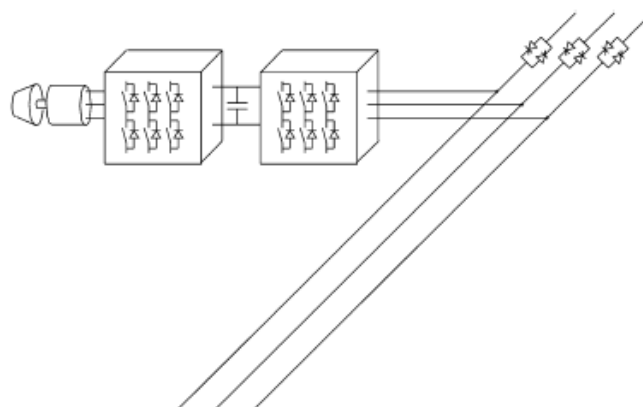


Fig. 4.11. Esquema de GD capaz de aislarse de la red de distribución durante caídas de tensión mediante un interruptor de transferencia estática [35].

Cuando se produce una caída de tensión, el interruptor se abre para desconectar el lado de la carga, donde se encuentran los equipos sensibles. El sistema de GD en el lado de la carga regula la tensión durante la duración del hueco de tensión. Se dice que la microred está operando en "isla". Durante la falta de tensión, la microred proporciona toda la potencia necesaria a las cargas del sistema. En el momento en que la tensión se restablece, el interruptor se vuelve a cerrar y el sistema de GD se conecta de nuevo con la red de distribución [35].

#### 4.4.2.1 Resultados experimentales

En [35] se describen los resultados a dos simulaciones, una referida a huecos de tensión equilibrados de tipo A del 40%, y otra para huecos de tipo C del 40% desequilibrados. Ambos tipos de huecos de tensión se han aplicado a los dos sistemas de control que se han descrito en este apartado.

##### a) Huecos equilibrados

Se simula un hueco de tensión tipo A, como el que se muestra en la Fig. 4.12.

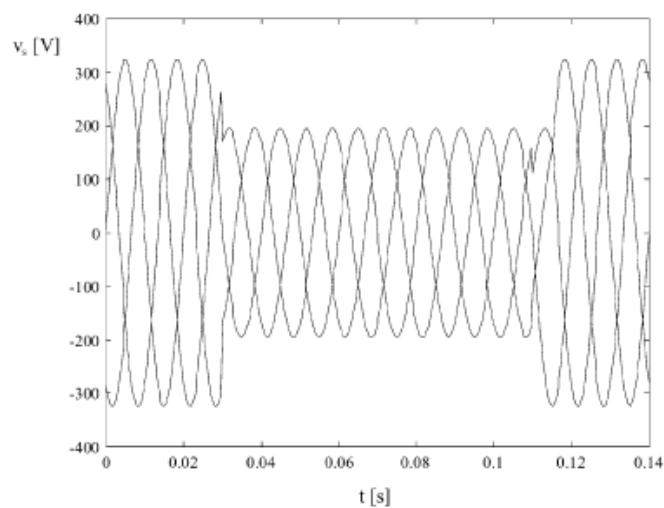


Fig. 4.12. Tensión trifásica durante un hueco de tensión tipo A [35].

En la Fig. 4.13 y la Fig. 4.14 se muestran la respuesta de tensión del compensador y el restablecimiento de la tensión trifásica en el lado de la carga, después de haber aplicado el primer método (compensador en serie).

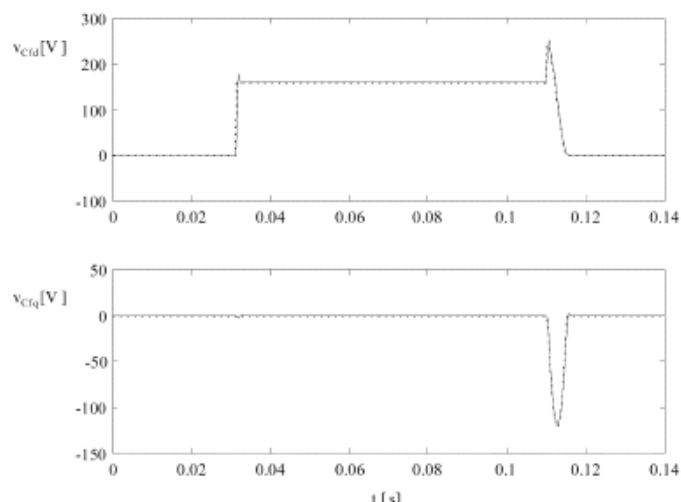


Fig. 4.13. Respuesta de las tensiones d y q del compensador en serie [35].

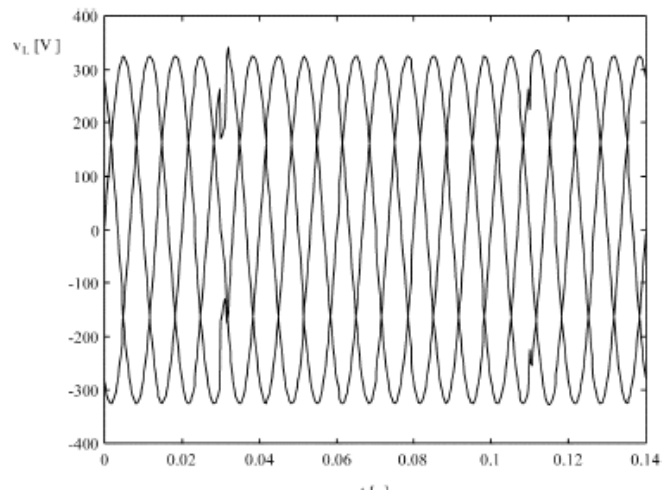


Fig. 4.14. Tensión trifásica en lado de la carga después de la compensación en serie [35].

En la Fig. 4.15 y la Fig. 4.16 se muestran la respuesta de tensión del compensador y el restablecimiento de la tensión trifásica en el lado de la carga, después de haber aplicado el segundo método (operación de la microred).

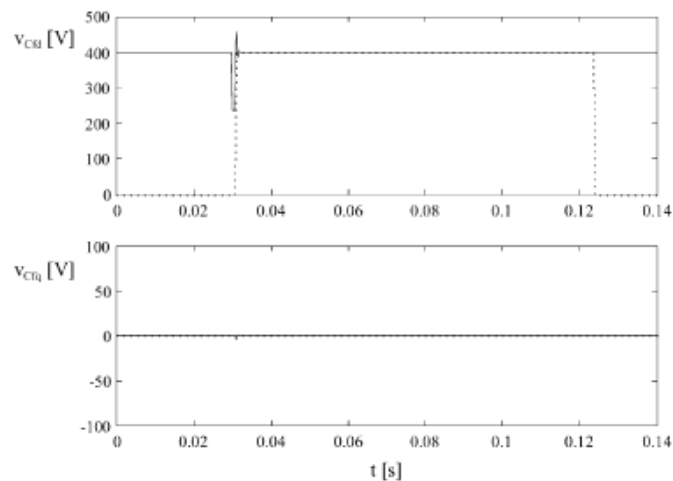


Fig. 4.15. Respuesta de las tensiones d y q del compensador mediante la operación en la microred [35].

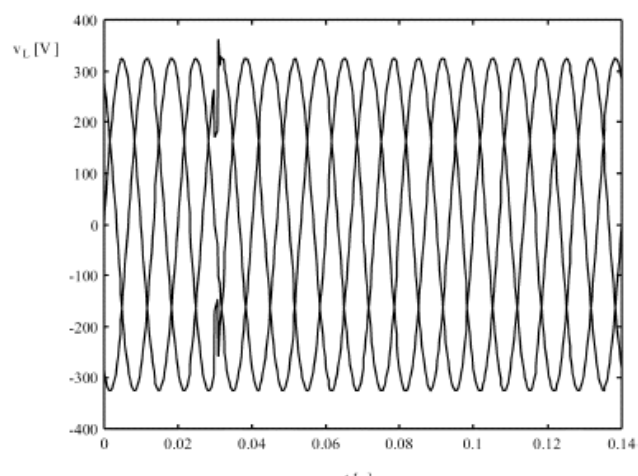


Fig. 4.16. Tensión trifásica en el lado de la carga después de la operación en microred [35].

b) *Huecos desequilibrados*

Se simula un hueco de tensión tipo C, como el que se muestra en la Fig. 4.17.

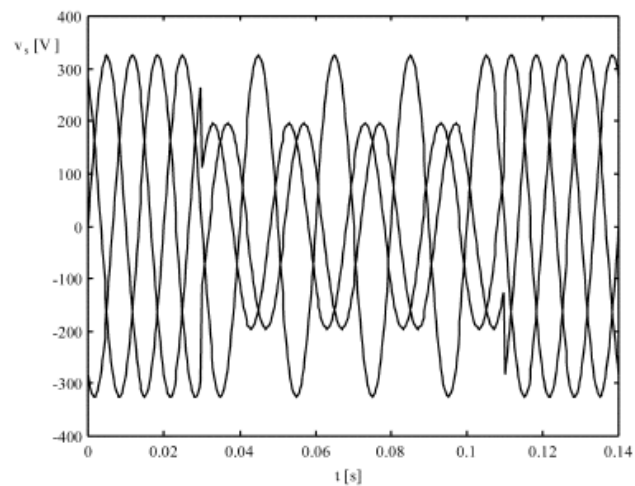


Fig. 4.17. Tensión trifásica durante un hueco de tensión tipo B [35].

En la Fig. 4.18 y la Fig. 4.19 se muestran la respuestas de tensión del compensador (positiva y negativa respectivamente), y en la Fig. 4.20 se muestra el restablecimiento de la tensión trifásica en el lado de la carga, después de haber aplicado el primer método (compensador en serie).

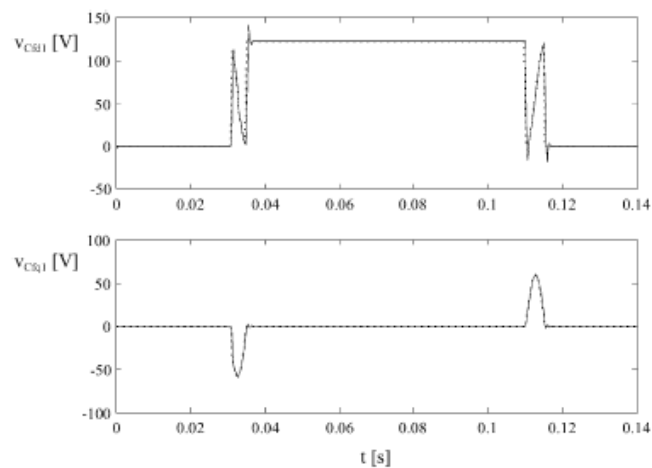


Fig. 4.18. Respuesta positiva de las tensiones d y q del compensador en serie [35].

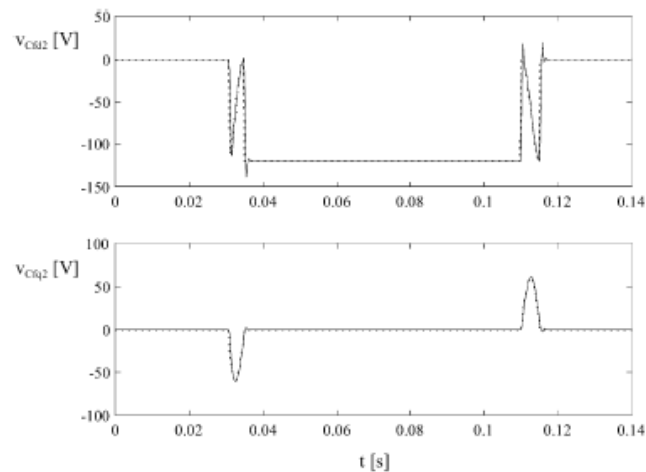


Fig. 4.19. Respuesta negativa de las tensiones d y q del compensador en serie [35].

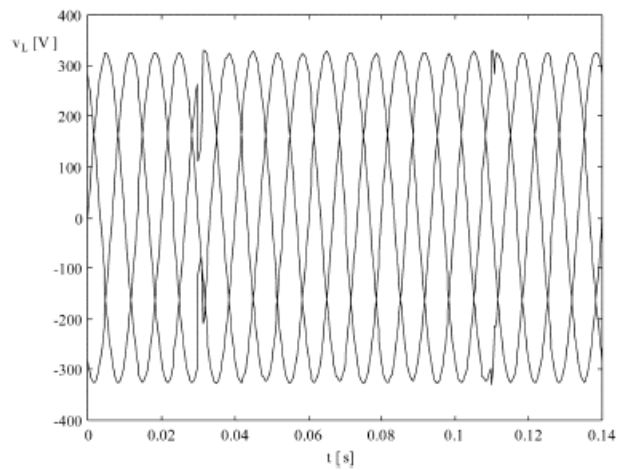


Fig. 4.20. Tensión trifásica en lado de la carga después de la compensación en serie [35].

En la Fig. 4.21 y la Fig. 4.22 se muestran la respuesta de tensión del compensador y el restablecimiento de la tensión trifásica en el lado de la carga, después de haber aplicado el segundo método (operación de la microred).

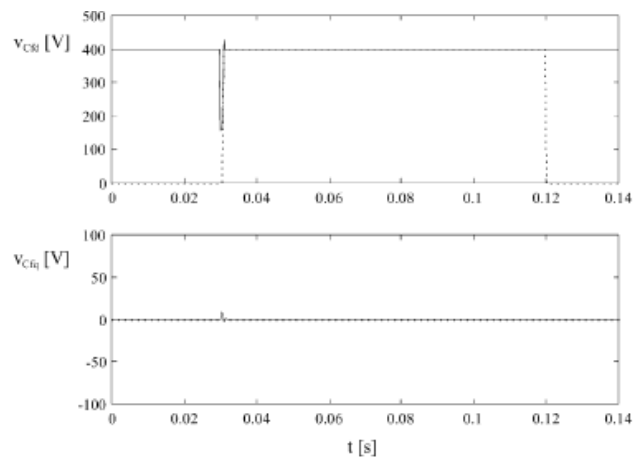


Fig. 4.21. Respuesta de las tensiones d y q del compensador mediante la operación en la microred [35].

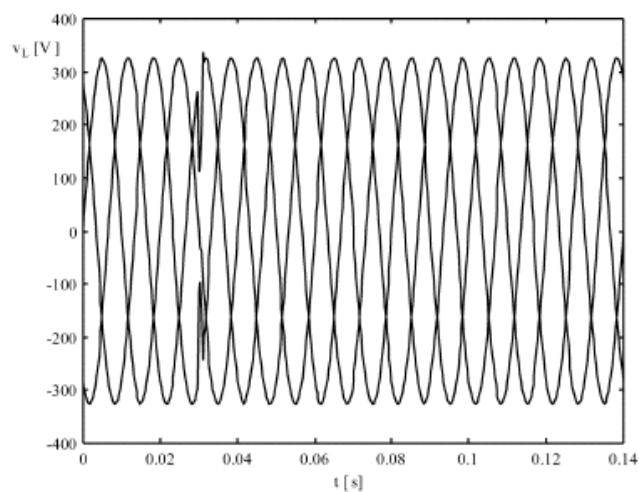


Fig. 4.22. Tensión trifásica en el lado de la carga después de la operación en microred [35].

#### 4.4.2.2 Análisis de los resultados experimentales

A la vista de los resultados se puede afirmar que la respuesta dinámica de los huecos de tensión para ambos métodos es similar, y que ambas soluciones son válidas para mitigar los huecos de tensión.

También se puede decir que la compensación en serie se puede utilizar para controlar la tensión en caso de otros problemas (armónicos de tensión excesiva, fluctuaciones de tensión). Sin embargo, la compensación en serie no se utilizará para caídas de tensión que excedan la capacidad del convertidor en serie.

La operación en la microred sólo se puede utilizar para caídas de tensión y su funcionamiento puede ser menos fiable que la compensación en serie. Sin embargo es la solución más barata de las dos.

#### 4.4.3. Control de potencia activa y reactiva

En [36] se proponen estrategias para controlar la generación de potencia mediante inversores con el objetivo de solucionar los huecos de tensión. Se demuestra que la potencia activa y reactiva se pueden controlar de manera independiente con parámetros adaptables. Al modificar estos parámetros se puede regular la amplitud relativa de la energía de oscilación, así como los valores máximos de las corrientes de la red trifásica.

Se busca un control de potencia activa y reactiva flexible mediante inversores para solucionar huecos de tensión en GD. Con este fin se analiza por separado la contribución de las corrientes para el control independiente de potencia activa y reactiva, y se separan las corrientes de cada fase en dos componentes ortogonales:  $i_p$  para el control de potencia activa, e  $i_q$  para el control de potencia reactiva. Las dos estrategias desarrolladas en [36] se basan en esta separación:

- Control independiente de potencia reactiva.
- Control independiente de potencia activa.

Estos métodos de control permiten a la GD solucionar huecos de tensión, y dotan de flexibilidad al sistema, permitiendo obtener:

- Potencia activa/reactiva constante.
- Corrientes equilibradas en la red.
- Corrientes desequilibradas con un factor de desequilibrio limitado.
- Entregar una potencia media a la red con oscilaciones limitadas.

#### 4.4.4. Potencial de cambio de tensión (VCP)

La adición de GD (o recursos distribuidos, DER) al sistema eléctrico afectará a numerosos aspectos de la operación. Lo que se busca es mantener la tensión dentro de unos límites aceptables, por lo que el método VCP permite:

- Conocer cuánto afectará la GD al sistema.
- Visualizar la variación de tensión.
- Predecir la variación de tensión de la GD.

VCP representa la capacidad de la GD para cambiar un voltaje determinado. Para aplicar este método se supone que la tensión del sistema está compuesta por la superposición de la tensión del sistema sin GD y la variación que aporta GD únicamente [37].

El sistema en el que se realiza el estudio es el mostrado en la Fig. 4.23:

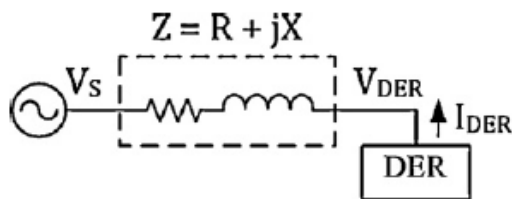


Fig. 4.23. Esquema de dos nudos para la regulación de tensión [37].

VCP es la combinación lineal de potencia activa y reactiva y ponderado con los parámetros de impedancia  $K_p$  y  $K_q$  [37] cuyos valores se calculan a partir de las ecuaciones (4.1) y (4.2).

$$K_p = \frac{R}{V_{GD}} \quad (4.1)$$

$$K_q = \frac{X}{V_{GD}} \quad (4.2)$$

Así se puede calcular la variación de tensión que introduce la GD en el sistema, a partir de la ecuación (4.3).

$$\Delta V = K_p \cdot P_{GD} + K_q \cdot Q_{GD} \quad (4.3)$$

En la Fig. 4.24 se observa el espacio en el que la GD puede cambiar la tensión. la frontera delimitada por la zona sombreada corresponde con la potencia reactiva del inversor de GD.

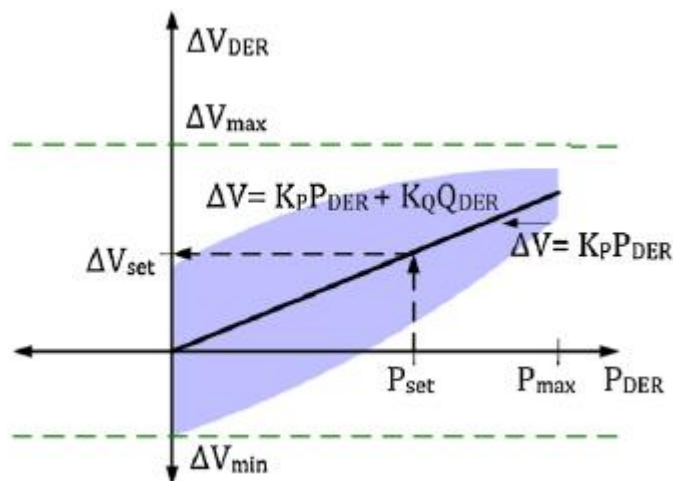


Fig. 4.24. Visión del espacio de VCP en GD [37].

Hay que tener en cuenta que VCP varía para cada tipo de GD. En el caso de energía PV se tiene una potencia de salida variable, por lo que tiene una potencia máxima variable que es intermitente. En el caso de una potencia solar máxima cercana a 0, la reactiva sería nula y el inversor se comporta como un compensador estático (STATCOM) [37]. En la Fig. 4.25 se puede ver el espacio de operación VCP para la energía PV.



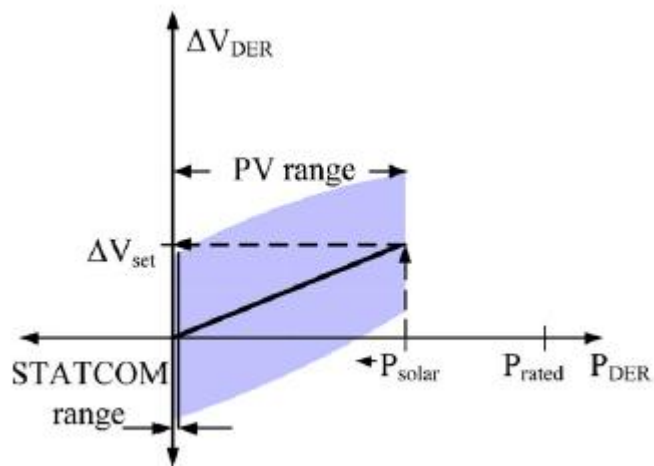


Fig. 4.25. Visión del espacio de VCP en energía PV [37].

En definitiva, VCP es un método sencillo para analizar y visualizar el efecto de la GD en la red de distribución. Este método, junto con los datos medidos de tensión del circuito puede dar una idea de la instalación de GD, e ilustrar los rangos de funcionamiento de los inversores. Es capaz de calcular el comportamiento de la tensión con un 16% de precisión en el peor de los casos.

## 5. CONTROL U-Q

### 5.1. Definición

Dados dos nudos de un sistema eléctrico conectados entre sí, la diferencia entre los valores eficaces de sus tensiones y el flujo de potencia reactiva entre ellos están fuertemente relacionados. A su vez, tanto la caída de tensión como el flujo de reactiva son relativamente independientes de los desfases de tensión y del flujo de potencia activa. El desacoplamiento entre flujo de reactiva y caída de tensión, por un lado, y flujo de activa y desfase angular de tensión, por otro, es tanto mayor cuanto más inductivo es el carácter de las líneas, es decir, más en la red de transporte que en las de distribución, y también cuanto menos cargadas están.

En general, puede afirmarse que la potencia reactiva circula desde los nudos con tensión mayor hacia los nudos con tensión menor, considerando ambas tensiones en por unidad. De la misma forma, puede afirmarse que para aumentar la tensión en un nudo hay que inyectar en él potencia reactiva, y para disminuir su tensión hay que extraer potencia reactiva, o dicho de otro modo, inyectar potencia reactiva negativa. Por eso es muy común emplear indistintamente las expresiones "control de tensión" y "control de reactiva". El control de tensión es necesario en la red por varias razones:

- Las tensiones en los nudos deben permanecer dentro de unos límites aceptables. Tanto los equipos de las instalaciones eléctricas como los de los consumidores están diseñados para trabajar en un rango determinado de tensión, por lo que la operación de los mismos fuera de este rango puede afectar a su funcionamiento o estropearlos.
- Un buen nivel de tensión mejora la estabilidad del sistema.
- El flujo de reactiva provoca pérdidas en las líneas por efecto Joule, y un control adecuado ayuda a reducir estas pérdidas.

A lo largo del día las cargas en un sistema eléctrico varían, y con ellas la demanda de reactiva, por lo que el sistema de control debe operar de forma continua para corregir las desviaciones de tensión. Además, a ser posible, la potencia reactiva debe producirse allí donde se necesita, con el fin de reducir los gradientes de tensión y las pérdidas del sistema. En este sentido el control de tensión es un control esencialmente local, al contrario que el control de frecuencia, y por ello se ejecuta mediante dispositivos repartidos por todo el sistema.

### 5.2. Elementos que producen o consumen potencia reactiva

Antes de abordar los distintos mecanismos utilizados para controlar la tensión, se consideran cuáles son los componentes de un sistema eléctrico que producen o consumen potencia reactiva [38].

#### 5.2.1. Generadores síncronos

Pueden generar o consumir potencia reactiva dependiendo de su excitación. Esta capacidad está limitada por los márgenes de funcionamiento de la máquina, fundamentalmente la corriente máxima en el devanado de campo y la corriente máxima en el devanado inducido. Normalmente los generadores síncronos están equipados con reguladores automáticos que controlan de forma continua la tensión en el punto de conexión.

### 5.2.2. Líneas aéreas

En función de su carga, absorben o generan potencia reactiva. En general, cuando están cargadas absorben reactiva, y cuando están descargadas la generan.

### 5.2.3. Cables subterráneos

Debido a su elevada capacidad distribuida, generan potencia reactiva.

### 5.2.4. Transformadores

Siempre consumen potencia reactiva. Cuando están descargados lo hacen por la reactancia de magnetización, y cuando están cargados consumen reactiva por la reactancia serie.

### 5.2.5. Cargas

Normalmente absorben potencia reactiva, si bien depende de la naturaleza de la carga: las lámparas incandescentes y los sistemas de calefacción son resistivos, mientras los motores de inducción y las lámparas fluorescentes son inductivos. Las compañías eléctricas penalizan económicamente las cargas inductivas, por lo que los clientes industriales suelen compensar su consumo de potencia reactiva mediante la instalación de baterías de condensadores.

### 5.2.6. Dispositivos compensadores

Generan o consumen potencia eléctrica para contribuir al control de tensión.

## 5.3. Elementos utilizados para el control U-Q

Los principales dispositivos que se utilizan para controlar la tensión en el sistema son:

- Fuentes y sumideros de potencia reactiva: condensadores y reactancias en paralelo, compensadores síncronos, y compensadores estáticos (SVCs).
- Transformadores reguladores.
- Generadores síncronos.
- Compensadores permanentemente conectados en líneas, habitualmente en líneas largas.

Las siguientes secciones describen con más detalle algunos de estos elementos.

### 5.3.1. Reactancias y condensadores

Las reactancias y condensadores en paralelo constituyen un medio sencillo y económico de inyectar o consumir potencia reactiva en el nudo en el que son conectados. Típicamente las reactancias se conectan en horas valle, cuando las líneas están menos cargadas y las tensiones tienden a subir, mientras los condensadores se conectan en horas punta, cuando las tensiones son más bajas.

Los condensadores en paralelo son muy frecuentes, tanto en la red de transporte como en líneas de distribución. En la red de transporte, se encuentran repartidos con el fin de minimizar las pérdidas y las diferencias de tensión. En las líneas de distribución, se usan para compensar el factor de potencia de las cargas y para controlar el perfil de tensiones. El principal inconveniente de los condensadores es que su generación de potencia reactiva es proporcional al cuadrado de la tensión, por lo que su capacidad de aportar potencia reactiva disminuye cuando las tensiones son muy bajas, precisamente cuando es más necesaria.

### 5.3.2. Compensadores síncronos

Un compensador síncrono, también llamado condensador síncrono, es una máquina síncrona cuyo eje no está unido a ninguna carga. La corriente en su devanado de campo se controla a través de un regulador de tensión, de forma que la máquina genera o consume potencia reactiva según lo requiera el sistema al que está conectada.

Algunas de sus ventajas, en comparación con otros dispositivos de compensación, son las siguientes:

- Regula la tensión de forma continua, sin los transitorios electromagnéticos asociados a los cambios de tomas de otros tipos de dispositivos.
- No introduce armónicos en la red, ni se ve afectado por ellos.
- No causa problemas por resonancia eléctrica.
- Otra característica particular de los compensadores síncronos es que en caso de caída de tensión por un fallo en la red son capaces de proporcionar corriente de cortocircuito durante un tiempo limitado, facilitando el ajuste de las protecciones de sobrecorriente.

### 5.3.3. Compensadores estáticos (SVC's)

Los compensadores estáticos son dispositivos conectados en paralelo en la red eléctrica que a través de semiconductores controlados generan o absorben potencia reactiva. El adjetivo estático hace referencia a que no poseen ninguna parte móvil, al contrario que los compensadores síncronos. La explicación del funcionamiento de los compensadores estáticos en esta sección, así como las figuras utilizadas, provienen de [38].

#### 5.3.3.1 Fundamentos de un sistema de compensación estático

Desde el punto de vista de la operación del sistema eléctrico, un sistema de compensación estático consiste en un condensador y una bobina en paralelo, regulables, cuya capacidad e inductancia puede ajustarse para controlar la tensión y el intercambio de reactiva en sus terminales.

Un sistema de compensación estático ideal tendría una capacidad ilimitada de generar y absorber potencia reactiva, y sería capaz de mantener una tensión constante en sus terminales. Su característica tensión-corriente sería una línea recta horizontal, como la indicada en la Fig. 5.1. Además, no tendría pérdidas y respondería de forma instantánea.

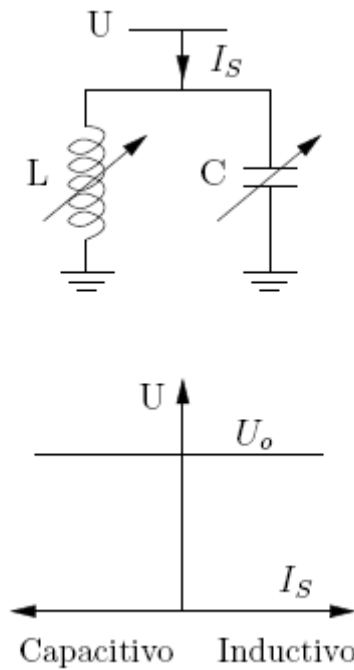


Fig. 5.1. Características de un compensador estático ideal [38].

Para comprender el funcionamiento de un sistema de compensación estático real, consideramos un sistema sencillo constituido por una bobina controlable más un condensador fijo. La parte izquierda de la Fig. 5.2 muestra las características tensión-corriente de la bobina y del condensador. Al ser la bobina regulable, podemos elegir la pendiente de su característica, siempre que nos mantengamos dentro de la zona limitada por la inductancia máxima y mínima. Esta pendiente se programa, a través del sistema de control, de forma que imponga una relación entre tensión y corriente representada por una línea recta con ligera pendiente ascendente, tal como indica la Fig. 5.2. En el caso del condensador, la característica es una línea recta determinada por la ecuación (5.1):

$$I_c = \omega C U \tag{5.1}$$

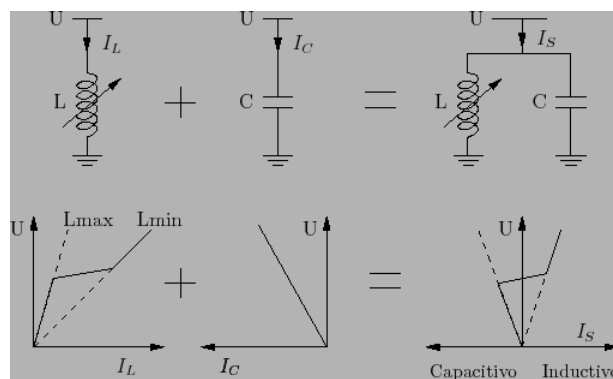


Fig. 5.2. Composición de la característica de un compensador estático [38].

La misma Fig. 5.2 muestra, a la derecha, la característica tensión-corriente de ambos elementos conectados en paralelo. Dado que la corriente total  $I_S$  del sistema es la suma de las corrientes por la bobina y por el condensador, esta característica se obtiene fácilmente sumando ambas corrientes. El resultado es un elemento con tres zonas lineales, que puede operar en el semiplano inductivo y en el capacitivo, y con una ligera pendiente positiva en la zona central. Típicamente, la corriente nula corresponde aproximadamente a la tensión nominal del nudo de conexión.

Si la tensión en el nudo de conexión es superior a la nominal, el compensador estático absorbe potencia reactiva. Si la tensión es inferior, el compensador genera potencia reactiva. De esta forma, el compensador tiende a estabilizar la tensión, acercándola a su valor nominal.

Cuando es sometido a tensiones anormalmente bajas, el compensador opera en la zona capacitiva marcada por la recta que pasa por el origen, de forma que tan sólo es capaz de aportar poca corriente reactiva. En esta zona de operación la inductancia queda reducida al mínimo y el compensador estático se comporta como un condensador, de forma que el aporte de potencia reactiva es proporcional al cuadrado de la tensión. Esta es una característica importante de los SVC's, que limita su aporte de reactiva durante, por ejemplo, huecos profundos de tensión provocados por un cortocircuito.

El margen de control del compensador estático puede ampliarse mediante la conexión de condensadores conmutados, que se conectan y desconectan en función de la tensión. La Fig. 5.3 ilustra el circuito y su característica tensión-corriente. En dicha figura, la etapa 1 está constituida por la bobina regulable y un filtro capacitivo, y da origen a la característica marcada con el número 1. La misión del filtro, además de aportar reactiva, es reducir el contenido de armónicos. Si la tensión descende, se conectan sucesivamente las etapas 2 y 3, que desplazan la característica tensión-corriente hacia la zona capacitiva.

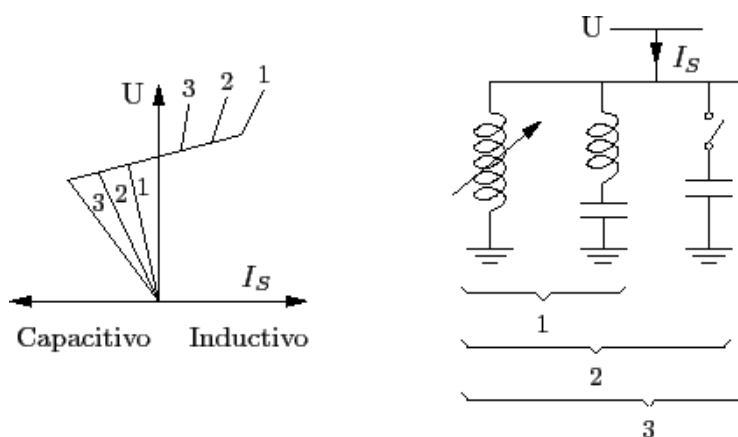


Fig. 5.3. Compensador estático con tres escalones de condensadores [38].

### 5.3.3.2 Reactancia controlada mediante tiristores

El elemento central del sistema descrito de compensación estática, es la bobina regulable, con sus semiconductores y su correspondiente sistema de control. La Fig. 5.4 muestra el circuito eléctrico y el ciclo de conducción de una bobina controlada mediante dos tiristores. Cada tiristor comienza a conducir cuando se encuentra polarizado en secuencia directa, y además recibe la

orden de disparo a través de la puerta correspondiente. El disparo es ordenado por el sistema de control en el instante determinado por el ángulo de disparo  $\alpha$ , que se mide a partir del paso por cero de la tensión en el tiristor. El ángulo  $\sigma$  durante el cual un tiristor conduce se llama ángulo de conducción.

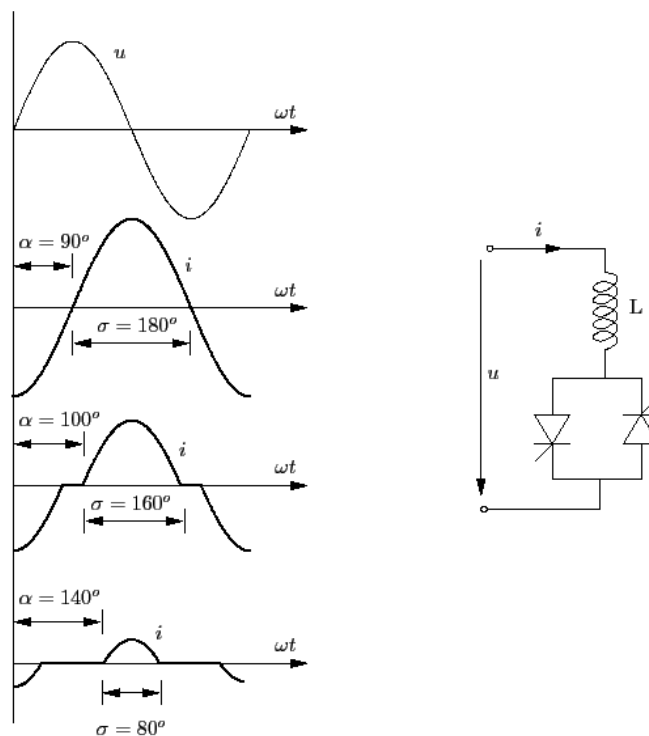


Fig. 5.4. Reactancia controlada mediante tiristores [38].

Como indica la figura, un ángulo de disparo  $\alpha = 90^\circ$  corresponde a un ángulo de conducción  $\sigma = 180^\circ$  en cada tiristor, y por tanto la bobina conduce a lo largo de todo el ciclo. Este modo de funcionamiento equivale a tener la bobina permanentemente conectada.

Si aumenta el ángulo de disparo  $\alpha$ , disminuye el ángulo de conducción  $\sigma$ . La Fig. 5.4 muestra los ciclos de conducción para los ángulos de disparo  $\alpha = 100^\circ$  y  $\alpha = 140^\circ$ . Conforme aumenta  $\alpha$ , la corriente por la bobina es menor. Además la corriente se distorsiona y se aleja de la forma sinusoidal.

### 5.3.3.3 Condensadores conectados mediante tiristores

Otro elemento básico de los sistemas de compensación estáticos son las etapas de condensadores. Como se indicó anteriormente, y como indica la Fig. 5.3, estos condensadores se conectan y desconectan para conseguir un comportamiento más o menos capacitivo.

Los dispositivos para conectar estos condensadores pueden ser interruptores mecánicos, pero su tiempo de respuesta es relativamente lento (típicamente superior a 100 ms), y además provocan transitorios electromagnéticos. Por ello es frecuente emplear condensadores conectados mediante tiristores. La disposición del circuito es similar a la de la bobina controlada mediante tiristores, pero sustituyendo la bobina por el condensador, tal como se muestra en la Fig. 5.4. Sin embargo, en este caso el control de los tiristores únicamente se encarga de asegurar una conexión rápida y suave de los condensadores. Para ello los tiristores de cada fase comienzan a conducir cuando la diferencia de tensión entre el condensador y la red es nula, eliminando el transitorio

electromagnético que se produciría en otro caso. Una vez el condensador está conectado, los tiristores pueden puentearse para reducir las pérdidas.

#### 5.3.3.4 Aplicaciones típicas

Los compensadores estáticos comenzaron a ser utilizados en la década de los 70, y hoy en día encuentran aplicaciones tanto en las redes de transporte como en las de distribución. Algunas de ellas son las siguientes.

- En las redes de transporte:
- Control de sobretensiones temporales.
- Prevención del colapso de tensión.
- Mejora de la estabilidad transitoria.
- Atenuación de las oscilaciones electromecánicas en la red.

En las redes de distribución:

- Balance de sistemas desequilibrados.
- Reducción del efecto parpadeo (flicker) en las proximidades de hornos de arco u otras cargas variables.

#### 5.3.4. Compensadores estáticos tipo STATCOM

Un STATCOM (STATic COMPensator) es un dispositivo de compensación estático, cuyo funcionamiento se basa en un convertidor que modula una fuente de tensión de la amplitud, fase y frecuencia deseada. A través del control del convertidor, esta fuente se construye de manera que genera o consume la potencia reactiva requerida.

La Fig. 5.5 muestra el esquema más simple de un STATCOM. Consta de un convertidor conectado entre la red y una etapa de corriente continua. El sistema de control mide la tensión y la corriente alternas en la red para regular el intercambio de reactiva, y la tensión en la etapa de continua para mantenerla a un nivel constante.

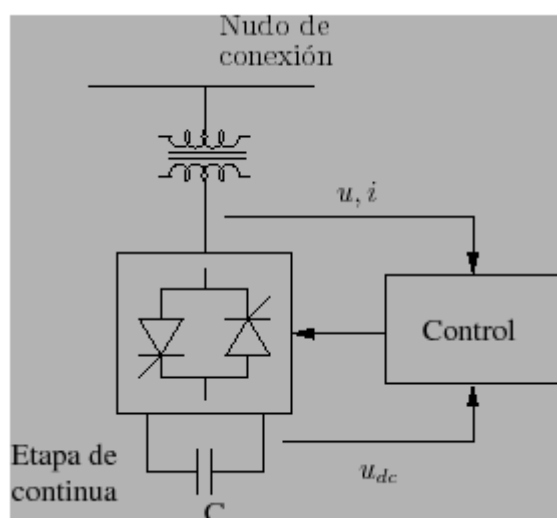


Fig. 5.5. Esquema general de un STATCOM [38].



El resultado es un dispositivo capaz de aportar corriente reactiva, dentro de los límites térmicos de los semiconductores, independientemente del nivel de tensión en la red. La Fig. 5.6 muestra la característica tensión-corriente típica de un STATCOM. Puede observarse que, al contrario que los SVCs, un STATCOM es capaz de aportar corriente reactiva a tensiones muy bajas.

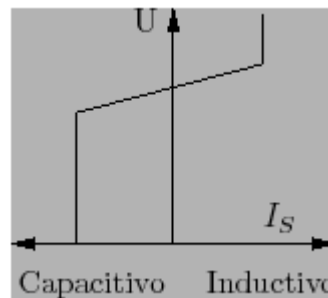


Fig. 5.6. Característica de un STATCOM [38].

Los semiconductores utilizados suelen ser IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistor) y GTOs (Gate Turn-Off thyristor), dependiendo de la aplicación. La modulación de la onda de tensión puede ejecutarse de varias formas. Por ejemplo, la Fig. 5.7 muestra una modulación por ancho de pulso (Pulse Width Modulation, PWM). Este tipo de modulación exige, para construir una onda con pocos armónicos a bajas frecuencias, conmutaciones muy rápidas de los semiconductores. Por esta razón, y por las elevadas tensiones a soportar, en aplicaciones para la red de transporte se aplican otros esquemas de modulación más complejos que reparten el trabajo entre un elevado número de semiconductores.

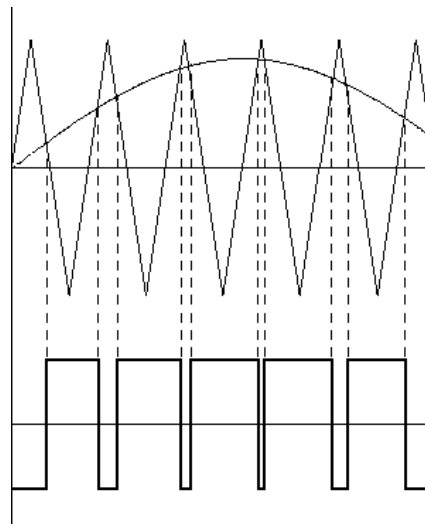


Fig. 5.7. Modulación por ancho de pulso [38].

### 5.3.5. Transformadores con cambio de tomas

Los transformadores con cambio de tomas contienen un devanado en el que la conexión puede realizarse a lo largo de distintos puntos, permitiendo una regulación discreta de la relación de transformación dentro de un margen relativamente estrecho. Estos transformadores proporcionan una herramienta sencilla y económica de control de tensión en un sistema eléctrico. Se aplican tanto en redes de transporte como en redes de distribución.

En las redes de transporte, y debido a la naturaleza mallada de las mismas, el efecto de los transformadores con cambio de tomas sobre las tensiones en los nudos y sobre el flujo de potencia reactiva depende de la configuración del sistema. En general, para controlar la tensión de una parte del sistema es necesario operar de forma coordinada sobre todos los transformadores con cambio de tomas que conectan esa parte del sistema. Con frecuencia, los cambios de tomas se instalan en todos los transformadores que conectan subsistemas a determinada tensión. Por ejemplo, en todos los transformadores a la salida de los generadores síncronos, o en todos los que conectan la red de 400 kV con la de 220 kV, o en todos los que conectan la red de transporte a alta tensión con las redes de distribución a media tensión. La solución particular depende de la red, pues cada Operador de Sistema tiene su propia estrategia de instalación de transformadores reguladores.

En las redes de distribución, el carácter radial de las mismas simplifica el control de tensión. Éste suele realizarse a lo largo de las líneas, mediante la conexión de condensadores y mediante el uso de autotransformadores reguladores. Habitualmente, estos transformadores no cambian la tensión nominal entre sus terminales, por lo que su único cometido es regular la tensión mediante el cambiador de tomas. Es común referirse a ellos por sus denominaciones en inglés "boosters" o "step voltage regulators" (SVR).

La Fig. 5.8 muestra el esquema de funcionamiento de un autotransformador regulador. Como puede observarse, no existe separación galvánica entre el primario y el secundario, pues ambos comparten una de las bornas. El devanado regulador incorpora un cambiador de tomas, y se encuentra conectado en serie. Existen típicamente 8 tomas donde conectarse. La conexión se realiza a través de una bobina que permite tomas intermedias y un cambio progresivo entre ellas, existiendo 16 posiciones posibles repartidas a lo largo de las 8 tomas. Además, a través de un interruptor puede elegirse el sentido, positivo o negativo, del incremento de tensión, gracias a lo cual se multiplica por dos el número de posiciones, alcanzándose 32 en total. El margen de regulación típico es  $\pm 10\%$  respecto a la relación de transformación nominal.

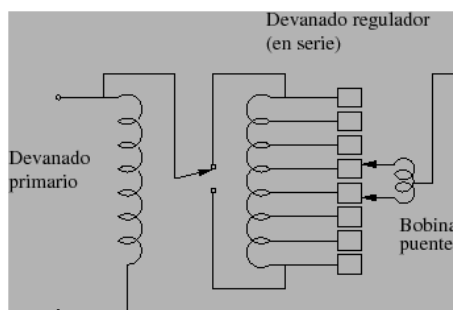


Fig. 5.8. Transformador regulador de tensión [38].

La Fig. 5.9 representa un esquema típico de control de un autotransformador regulador. El sistema trata de mantener una tensión constante, bien en su devanado secundario, bien en algún punto situado aguas abajo en la línea de distribución y determinado por un mecanismo llamado

compensador de caída de tensión. Si el sensor de tensión detecta una desviación respecto a la tensión de referencia superior a un determinado umbral (por ejemplo un 1%), manda una orden al motor para que éste modifique la toma del secundario. El retraso temporal impide que el autotransformador responda a sobretensiones temporales o a variaciones rápidas que no necesitan corrección. Un retraso de 30 segundos es un valor típico.

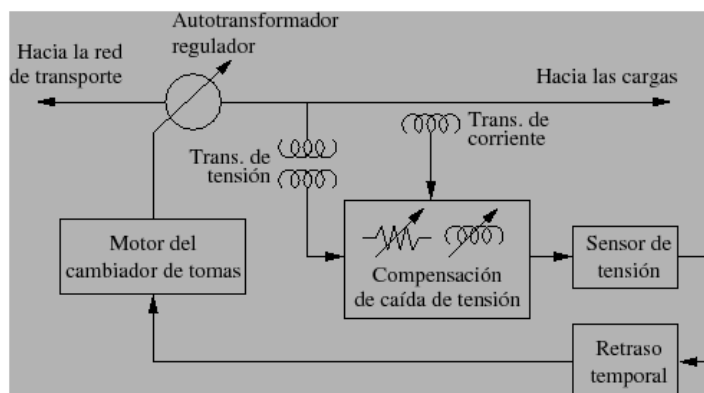


Fig. 5.9. Control de un autotransformador regulador [38].

La Fig. 5.10 muestra, a modo de ejemplo, un esquema de control de tensión a través de una línea de distribución. Sin elementos de control, la curva de la tensión a lo largo de la línea es la representada por la línea discontinua marcada como "carga", de forma que un gran número de cargas quedan alimentadas a una tensión excesivamente baja. La conexión del transformador regulador R1 permite elevar la tensión al comienzo de la línea, mejorando la situación, si bien varias cargas siguen conectadas a tensiones demasiado bajas. La conexión del condensador C disminuye la pendiente de la caída de tensión, pero todavía no resuelve el problema para las últimas cargas. Finalmente, la acción conjunta de los transformadores reguladores R1 y R2 junto con el condensador C, permite que todas las cargas queden dentro de los límites de tensión admisibles.

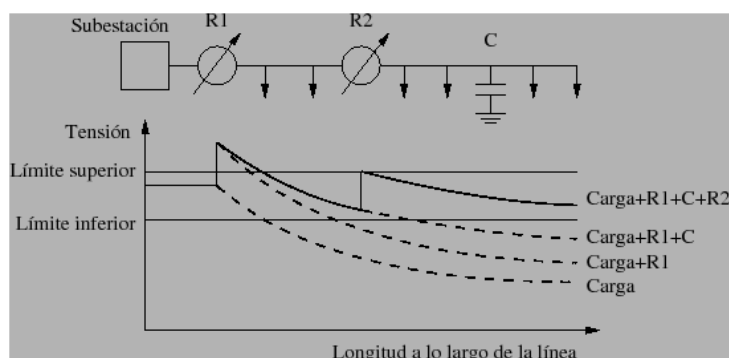


Fig. 5.10. Ejemplo de regulación de tensión en una línea de distribución [38].

### 5.3.6. Sistemas de excitación

El sistema de excitación de un generador síncrono, además de proveer de corriente continua al devanado de campo, contiene varias funciones de control y protección que repercuten sobre el comportamiento dinámico del sistema eléctrico. Esta sección aborda el sistema de excitación únicamente desde el punto de vista del control de sistemas eléctricos. Desde esta perspectiva, las principales funciones de control del sistema de excitación consisten básicamente

en el control de tensión y de potencia reactiva, y en la mejora de la estabilidad del sistema eléctrico. También pueden repercutir sobre el sistema diversas funciones de protección, que aseguran que no se sobrepasen los límites de funcionamiento de la máquina.

La Fig. 5.11 muestra los principales elementos del sistema de excitación de un generador síncrono. Los siguientes apartados, que describen brevemente cada bloque de la figura, se basan en [38].

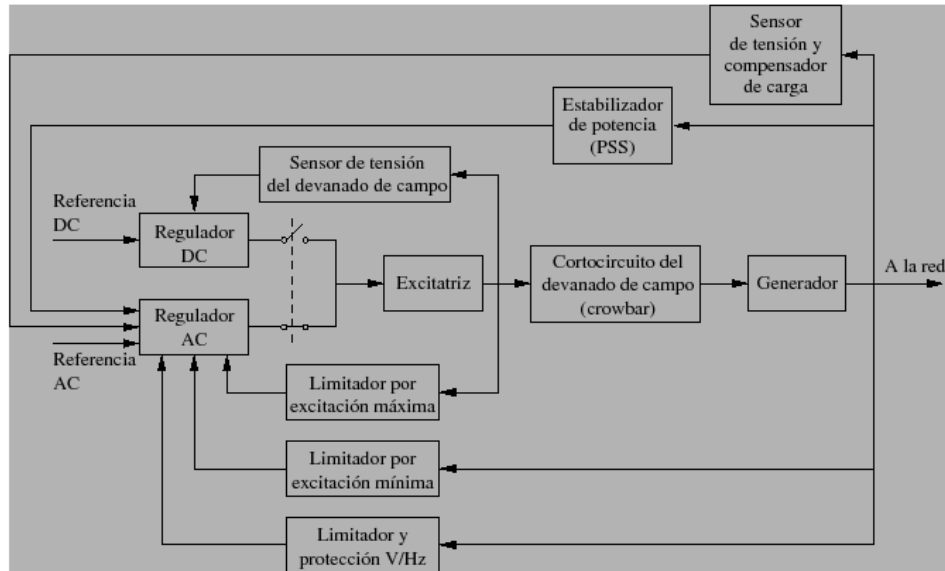


Fig. 5.11. Sistema de control de excitación de un generador síncrono [38].

- **Excitatriz:** Proporciona corriente continua al devanado de campo de la máquina síncrona, y constituye la etapa de potencia del sistema de control.
- **Regulador AC:** Procesa las entradas de los sensores y proporciona una señal de control adecuada para la excitatriz. El procesamiento de las señales emplea técnicas clásicas de regulación y estabilización.
- **Regulador DC:** Ajusta la tensión del devanado de campo a un determinado valor de referencia, y permite el control manual de la excitación. Se usa para controlar la excitación en situaciones especiales como ensayos, fallos del control automático, etc.
- **Sensor de tensión del devanado de campo:** Este sensor permite cerrar el bucle del control manual de tensión del devanado de campo.
- **Limitador por excitación máxima:** Esta protección evita el sobrecalentamiento del devanado de campo debido por sobrecorriente. Típicamente, esta protección registra la corriente por el devanado de campo.
- **Limitador por excitación mínima:** Este limitador evita que la excitación descienda por debajo de un nivel que perjudique la estabilidad del generador, o que provoque el calentamiento del borde de la estructura del devanado inducido. La entrada se toma de la tensión y corriente en los terminales del generador.
- **Limitador y protección V/Hz:** El objetivo de esta protección es proteger a la instalación contra un flujo magnético elevado, que podría provocar el calentamiento del circuito magnético del generador o del transformador. La relación entre tensión y frecuencia, designada como V/Hz, es proporcional al flujo magnético.

- **Cortocircuito del devanado de campo (crowbar):** Esta protección se instala en algunos generadores para evitar, bien una corriente negativa en el devanado de campo, bien una tensión excesiva en el mismo, en algunas circunstancias especiales. El incidente típico que puede producir este tipo de problemas es un cortocircuito en la red. En caso de existir, esta protección proporciona un paso alternativo para la corriente, actuando como un cortocircuito del devanado de campo. Este camino puede abrirse a través de un tiristor que permita el paso de corriente a través de una resistencia de descarga, o también a través de una resistencia no lineal o varistor.
- **Sensor de tensión y compensador de carga:** Mide la tensión en los terminales del generador, la rectifica, la filtra, y una vez convertida en una señal de corriente continua la compara con una referencia que representa la tensión deseada. Además puede compensar la caída de tensión en el circuito de salida, con el fin de controlar la tensión en un punto distinto de las bornas del generador. En caso de existir, el mecanismo del compensador de carga es similar al del compensador de carga de un autotransformador regulador.
- **Estabilizador de potencia (Power System Stabilizer PSS):** Proporciona una señal de control adicional que amortigua las oscilaciones electromecánicas en el sistema eléctrico. Esta señal de control se construye típicamente a partir de la desviación de velocidad, la frecuencia eléctrica y/o la potencia activa.

## 6. REGULADOR PID

El control automático asienta sus bases esencialmente en el concepto de realimentación. Este concepto se concreta en una estructura de control en la cual el controlador se puede entender como un operador, que en función de la salida deseada de la planta, y la salida real medida, proporciona la acción de control a aplicar sobre el sistema.

Si bien existen muchos tipos de control basados en este principio, el control proporcional, derivativo e integral (PID), es el que mayor implantación tiene en la industria de procesos. Dicho control consiste esencialmente en obtener la acción de control como la suma de tres términos: término proporcional, término derivativo y término integral. En la Fig. 6.1 se observa el diagrama de bloques de un sistema con regulador PID.

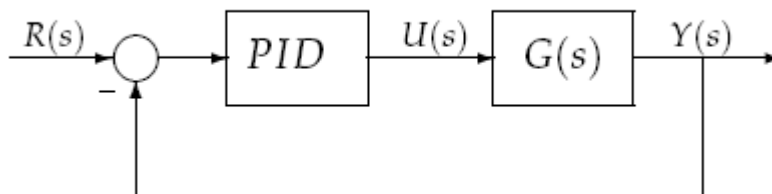


Fig. 6.1. Diagrama de bloques de un sistema con regulador PID [39].

Se pueden obtener variaciones a este esquema consistentes en la no introducción de los términos derivativo e integral; en dicho caso el control coincide con el llamado control proporcional. Si solamente se prescinde de la acción integral, el control se denomina control proporcional derivativo (PD). Si, por el contrario, el único término que desaparece es el derivativo, el control se denomina proporcional integral (PI).

Según una estimación dada por Amström [39]: el 95% de los bucles de control en la industria son del tipo PID, y fundamentalmente PI. La amplia implantación del control PID en la industria, se debe fundamentalmente a los siguientes factores:

- La actuación en función de la señal de error proporciona una estructura de realimentación negativa, que como es conocido, permite obtener en muchas ocasiones un comportamiento satisfactorio del sistema a pesar de la existencia de perturbaciones e incertidumbres sobre el modelo del sistema.
- El término derivativo proporciona cierta anticipación sobre la respuesta al sistema.
- El término integral permite eliminar el error en régimen permanente.
- El control PID obtiene resultados satisfactorios para una amplia gama de procesos.
- Existen sencillas reglas heurísticas que permiten obtener los parámetros del controlador PID. Dichas reglas hacen posible el ajuste del controlador, sin presuponer un gran conocimiento en teoría de control automático por parte del operador.

### 6.1. Elección del tipo de controlador

El controlador PID básico combina las acciones proporcional, derivativa e integral mediante el siguiente algoritmo de control mostrado en la ecuación (6.1):

$$u(t) = K_c \left( e(t) + \frac{1}{T_i} \int_0^t e(\tau) d\tau + T_d \frac{de(t)}{dt} \right) = P + I + D \quad (6.1)$$

El término proporcional contribuye a la reducción del error en régimen permanente.  $K_c$  es la constante de proporcionalidad en la acción de control proporcional. Ahora bien, la ganancia requerida para que dicho error se reduzca hasta los niveles deseados con la aplicación de un mero control proporcional puede ser incompatible con las especificaciones sobre oscilación y estabilidad relativa del sistema. La acción integral tiene un efecto cualitativo sobre el error en régimen permanente, ya que aumenta el tipo de sistema y garantiza la anulación de este cuando la referencia es de tipo escalón. La constante de tiempo integral ( $T_i$ ) es el tiempo requerido para que la acción integral contribuya a la salida del controlador en una cantidad igual a la acción proporcional. El término derivativo permite una cierta predicción del futuro error y por tanto juega un papel anticipativo. La constante de tiempo derivativa ( $T_d$ ) se refiere al tiempo requerido para que la acción proporcional contribuya a la salida del controlador en una cantidad igual a la acción derivativa [40].

### 6.1.1. Efectos de los reguladores

- Regulador P: Aumenta la ganancia de la cadena directa del sistema. Reduce los errores en régimen permanente. Modifica el transitorio y puede tender a desestabilizar el sistema en muchos casos si  $K_c$  aumenta demasiado.
- Regulador I: aumenta el tipo de la cadena directa del sistema. Mejora los errores en régimen permanente. Anula el efecto sobre el régimen permanente del sistema, de las perturbaciones que afectan al sistema entre el regulador y la salida.

En la Tabla 6 1 se observan las repuestas ante un escalón unitario de los reguladores P, I y D, además de su representación típica en circuitos de control.

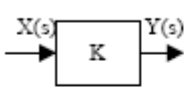
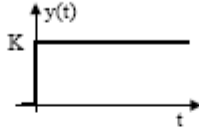
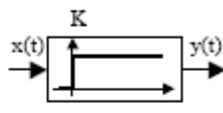
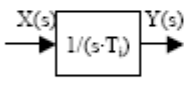
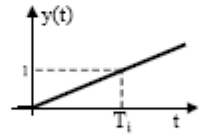
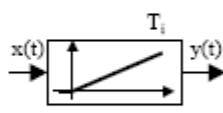

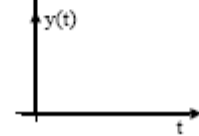
	Respuesta ante un escalón unitario	Representación típica en circuitos de control
<b>Regulador P</b> 		
<b>Regulador I</b> 		
<b>Regulador D</b> 		El comportamiento ideal del derivador es imposible de reproducir físicamente

Tabla 6 1. Respuesta ante un escalón unitario y representación típica en circuitos de control de los reguladores P, I y D [40].

- Regulador PI: Aumenta la ganancia y el tipo de la cadena directa del sistema, combinando los efectos de los dos reguladores anteriores. Si el cero se encuentra

muy próximo al origen con respecto a los polos dominantes del sistema, apenas modifica el transitorio del sistema comparado con un regulador P con la misma ganancia.

- Regulador PD: Su ganancia, polo y cero permiten modificar la situación final de los polos dominantes del sistema en bucle cerrado. Permite definir el comportamiento transitorio del sistema. Por lo general estabiliza el sistema si se utiliza un valor de ganancia moderado. Es muy sensible a perturbaciones de alta frecuencia.

En la Tabla 6 2 se observan las repuestas ante un escalón unitario de los reguladores PI y PD, además de su representación típica en circuitos de control.

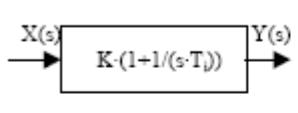
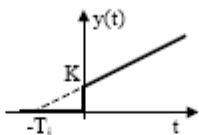
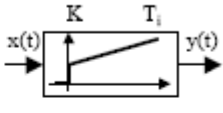
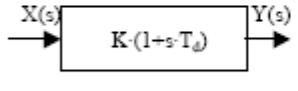
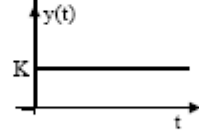
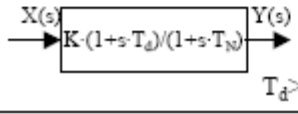
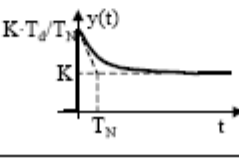
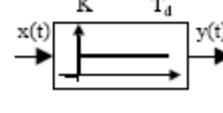
	Respuesta ante un escalón unitario	Representación típica en circuitos de control
<b>Regulador PI</b> 		
<b>Regulador PD (ideal)</b> 		El comportamiento ideal del PD es imposible de reproducir físicamente
<b>Regulador PD (real)</b> 		

Tabla 6 2. Respuesta ante un escalón unitario y representación típica en circuitos de control de los reguladores PD y PI [40].

- Regulador PID: Es un compendio de los efectos de los reguladores anteriores.

En la Tabla 6 3 se observan las repuestas ante un escalón unitario de los reguladores PID, además de su representación típica en circuitos de control.



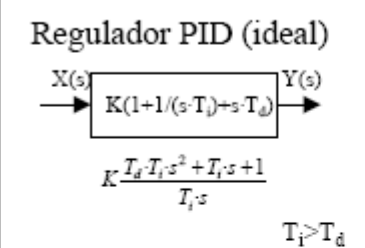
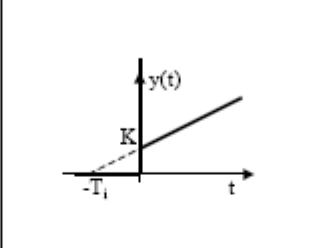
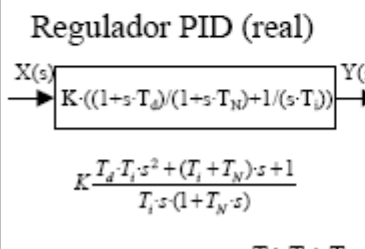
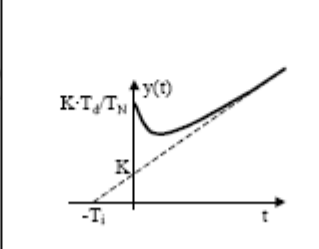
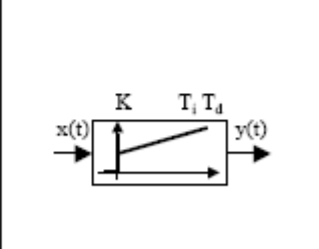
	Respuesta ante un escalón unitario	Representación típica en circuitos de control
<p><b>Regulador PID (ideal)</b></p>  <p style="text-align: center;"><math>T_i &gt; T_d</math></p>		<p>El comportamiento ideal del PID es imposible de reproducir físicamente</p>
<p><b>Regulador PID (real)</b></p>  <p style="text-align: center;"><math>T_i &gt; T_d &gt; T_N</math></p>		

Tabla 6.3. Respuesta ante un escalón unitario y representación típica en circuitos de control de los reguladores PID [40].

Se concluye pues que la primera decisión en el diseño de un sistema de control PID es la elección del controlador. A una buena elección de éste (P, PI, PD o PID), ayudan, además de las anteriores consideraciones, la experiencia que se tenga sobre el proceso a controlar.

### 6.1.2. Sintonización del PID

Existen diversas técnicas para sintonizar un PID, entendiéndose sintonizar como colocar los mejores valores de P (Kc), I (Ti) y D (Td) para obtener la mejor respuesta.

La mejor respuesta será aquella que permita que frente a un cambio de la referencia, la salida llegue lo más rápido a lo que se requiera sin mayores sobrepasos, como también que frente a una perturbación, la salida no varíe en demasía.

Para sintonizar adecuadamente el controlador básicamente existen los siguientes métodos:

- Prueba y error.
- Método de Ziegler-Nichols (ZN) [41]:
  - De lazo abierto.
  - De lazo cerrado.
- Método Cohen y Coon [44].
- Método de asignación de polos [42].
- Ajuste para mínima integral del valor absoluto del error (IEA) [43].
- Ajuste para mínima integral del error cuadrático (IEC) [43].
- Ajuste para mínima integral del valor absoluto del error ponderado por el tiempo (IEAT) [43].

### 6.1.3. Métodos de ajuste Ziegler y Nichols

En este apartado se describen dos métodos de ajuste de las ganancias de un controlador PID, el Método de Oscilación o Método de Respuesta en Frecuencia y el Método Basado en la Curva Reacción o Método de Respuesta Escalón. El primero se basa en un lazo de control sólo con ganancia proporcional y de acuerdo a la ganancia utilizada para que el sistema empiece a oscilar y al período de esas oscilaciones, se pueden establecer las ganancias del controlador PID. El otro método se resume en ensayar al sistema a lazo abierto con un escalón unitario, se calculan algunos parámetros, como la máxima pendiente de la curva y el retardo, y con ellos se establecen las ganancias del controlador PID. En ambos métodos el objetivo es conseguir que el valor del sobreimpulso sea menor del 25% para una entrada escalón. Estos métodos fueron propuestos por Ziegler y Nichols, quienes se basaron en la práctica para desarrollarlos [41].

#### 6.1.3.1 Método de oscilación

Este procedimiento es válido solo para plantas estables a lazo abierto. En la Fig. 6.2 se muestra un diagrama de bloques del sistema. Se lleva a cabo siguiendo los siguientes pasos:

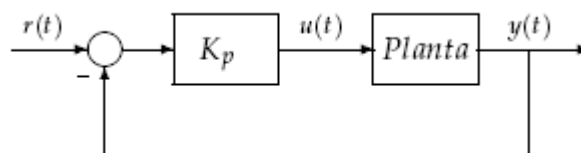


Fig. 6.2. Lazo cerrado sólo con ganancia proporcional [41].

- 1) Obtener de manera experimental la respuesta de la planta a una entrada en escalón (en lazo abierto). Si la planta no tiene integradores ni polos complejos dominantes entonces la respuesta tiene forma de una S, como la mostrada en la Fig. 6.3. Este es un caso frecuente en procesos químicos, que suelen estar constituidos por factores de primer orden en serie. Si la respuesta del sistema no tuviese esta forma, este método no sería aplicable.

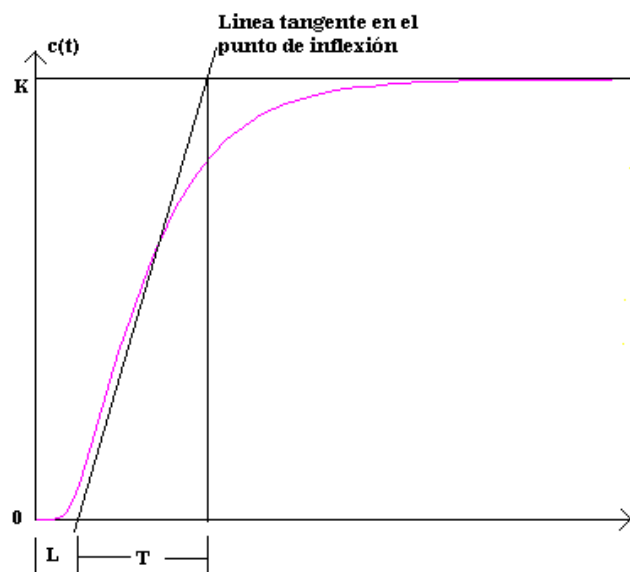


Fig. 6.3. Determinación de los parámetro L y T [41].

- 2) Una curva de respuesta en S puede caracterizarse por 2 constantes: el tiempo de retardo L y la constante de tiempo T. El tiempo de retardo y la constante de tiempo se determinan dibujando una recta tangente en el punto de inflexión de la curva con forma de S y determinando las intersecciones de esta tangente con el eje del tiempo y la línea  $c(t)=k$ , como se observa en la Fig. 6.3. Así, la función de transferencia del sistema se aproxima por una función de primer orden con una ganancia estática K y una constante de tiempo T con un tiempo de retraso L, según la ecuación (6.2).

$$G_0 = K \frac{e^{-Ls}}{T_s + 1} \quad (6.2)$$

- 3) ZN sugirieron establecer los valores de  $K_c$ ,  $T_i$  y  $T_d$  de acuerdo con la fórmula que aparece en la Tabla 6 4.

Tipo de controlador	$K_c$	$T_i$	$T_d$
P	$\frac{T}{L}$	$\infty$	0
PI	$0.9 \frac{T}{L}$	$\frac{L}{0.3}$	0
PID	$1.2 \frac{T}{L}$	2L	0.5L

Tabla 6 4. Parámetros de ajuste (método de oscilación) [41].

- 4) Realizar un ajuste o sintonía final de manera manual.

### 6.1.3.2 Método basado en la curva de reacción

El procedimiento es válido para plantas estables a lazo cerrado. Se lleva a cabo mediante los siguientes pasos:

- 1) Con el sistema en lazo cerrado, se utiliza un control únicamente proporcional (haciendo  $T_i = \infty$  y  $T_d = 0$ ) e ir incrementando la ganancia  $K_c$  desde 0 hasta un valor crítico en el que el sistema presenta una oscilación mantenida. Este valor de la ganancia será la ganancia crítica  $K_{cr}$ .  
En el caso de que el sistema no presente oscilaciones mantenidas para ningún valor de la ganancia  $K_c$ , este método no sería aplicable.
- 2) Para esta respuesta oscilatoria, se determina gráficamente el valor del período de dichas oscilaciones  $T_c$ .
- 3) Con los valores de estos 2 parámetros ( $K_{cr}$  y  $T_c$ ) se sintoniza el PID con los valores recomendados por las fórmulas de ZN que aparecen en la Tabla 6 5.

Tipo de controlador	$K_c$	$T_i$	$T_d$
P	$0.5K_{cr}$	$\infty$	0
PI	$0.45K_{cr}$	$\frac{1}{1.2}T_c$	0
PID	$0.6K_{cr}$	$0.5T_c$	$0.125T_c$

Tabla 6.5. Parámetros de ajuste (método de curva de reacción) [41].

### 6.1.3.3 Comentarios al método ZN

Las reglas de sintonización de ZN se han usado, junto con otras reglas, ampliamente para sintonizar controladores PID en los sistemas de control de procesos en los que no se conoce con precisión la dinámica de la planta. Tales reglas de sintonización han demostrado ser muy útiles durante muchos años. Por supuesto, las reglas de sintonización de ZN se aplican a las plantas cuya dinámica se conoce. En estos casos, se cuenta con muchos enfoques analíticos y gráficos para el diseño de controladores PID, además de las reglas de sintonización de ZN.

Si se conoce la función de transferencia de la planta, se calcula la respuesta escalón unitario o la ganancia crítica  $K_{cr}$  y período de oscilaciones  $T_c$ . Sin embargo, la utilidad real de las reglas de sintonización de ZN se vuelve evidente cuando no se conoce la dinámica de la planta, por lo que no se cuenta con enfoques analíticos o gráficos para el diseño de controladores [42].

### 6.1.4. Implementación de reguladores electrónicos

En este apartado se describen los reguladores PID mediante elementos electrónicos (resistencias, amplificadores y condensadores), se detallan las ecuaciones para obtener la ganancia del sistema y se dibujan los diagramas de Bode de ganancia y fase. Hay que decir que las ecuaciones suponen un comportamiento ideal de los componentes electrónicos, es decir, sin saturaciones, respuesta inmediata, parámetros constantes, circuitos operacionales ideales, resistencias y condensadores puros, etc [42].

#### 6.1.4.1 Regulador P

En la Fig. 6.4 aparece la implementación electrónica de un regulador P.

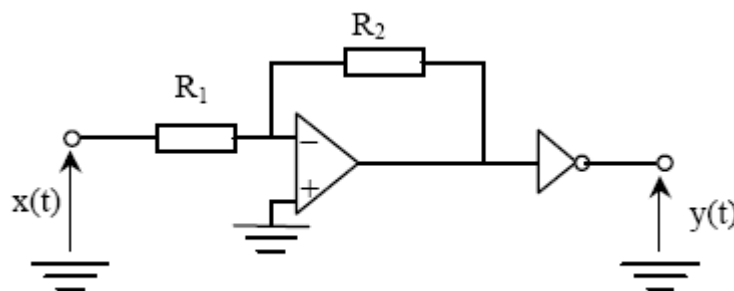


Fig. 6.4. Implementación electrónica del regulador P [42].

La ganancia del sistema se obtiene a partir de las ecuaciones (6.3) – (6.5).

$$Z_r = R_2 \quad (6.3)$$

$$Z_e = R_1 \quad (6.4)$$

$$R(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{R_2}{R_1} = K \quad (6.5)$$

Donde  $R_1$  y  $R_2$  son resistencias,  $Z_r$  y  $Z_e$  impedancias,  $R(s)$  es la función de transferencia, que corresponde con el cociente entre la salida  $Y(s)$  y la entrada  $X(s)$  y  $K$  es la ganancia.

A continuación, en la Fig. 6.5, se dibujan los diagramas de Bode de ganancia y fase.

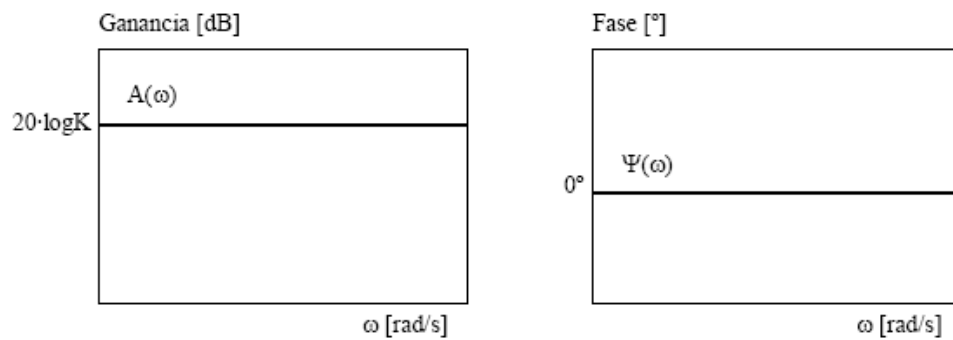


Fig. 6.5. Diagramas de Bode de ganancia y fase del regulador P [42].

#### 6.1.4.2 Regulador I

En la Fig. 6.6 aparece la implementación electrónica de un regulador I.

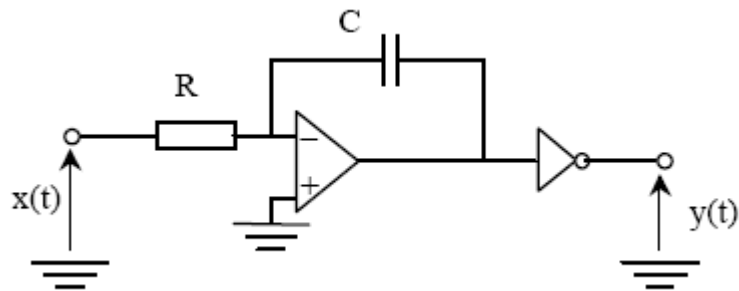


Fig. 6.6. Implementación electrónica del regulador I [42].

La constante integral del sistema se obtiene a partir de las ecuaciones (6.6) – (6.9).

$$Z_r = \frac{1}{Cs} \quad (6.6)$$

$$Z_e = R \quad (6.7)$$

$$R(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{1}{RCs} = \frac{1}{T_i s} \quad (6.8)$$

$$T_i = RC \quad (6.9)$$

Donde  $C$  es el condensador y  $s$  la variable compleja de Laplace.

A continuación, en la Fig. 6.7, se dibujan los diagramas de Bode de ganancia y fase.

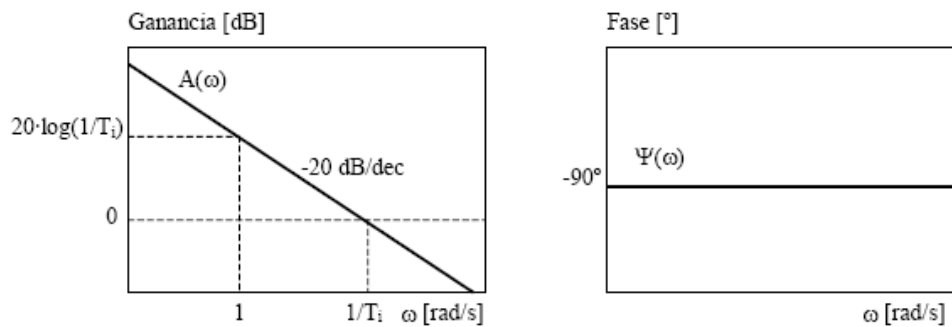


Fig. 6.7. Diagramas de Bode de ganancia y fase del regulador I [42].

### 6.1.4.3 Regulador PI

En la Fig. 6.8 aparece la implementación electrónica de un regulador PI.

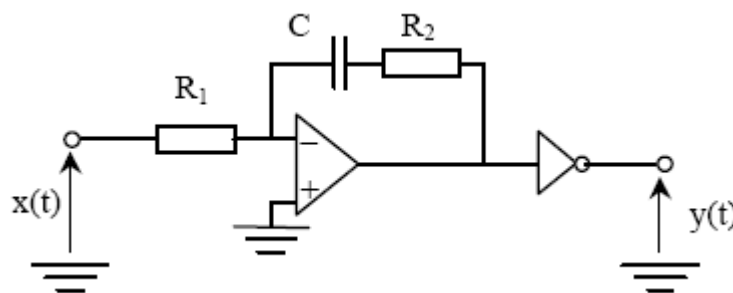


Fig. 6.8. Implementación electrónica del regulador PI [42].

La constante integral, el periodo y la ganancia se obtienen a partir de las ecuaciones (6.10) – (6.15).

$$Z_r = R_2 + \frac{1}{Cs} \quad (6.10)$$

$$Z_e = R_1 \quad (6.11)$$

$$R(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{R_2 + \frac{1}{Cs}}{R_1} = \frac{R_2}{R_1} + \frac{1}{R_1Cs} \quad (6.12)$$

$$K = \frac{R_2}{R_1} \quad (6.13)$$

$$T_i = R_1C \quad (6.14)$$

$$T = KT_i = R_2C \quad (6.15)$$

A continuación, en la Fig. 6.9, se dibujan los diagramas de Bode de ganancia y fase.

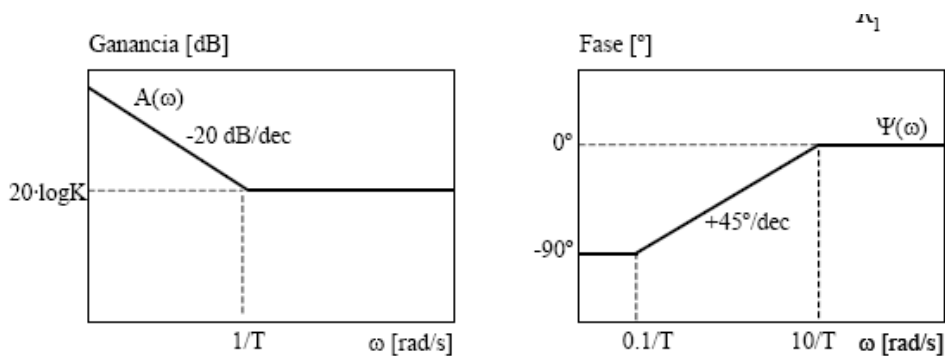


Fig. 6.9. Diagramas de Bode de ganancia y fase del regulador I [42].

6.1.4.4 Regulador D

En la Fig. 6.10 aparece la implementación electrónica de un regulador D.

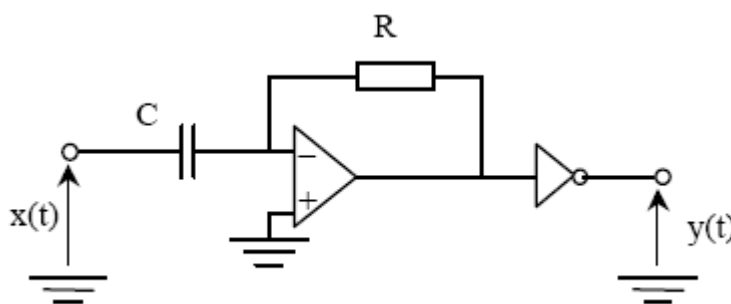


Fig. 6.10. Implementación electrónica del regulador D [42].

La constante derivativa se calcula a partir de las ecuaciones (6.16) – (6.19).

$$Z_r = R \tag{6.16}$$

$$Z_e = \frac{1}{Cs} \tag{6.17}$$

$$R(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{R}{\frac{1}{Cs}} = RCs = T_d s \tag{6.18}$$

$$T_d = RC \tag{6.19}$$

A continuación, en la Fig. 6.11, se dibujan los diagramas de Bode de ganancia y fase.

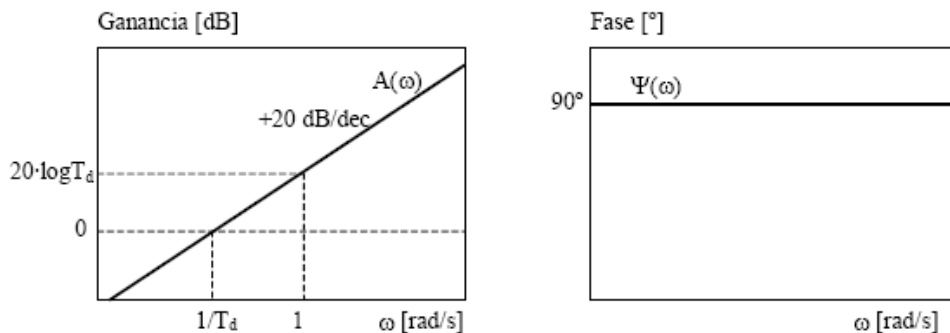


Fig. 6.11. Diagramas de Bode de ganancia y fase del regulador D [42].

### 6.1.4.5 Regulador PD

En la Fig. 6.12 aparece la implementación electrónica de un regulador PD.

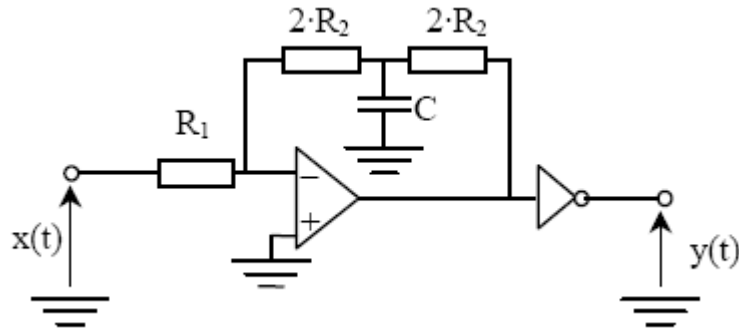


Fig. 6.12. Implementación electrónica del regulador PD [42].

La constante derivativa y la ganancia se calculan a partir de las ecuaciones (6.20) – (6.24).

$$Z_r = 4R_2(1 + R_2Cs) \quad (6.20)$$

$$Z_e = R_1 \quad (6.21)$$

$$R(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{4R_2(1 + R_2Cs)}{R_1} = K(1 + T_d s) \quad (6.22)$$

$$K = 4 \frac{R_2}{R_1} \quad (6.23)$$

$$T_d = R_2 C \quad (6.24)$$

A continuación, en la Fig. 6.13, se dibujan los diagramas de Bode de ganancia y fase.

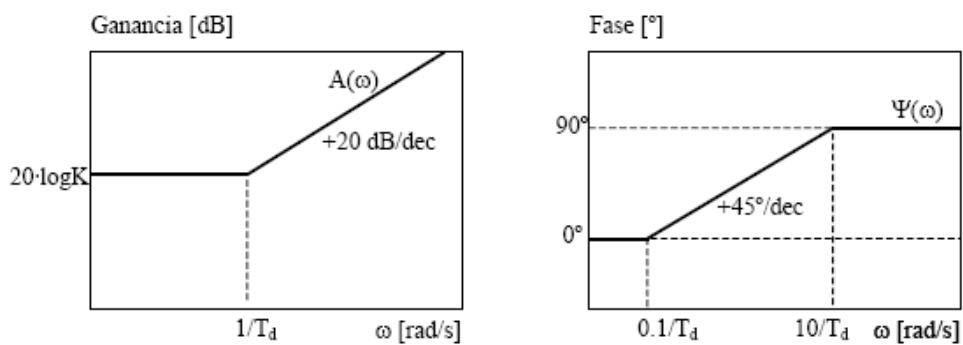


Fig. 6.13. Diagramas de Bode de ganancia y fase del regulador PD [42].

### 6.1.4.6 Regulador PID

En la Fig. 6.14 aparece la implementación electrónica de un regulador PID.



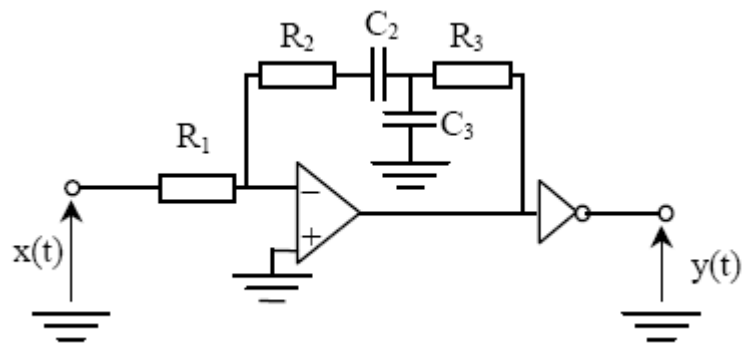


Fig. 6.14. Implementación electrónica del regulador PID [42].

La función de transferencia se calcula a partir de las ecuaciones (6.26) – (6.29).

$$Z_r = \frac{1}{C_2 s} [(1 + R_2 C_2 s)(1 + R_3 C_3 s) + R_3 C_2 s] \quad (6.25)$$

$$Z_e = R_1 \quad (6.26)$$

$$R(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = K \left( 1 + \frac{1}{T_i s} + T_d s \right) \quad (6.27)$$

$$R(s) = K \frac{(1 + T_1 s)(1 + T_2 s)}{T_i s} \quad (6.28)$$

A continuación, en la Fig. 6.15, se dibujan los diagramas de Bode de ganancia y fase.

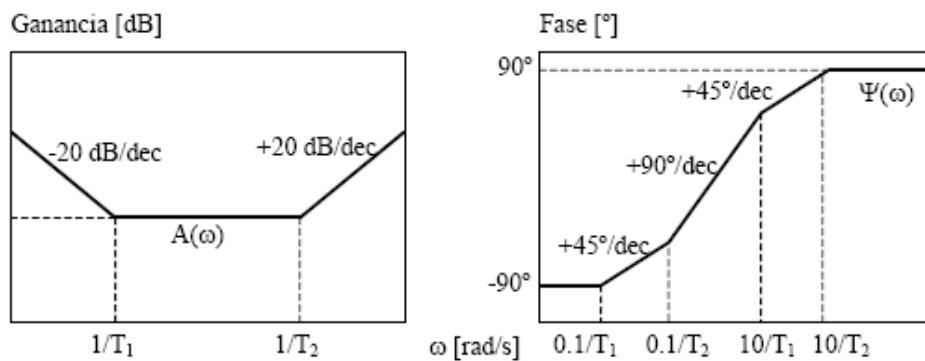


Fig. 6.15. Diagramas de Bode de ganancia y fase del regulador PID [42].

## 7. CONTROLADORES DIFUSOS

El control lógico difuso surgió en los 60 (del trabajo de Lofti A. Zadeh [45]), como una herramienta para el control de procesos industriales complejos, radicando su importancia en que permite responder a valores intermedios de variables, pasando de las dos opciones tradicionales de “frío/caliente”, “alto/bajo”, a opciones como “tibio” y “medio” por ejemplo, haciendo que los sistemas se acerquen a la forma de trabajar del cerebro humano.

Los sistemas de lógica difusa tienen una estrecha relación con los conceptos difusos tales como conjuntos difusos, variables lingüísticas y demás. Los más populares sistemas de lógica difusa que se encuentran en la literatura son los siguientes: sistemas difusos tipo Mamdani (con fusificador y defusificador) y sistemas difusos tipo Takagi-Sugeno [46].

En este apartado se describe el tipo Mamdani, ya que es el que se utilizará para realizar la simulación del control del inversor solar con un control difuso.

En la Fig. 7.1 se muestra la configuración básica de un sistema tipo Mamdani.

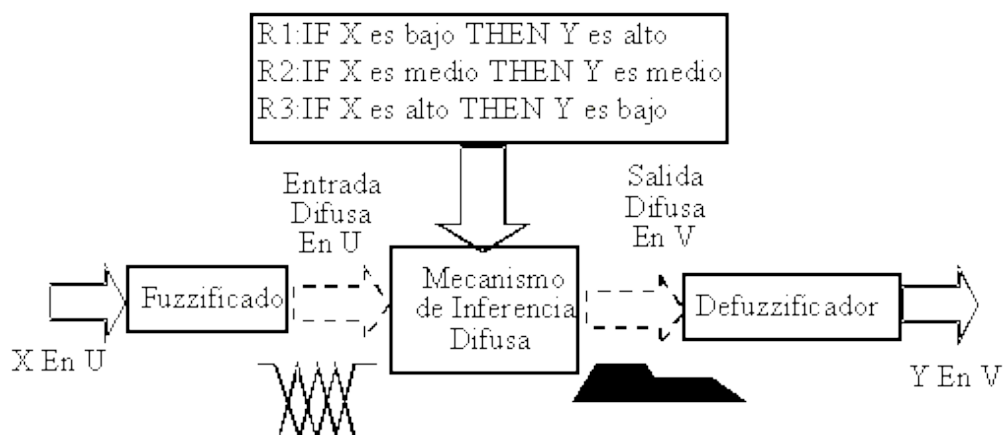


Fig. 7.1. Sistema Difuso Mamdani, Procesamiento General [46]

### 7.2. Introducción a la lógica difusa

La metodología que hace uso de conjuntos difusos definidos por funciones de membresía en expresiones lógicas es llamada Lógica Difusa [48]. Ésta es una metodología que proporciona una manera simple y elegante de obtener una conclusión a partir de información de entrada vaga, ambigua, imprecisa, con ruido o incompleta. En general la lógica difusa imita como una persona toma decisiones basada en información con las características mencionadas. Una de las ventajas de la lógica difusa es la posibilidad de implementar sistemas basados en ella tanto en hardware como en software o en combinación de ambos.

### 7.3. Controlador lógico difuso

Un controlador lógico difuso (CLD). Emplea principios de lógica difusa y permite convertir estrategias de control lingüístico, basado en conocimiento experto, en una estrategia de control automático. Hasta la fecha no existe ninguna metodología única, sin embargo el método utilizado

para este proyecto es el propuesto por C.C. Lee [48], el cual está compuesto por las siguientes partes:

- Fusificación.
- Base de conocimiento.
- Lógica de decisiones.
- Defusificación.

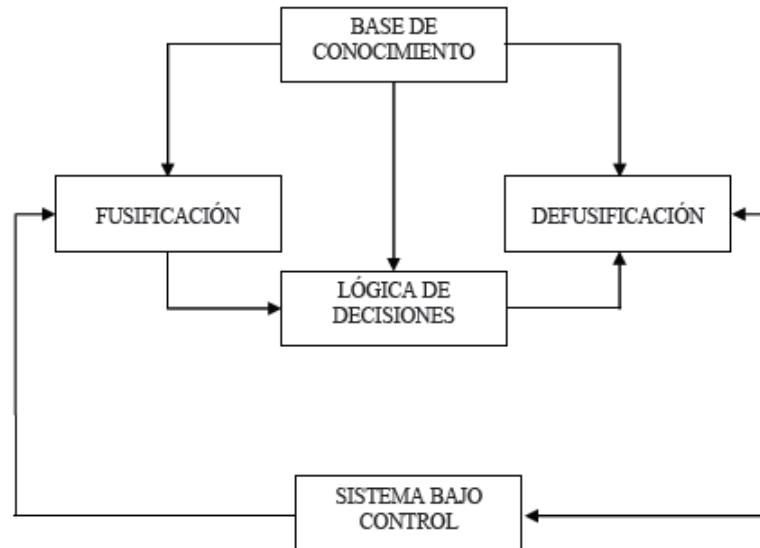


Fig. 7.2. Estructura básica de un CLD [48].

### 7.3.2. Fusificación

La entrada de un sistema de lógica difusa tipo Mamdani normalmente es un valor numérico proveniente, por ejemplo, de un sensor; para que este valor pueda ser procesado por el sistema difuso se hace necesario convertirlo a un "lenguaje" que el mecanismo de inferencia pueda procesar. Esta es la función del fusificador, que toma los valores numéricos provenientes del exterior y los convierte en valores "difusos" que pueden ser procesados por el mecanismo de inferencia. Estos valores difusos son los niveles de pertenencia de los valores de entrada a los diferentes conjuntos difusos en los cuales se ha dividido el universo de discurso de las diferentes variables de entrada al sistema [46].

Es el proceso de asignar valores de membresía o pertenencia a un valor numérico de entrada para cada una de las etiquetas difusas que forman la variable lingüística; por ejemplo, la variable lingüística "Temperatura de la sala" puede tomar los valores "baja", "semi-baja", "media" y "alta"; para este caso la entrada al fusificador es un valor de temperatura preciso, y la salida estará formada por los valores de verdad de cada una de las etiquetas "baja", "semi-baja", "media" y "alta", como se muestra en la Fig. 7.3.

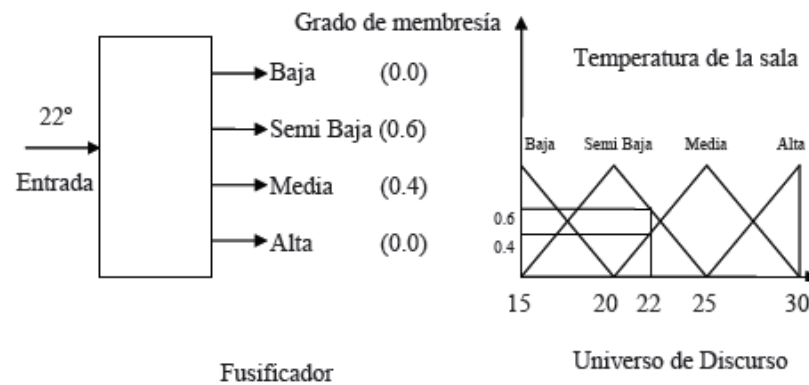


Fig. 7.3. Proceso de fusificación [46].

### 7.3.3. Base de conocimiento

Se obtiene de la experiencia desarrollada por un operador y de conocimientos sobre Ingeniería de control, y depende del proceso a controlar y los requerimientos de diseño. Está compuesta de dos partes, una base de datos y una base de reglas de control difuso (utiliza variables lingüísticas). Las bases de reglas también se pueden obtener utilizando métodos de optimización [49].

#### 7.3.3.1 Base de datos

Incluye la discretización y normalización de los universos de entrada y salida, la definición de subconjuntos (partición de los universos y funciones de pertenencia) y satisfacer la propiedad de completitud.

- *Discretización.*

Debido a la necesidad de discretizar, ya que los datos se procesan en forma digital, este proceso genera niveles cuantizados, cada uno de los cuales representa un elemento genérico en un universo de discurso.

- *Normalización*

La normalización del universo discreto puede ser lineal o no.

- *Partición de los universos*

Se refiere al número de etiquetas que toma una variable lingüística; por ejemplo la variable "temperatura de la sala", puede tomar valores "muy bajos", "bajos", "media" y "alta". El número de términos está determinado por las características del sistema a controlar y la calidad del control.

- *Funciones de pertenencia*

Como se menciona anteriormente, las funciones de pertenencia o membresía representan gráficamente la relación que mantienen los elementos de un subconjunto difuso, dentro de un universo de discurso, con el grado de pertenencia al conjunto en cuestión. La representación de estas figuras puede tomar diferentes formas, siendo las más utilizadas las de forma triangular y

trapezoidal. La utilización de alguna de ellas puede ser de manera arbitraria, dependiendo de la aplicación en particular [48].

- *Completitud*

Esta propiedad indica que el algoritmo debe ser capaz de inferir una acción correcta para cada estado del proceso.

### 7.3.3.2 Base de reglas

La estrategia de control, derivada de la experiencia, se expresa mediante el uso de algoritmos difusos. Las reglas de control que forman el algoritmo difuso pueden definirse usando los siguientes criterios:

#### a) Selección de variables

Las variables de entrada se seleccionan basándose en la experiencia y en conocimientos de Ingeniería y el cambio de error (derivada del error). La importancia de usar la variación de error se ilustra con un caso cotidiano, como es el hecho de atravesar una avenida, para lo cual no sólo consideramos la distancia entre un vehículo y la persona que va a cruzar la calle, sino también consideramos la velocidad con la que el vehículo se desplaza.

#### b) Origen y obtención de las reglas de control

Se puede utilizar la experiencia y los conocimientos en Ingeniería de control (es la más utilizada), o métodos de optimización [49]. En un CLD la operación dinámica está caracterizada por un conjunto de reglas, compuestas por variables lingüísticas basadas en el conocimiento experto, usualmente de la forma:

- *If* (conjunto de antecedentes satisfechas) *Then* (conjunto de consecuentes que pueden inferir).

Donde las condiciones y las consecuencias de las reglas *If-Then* están asociadas con conceptos difusos (términos lingüísticos), formando lo que se conoce como declaraciones condicionales difusas, donde el antecedente es una condición sobre la base del estado de las variables del proceso y el consecuente es una acción de control para el sistema a controlar (proceso).

#### c) Tipos de reglas de control

En [49] se mencionan dos tipos de reglas usadas en el diseño de un CLD: las reglas de control de evaluación de estado y las reglas de control de evaluación de objeto.

### 7.3.3.3 Reglas de evaluación de estado

Este tipo de reglas es el más usado. Toman la siguiente forma:

$R_1$ : si  $x$  es  $A_1, \dots, \dots, \dots$ , y  $w$  es  $B_1$  entonces  $z$  es  $C_1$ .

$R_2$ : si  $x$  es  $A_2, \dots, \dots, \dots$ , y  $w$  es  $B_2$  entonces  $z$  es  $C_2$ .

$R_3$ : si  $x$  es  $A_3, \dots, \dots, \dots$ , y  $w$  es  $B_3$  entonces  $z$  es  $C_3$ .

...

$R_n$ : si  $x$  es  $A_n, \dots, \dots, \dots$ , y  $w$  es  $B_n$  entonces  $z$  es  $C_n$ .

### 7.3.3.4 Reglas de evaluación de objeto

Este tipo de reglas involucra la evaluación del estado actual así como el estado de la acción de control. Se aplica en esquemas de control difuso de tipo predictivo.

### 7.3.4. Lógica de decisiones

Como ya se ha mencionado, un CLD puede emular a un hábil experto operador humano [49], mediante funciones de implicación difusa y mecanismos de inferencia principalmente. Teniendo los diferentes niveles de pertenencia arrojados por el fusificador, los mismos deben ser procesados para general una salida difusa. La tarea del sistema de inferencia es tomar los niveles de pertenencia y apoyado en la base de reglas generar la salida del sistema difuso.

### 7.3.5. Defusificación

La salida que genera el mecanismo de inferencia es una salida difusa, lo cual significa que no puede ser interpretada por un elemento externo (por ejemplo un controlador) que sólo manipule información numérica. Para lograr que la salida del sistema difuso pueda ser interpretada por elementos que solo procesen información numérica, hay que convertir la salida difusa del mecanismo de inferencia; este proceso lo realiza el fusificador.

La salida del mecanismo de inferencia es un conjunto difuso resultante. Para generar la salida numérica a partir de estos conjuntos existen varias opciones como el promedio del máximo y el centro de áreas entre otros [46].

#### 7.3.5.1 Método del promedio del máximo

Esta estrategia genera una acción de control que es el promedio de todas las acciones de control cuyos grados de pertenencia alcanzan el valor máximo. Concretamente en el caso de un universo discreto, la salida del control puede definirse por medio de la ecuación (7.1):

$$Z_0 = \sum_{j=0}^I \frac{W_j}{I} \quad (7.1)$$

Donde  $W_j$  es el valor central de la etiqueta lingüística "j" para la cual la función de membresía el valor máximo  $\mu_z(W_j)$  e "I" es el número de etiquetas que alcanzan el valor máximo.

#### 7.3.5.2 Método del centro de áreas

Es una de las estrategias más utilizadas [46], se calcula el centro de gravedad de la distribución de las salidas de control difuso para obtener la señal de control, la cual se aplica al sistema a controlar. Para el caso de un universo discreto, la salida defusificada se puede obtener mediante la ecuación (7.2):

$$Z_0 = \frac{\sum_{j=1}^n \mu_{zz}(W_j)W_j}{\sum_{j=1}^n \mu_z(W_j)} \quad (7.2)$$

Donde n es el número de niveles de cuantización del universo de salida y  $\mu_z$  es una función de pertenencia de salida resultante. Este método corta la función de membresía de los respectivos métodos lingüísticos, de acuerdo con sus valores de pertenencia, formando áreas nuevas, las cuales son sobrepuestas para formar una sola.

En la Fig. 7.4 se muestra de una manera más detallada cómo es el funcionamiento de un sistema difuso Mamdani.

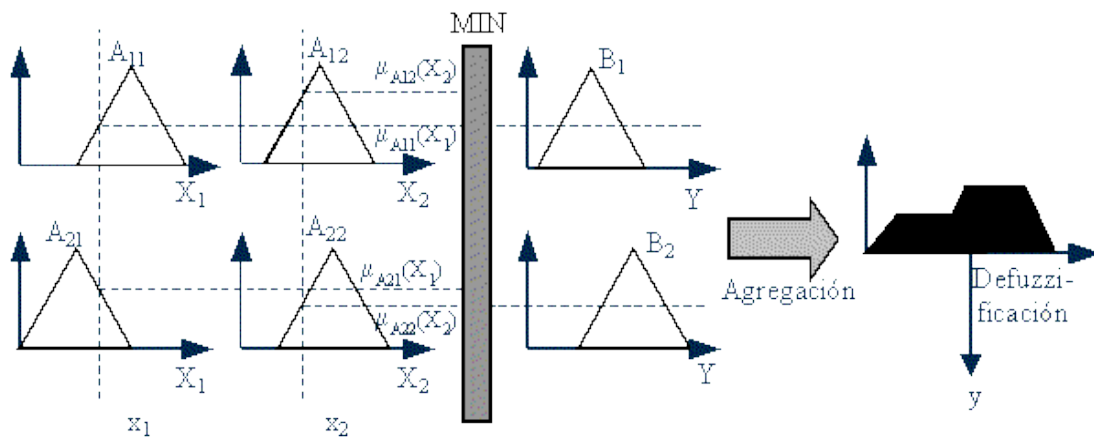


Fig. 7.4. Procesamiento detallado de un sistema difuso Mamdani [46].

La señal de control se obtiene aplicando el método de centro de áreas a la superficie negra de la Fig. 7.4, dentro del proceso de defuzzificación.

## 8. SIMULACIONES Y RESULTADOS

En este apartado se describe la simulación del control de un inversor PV. Se controla la tensión de salida mediante la variación de potencia activa y reactiva. En la Fig. 8.1 se representa el circuito equivalente de un inversor DC-AC conectado a la red.

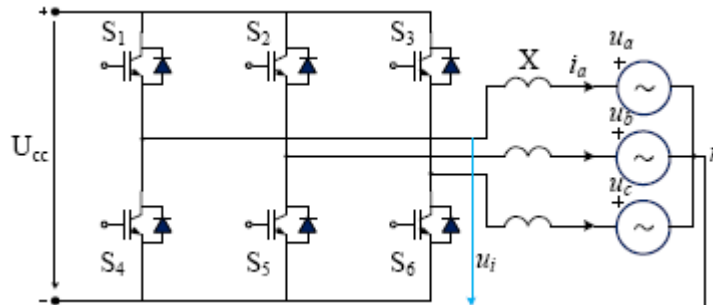


Fig. 8.1. Inversor DC-AC conectado a la red [52].

Para determinar las potencias activa y reactiva que puede entregar y absorber un generador PV es imprescindible conocer los límites del inversor PV. Los límites de operación en los inversores PV son tres [52]:

1. “Límite de corriente del inversor”, con forma de circunferencia, en la que potencia reactiva y la potencia activa generadas dependen de la tensión en la red  $U_g$  y de la corriente a la salida del inversor  $I_i$ , según la ecuación (8.1):

$$P^2 + Q^2 = (3U_g I_i)^2 \quad (8.1)$$

2. “Límite de tensión del inversor”, con forma de elipse, en la que las potencias activa y reactiva generadas dependen de  $U_g$  y la tensión a la salida del inversor  $U_i$ , según la ecuación (8.2):

$$P^2 + \left( Q^2 + 3 \frac{U_g^2}{X} \right)^2 = \left( \frac{U_g U_i}{X} \right)^2 \quad (8.2)$$

3. “Límite de potencia activa PV”, es una recta vertical que define el máximo de potencia activa que se puede obtener del campo PV.

En Fig. 8.2 se muestran los límites de funcionamiento del inversor PV. Esta figura es el resultado de tener en cuenta todas las restricciones anteriormente explicadas, así como que el generador PV tiene su límite de generación de energía activa establecido en 1pu [52].



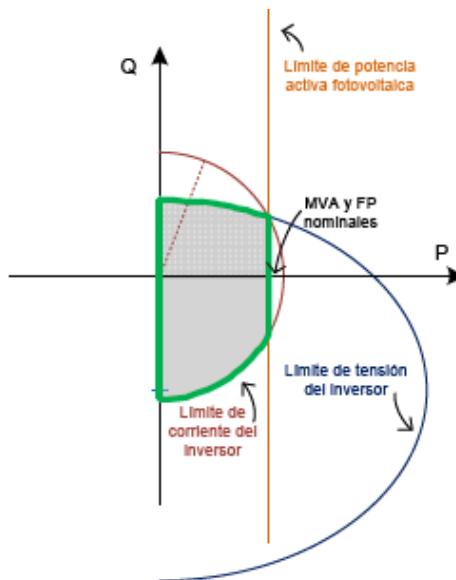


Fig. 8.2. Capacidad de potencia activa y reactiva en generadores PV [52].

En este proyecto se simulan dos métodos de control del inversor PV implementados ambos en la aplicación Simulink de Matlab [50]:

- Regulador PI.
- Control difuso.

## 8.2. Presentación del modelo

Antes de ver cada uno de los métodos en profundidad se describen ciertos aspectos que son relevantes en la simulación:

- Función de transferencia del inversor.
- Señales de entrada de potencia activa y reactiva.

### 8.2.1. Función de transferencia del inversor

El esta simulación se realiza el control dq de un inversor conectado a red. Se basa en el modelo en pequeña señal en coordenadas dq [53], mostrado en la Fig. 8.3. Este modelo consta de una tensión en DC llamada  $V_g$ , una inductancia  $L$ , una resistencia  $r$ , un ciclo de trabajo del inversor  $d$  y la frecuencia angular  $w$ .

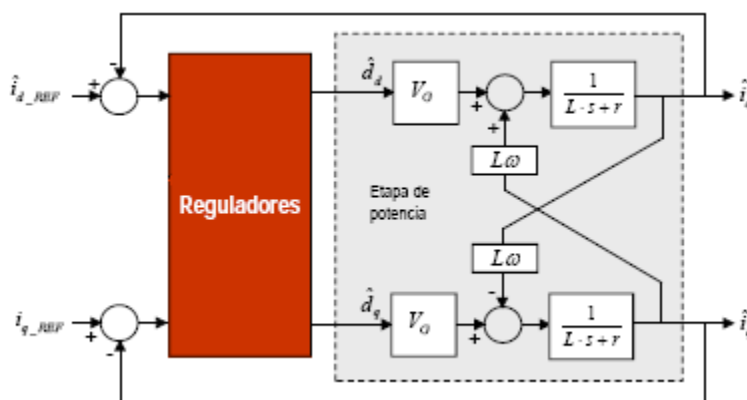


Fig. 8.3. Modelo en pequeña señal en coordenadas dq [53].

La función de transferencia para el inversor PV utilizada en el modelo es la que se observa en la ecuación (8.3). El valor de la inductancia es  $2e^{-3}$ , la resistencia tiene un valor de  $100e^{-3}$  y se ha empleado una tensión  $V_g$  de 450 V.

$$Z_0 = \frac{1}{2e^{-3}s + 100e^{-3}} \quad (8.3)$$

En realidad, las señales que recibe el inversor son los componentes d y q de la corriente, que se han obtenido mediante las transformaciones Park [51]. Las componentes d y q de la corriente se relacionan a través de la potencia activa y reactiva, las cuales sí son las entradas que se controlan en el sistema de la simulación. Esta relación se muestra en las ecuaciones (8.4) y (8.5).

$$i_d = \frac{2(P \cdot V_d + Q \cdot V_q)}{3(V_d^2 + V_q^2)} \quad (8.4)$$

$$i_q = \frac{2(Q \cdot V_d - P \cdot V_q)}{3(V_d^2 + V_q^2)} \quad (8.5)$$

Donde P y Q son potencia activa y reactiva respectivamente, y  $V_d$  y  $V_q$  son las componentes d y q de la tensión.

### 8.2.2. Señales de entrada de potencia activa y reactiva

Las señales de entrada a ambos modelos de potencia activa y reactiva son los mostrados en la figura Fig. 8.4. Se muestran unas variaciones de potencia activa y reactiva en pu que podría ocurrir en la realidad, para poder estudiar si el control empleado en el inversor PV funciona.

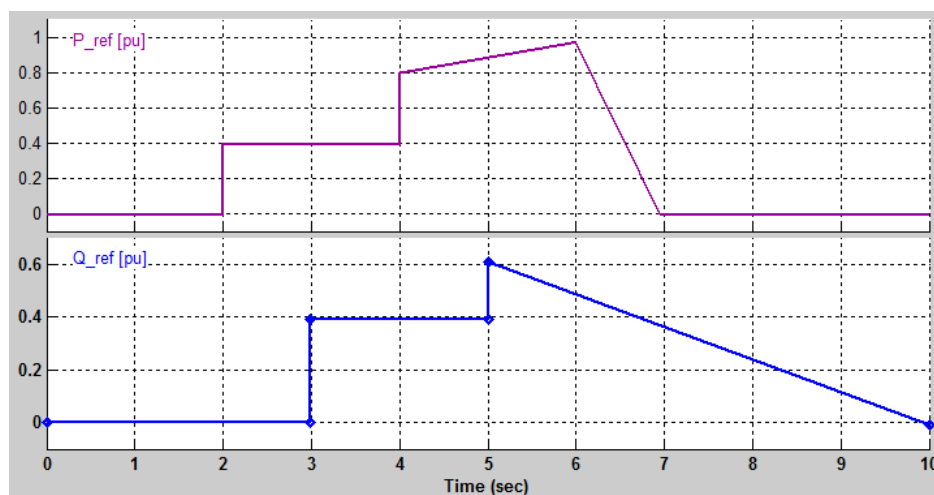


Fig. 8.4. Señales de potencia activa y reactiva.

### 8.3. Control con regulador PI

El modelo implementado en Simulink se muestra en la Fig. 8.5. El esquema muestra dos entradas, potencia activa y reactiva, que se comparan con la salida y entran al regulador PI. Las constantes proporcional e integral del regulador "PID Controller2" son  $P=0.05688$  e  $I=8.4138$ . Las correspondientes al regulador "PID Controller3" son  $P=0.046073$  e  $I=7.8814$ . Estas constantes se han calculado con el ajuste del programa de Matlab, que utiliza la técnica de "prueba - error" y se obtienen automáticamente (se explica en el manual del programa, en el apartado "PID Tuning/Automatic Tuninig" [50]).

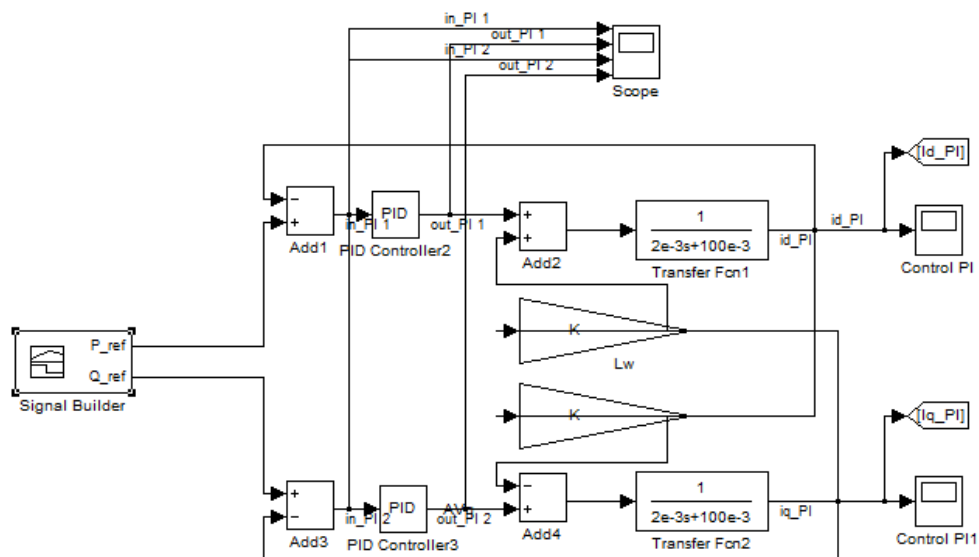


Fig. 8.5. Modelo de inversor PV con control PI.

La función de transferencia del inversor recibe las componentes d y q de la corriente, que se han obtenido a través de las transformaciones de Park [51].

A la salida del sistema se encuentran las señales de potencia activa y reactiva después del control PI.

#### 8.4. Control difuso

El esquema en Simulink [50] del inversor PV con un control difuso sustituye los reguladores PI del anterior modelo por un control Fuzzy o difuso. En la Fig. 8.6 se puede observar el esquema.

El esquema es similar al anterior, salvo en el control. Sustituye los reguladores PI por dos bloques de control difuso ("Fuzzy" y "Fuzzy1"). El resto del sistema es idéntico. El diseño de los bloques de control difuso se ha realizado en Simulink [50] y se describe con más detalle en los siguientes apartados.

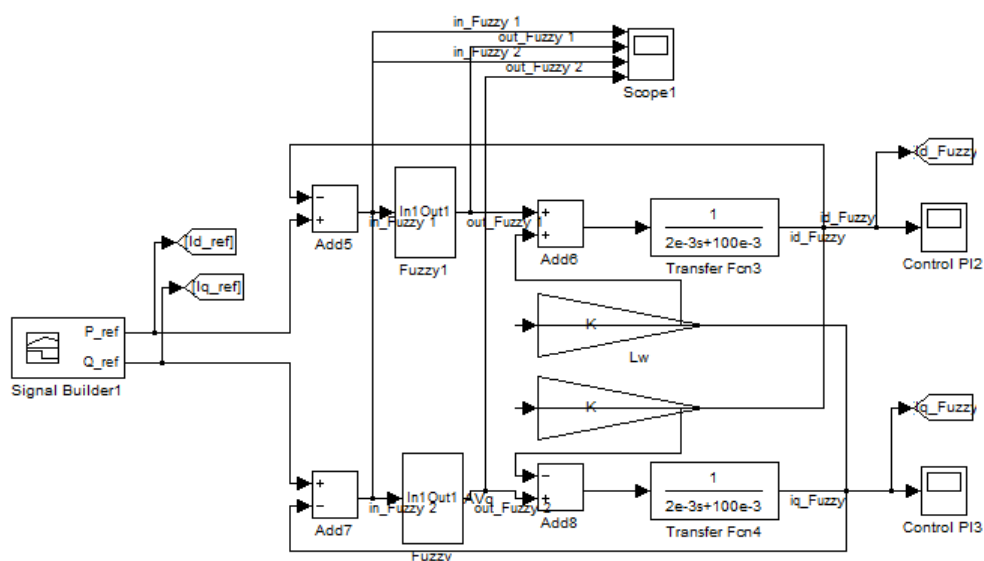


Fig. 8.6. Modelo de inversor PV con control difuso.

### 8.4.2. Diseño del control difuso

Los bloques “Fuzzy” y “Fuzzy1” del esquema se desarrollan en este otro esquema, mostrado en la Fig. 8.7. La entrada al controlador denominada “In1” y un integrador que permite eliminar el error en régimen permanente alimentan al controlador difuso.

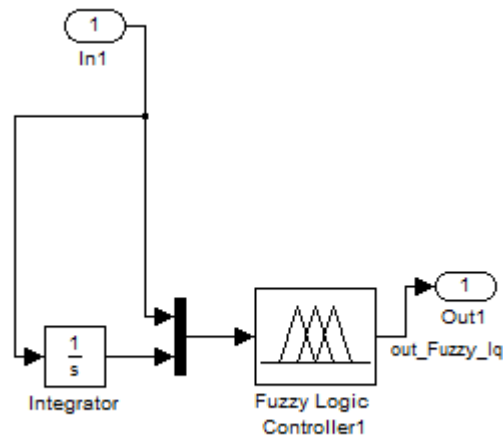


Fig. 8.7. Modelo del bloque Fuzzy.

El bloque llamado “Fuzzy Logic Controller1” corresponde al control difuso, y para diseñarlo es necesario utilizar las herramientas del SW Matlab. Todos las partes del control difuso analizadas en el apartado 7 están presentes en este diseño (fusificación, base de conocimiento, lógica de decisiones y defusificación). El diseño de los dos controladores Fuzzy es idéntico.

La Fig. 8.8 muestra el editor de Matlab para el diseño del control difuso. Utiliza un sistema de lógica difusa tipo Mamdani, explicado en el apartado 7.

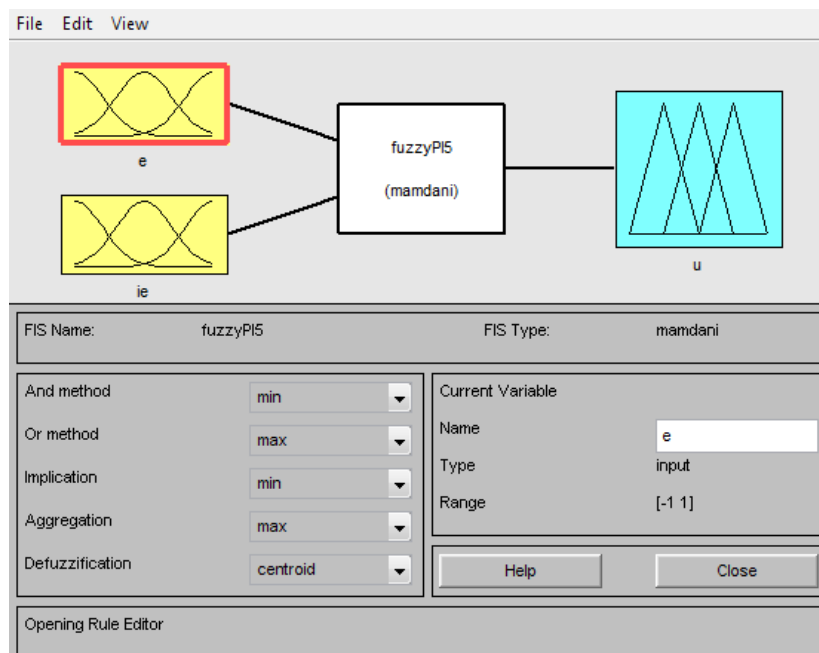


Fig. 8.8. Editor de Matlab para el control difuso.

Las funciones de pertenencia de las entradas al controlador difuso “e” (error entre el valor de referencia y la salida del sistema) e “ie” (cambio del error, diferencia entre el error actual y el anterior) se muestran en Fig. 8.9 (para ambas es igual).

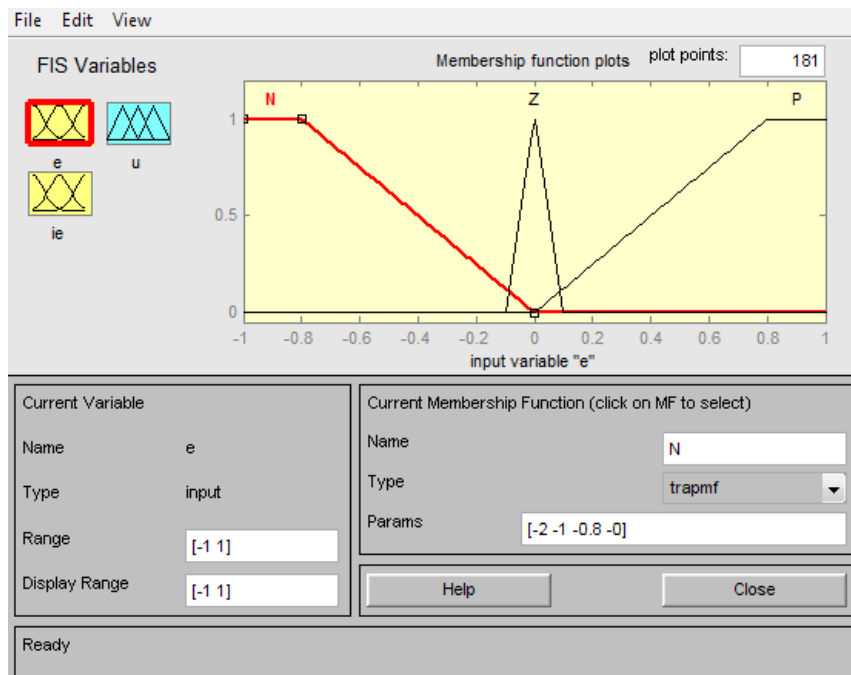


Fig. 8.9. Función de pertenencia de la entrada “e”.

La función de pertenencia de la salida “u” (salida del controlador) se muestra en la Fig. 8.10.

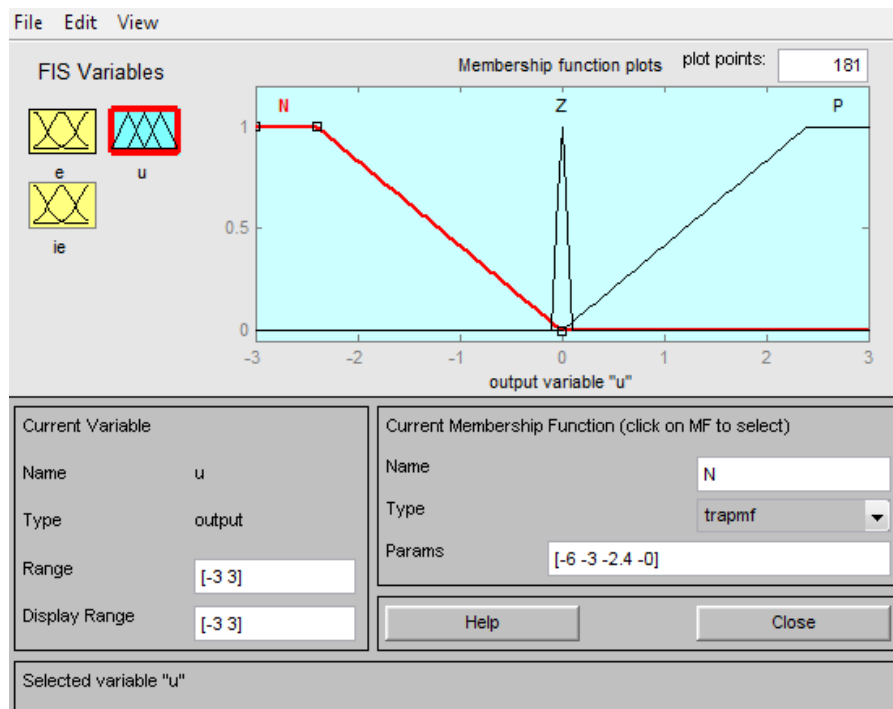


Fig. 8.10. Función de pertenencia de la salida “u”.

Las reglas de control utilizadas son las mostradas en la Fig. 8.11. Se han utilizado 8 reglas de evaluación de estado que cortan las diversas funciones de membresía y con las que se obtienen las señales controladas.

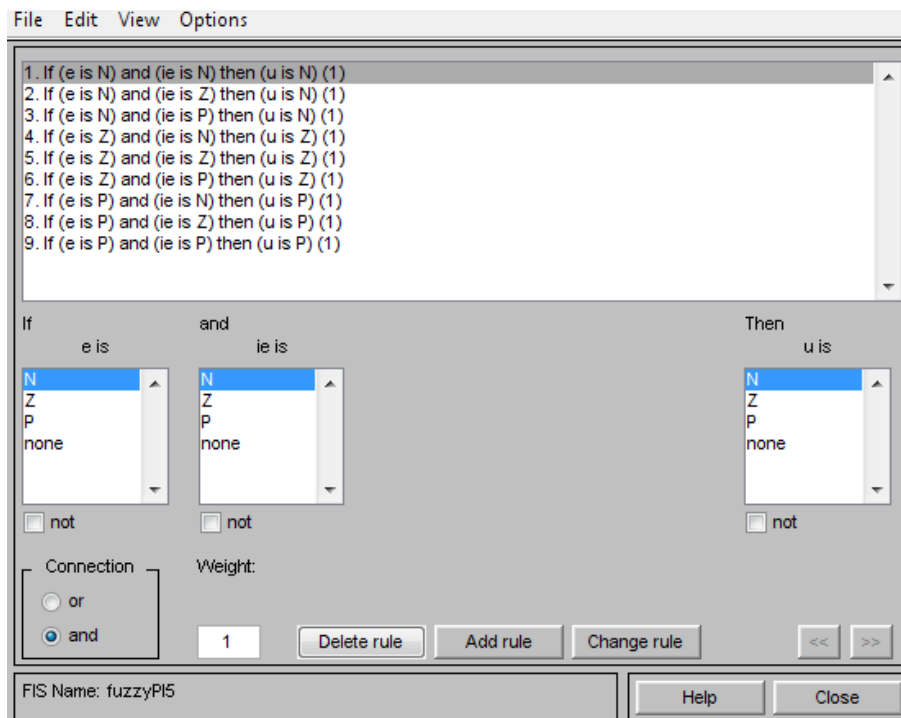


Fig. 8.11. Reglas de control difuso.

## 8.5. Resultados de la simulación

Los resultados obtenidos de la simulación se pueden observar en las siguientes figuras.

En primer lugar, con el primer control empleado (reguladores PI), obtenemos unas señales de entrada y de salida mostradas en la figura Fig. 8.12. Se desarrollan a lo largo de un periodo de 10 segundos.

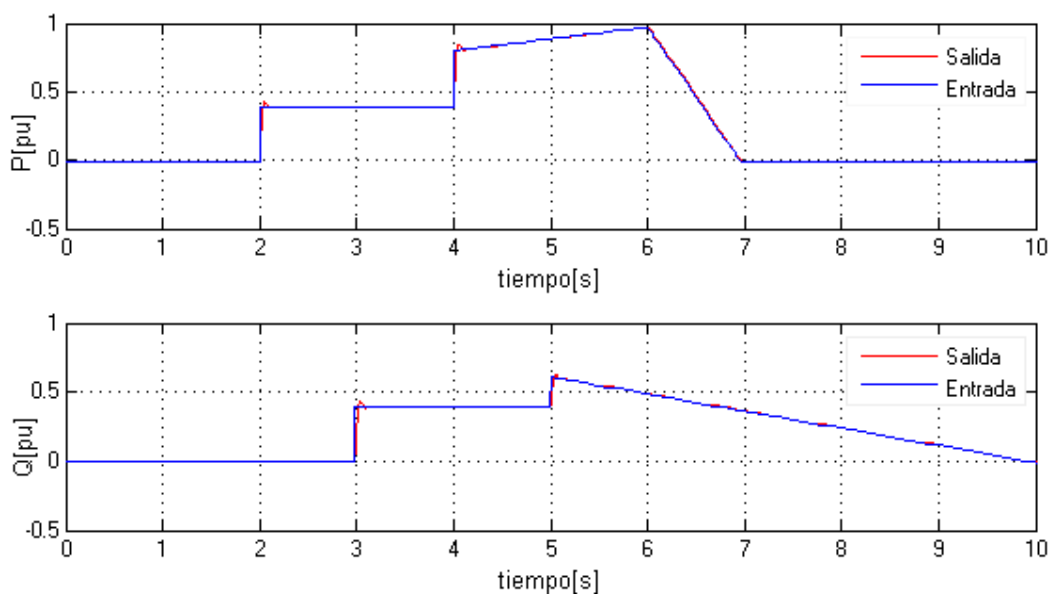


Fig. 8.12. Comparación de las señales de entrada y salida en el control PI.

La señal azul es la entrada, y la roja es la salida. Si hacemos un zoom en los puntos donde hay cambios significativos en las señales, se observa que la salida sufre una alteración. En la Fig. 8.13 se aprecia la diferencia entre las señales de entrada y salida. Las señales de salida tardan aproximadamente 0.1 segundos en volver a la forma de la entrada.

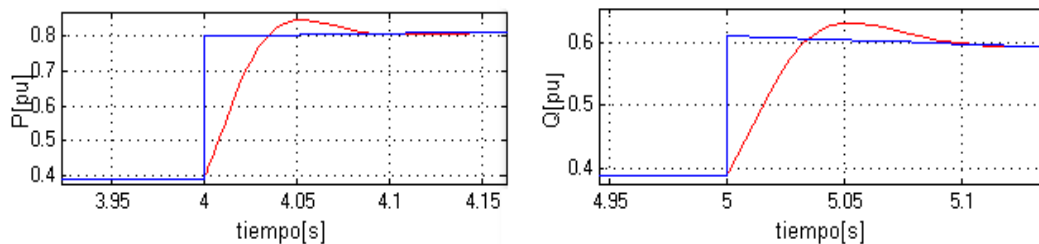


Fig. 8.13. Comparación de las señales de entrada y salida en el control PI (zoom).

Ahora se muestran las señales obtenidas gracias al control difuso. Tanto las entradas y las salidas del sistema se muestran en la Fig. 8.14.

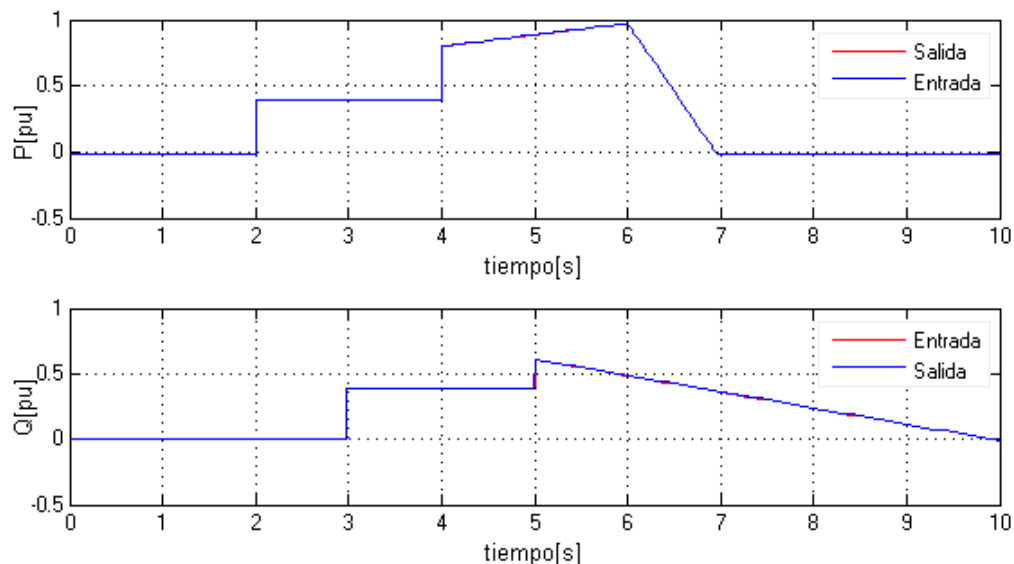


Fig. 8.14. Comparación de las señales de entrada y salida en el control difuso.

Ahora la salida casi ni se diferencia de la entrada. El control es más ajustado que el control PI. Si se realiza un zoom mayor que en el caso anterior se observa una pequeña diferencia entre las señales de entrada y salida.

En la Fig. 8.15 se observa que la entrada y la salida prácticamente son idénticas durante todo el periodo. La salida tarda en acoplarse a la entrada aproximadamente 0.0006 segundos, unas 160 veces más rápido que en el control PI.

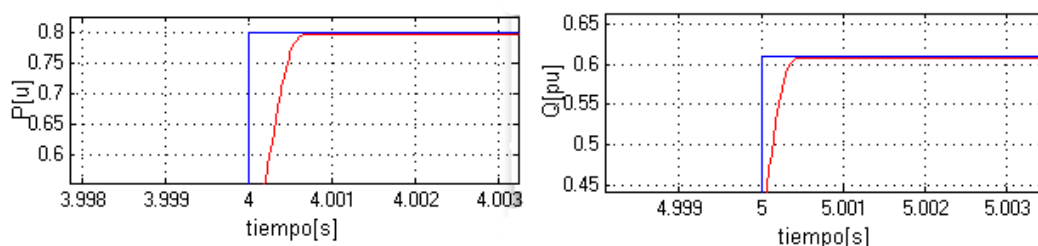


Fig. 8.15. Comparación de las señales de entrada y salida en el control difuso (zoom).

En esta figura se puede ver que el control difuso es más rápido y sufre menos variaciones que el control PI. En este estudio se demuestra que la salida se adapta mejor a la entrada, pero no por esto el control difuso es mejor. También hay que tener en cuenta otros factores, como la fiabilidad y la estandarización del control PI. El control PI es muy utilizado porque funciona correctamente. Además se lleva utilizando durante mucho tiempo, lo que implica que implementar este tipo de control es relativamente fácil, ya que se tiene experiencia suficiente y no resulta muy complicado. Habría que entrar a valorar si el control difuso merece la pena como sustituto, porque su implementación es más costosa y en este caso se ha aplicado a un modelo simulado. Habría que comprobar si en un modelo real las ventajas del control difuso superan a las del control PI.



Esta página ha sido dejada en blanco intencionadamente

## 9. CONCLUSIONES

A lo largo de este proyecto se ha tratado de cumplir dos objetivos diferenciados, un estudio documental de las perturbaciones en redes con presencia PV y la implementación de un control de potencia activa y reactiva de un inversor PV para mejorar la calidad de suministro.

En cuanto al primer objetivo, se ofrece una visión global y actual de las principales causas y soluciones de las sobretensiones y huecos de tensión producidos en las redes con generación PV. Respecto a las causas, no solo se analizan las producidas por la generación PV, sino las que afectan a dicha generación producidas por la red a la que están conectadas. Para la realización de este estudio se ha contado con gran cantidad de artículos científicos que demuestran esta problemática y que ofrecen sus particulares soluciones a estas perturbaciones mediante simulaciones y experimentos.

En lo referente al segundo objetivo de este proyecto se ha implementado el control de un inversor PV mediante Matlab/Simulink. El sistema está formado por un inversor PV y dos tipos de control: un control de potencia activa y reactiva con reguladores PI, y otro con técnicas de control difuso.

En el sistema se han utilizado unas referencias de potencia activa y reactiva que varían aleatoriamente en función del tiempo y dentro de los límites de operación del inversor, para poder estudiar así el control por parte de los reguladores PI y los controladores difusos.

El control mediante reguladores PI se ha implementado utilizando unas constantes proporcionales e integrales calculadas por el programa Matlab, mediante un ajuste de "prueba - error". El control difuso mediante reguladores "Fuzzy" se ha implementado también con la herramienta Matlab/Simulink y se ha diseñado en base a unas reglas de evaluación de estado para obtener las funciones de membresía necesarias para realizar el control.

Analizando los resultados se llega a la conclusión de que el control difuso tiene ciertas ventajas sobre el control PI. Estas ventajas son principalmente que adapta las señales de salida a las de entrada de una manera más rápida y de una manera más uniforme, con menos perturbaciones. Se ha demostrado mediante la simulación que el control difuso es 160 veces más rápido que el control PI. Estas ventajas aportarían mejoras en la calidad de suministro en redes con generación PV, pero existen otros factores que limitan la utilización de controles difusos. Estos factores tienen que ver con la fiabilidad y la estandarización de los reguladores PID. Estos se siguen utilizando en muchos campos en la actualidad debido a que funcionan correctamente y son relativamente fáciles de implementar. Los controles difusos requieren un diseño menos estándar y más laborioso, lo que a veces resulta más cómodo utilizar reguladores PID.

El siguiente paso sería valorar si utilizar un control difuso, teniendo en cuenta su diseño menos estandarizado, ofrece ventajas lo suficientemente importantes como para sustituir al control PID, más conocido y fiable.

Esta página ha sido dejada en blanco intencionadamente

## 10. TRABAJOS FUTUROS

Los trabajos futuros que se plantean a partir del trabajo realizado en el proyecto son los siguientes:

- Utilizar métodos de control difuso en sistemas de generación PV reales, utilizando datos reales de penetración solar y comprobar que son lo suficientemente válidos en la realidad. Así se podría valorar con más exactitud si el control difuso es capaz de sustituir al control PID. Sería interesante ver si la implementación de un control difuso en un sistema PV real es demasiado complicada o, por el contrario ofrece ventajas considerables con respecto al control PID, cuya implementación es más estándar.

Esta página ha sido dejada en blanco intencionadamente

## 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] J.A. Martínez Velasco, "Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión", McGrawHill, REE, 2007.
- [2] Norma UNE-EN 60071-1. Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas, Jul. 2010.
- [3] Huang Jiayi, Jiang Chuanwen, Xu Rong, A review on distributed energy resources and MicroGrid, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 12, Issue 9, December 2008.
- [4] Shuiming Chen; Hongqiao Yu; , "A Review on Overvoltages in Microgrid," *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2010 Asia-Pacific , vol., no., pp.1-4, 28-31 March 2010.
- [5] 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.
- [6] 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, January 2010.
- [7] F. Ruz, A. Rey, J.M. Torrelo, A. Nieto, F.J. Canovas, Real time test benchmark design for photovoltaic grid-connected control systems, *Electric Power Systems Research*, Volume 81, Issue 4, April 2011.
- [8] Pazos, Francisco J.; , "Power frequency overvoltages generated by solar plants," *Electricity Distribution - Part 2*, 2009. CIREN 2009. The 20th International Conference and Exhibition on , vol., no., pp.1, 8-11 June 2009.
- [9] A. Cagnano, F. Torelli, F. Alfonzetti, E. De Tuglie, Can PV plants provide a reactive power ancillary service? A treat offered by an on-line controller, *Renewable Energy*, Volume 36, Issue 3, March 2011.
- [10] Tonkoski, R.; Lopes, L.A.C.; El-Fouly, T.H.M.; , "Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on* , vol.2, no.2, pp.139-147, April 2011.
- [11] Preferred Voltage Levels for AC Systems, 0 to 50 000 V, CAN3-C235-83, CSA, 2006.
- [12] Ueda, Y.; Kurokawa, K.; Tanabe, T.; Kitamura, K.; Sugihara, H.; , "Analysis Results of Output Power Loss Due to the Grid Voltage Rise in Grid-Connected Photovoltaic Power Generation Systems," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* , vol.55, no.7, pp.2744-2751, July 2008.
- [13] Masato Oshiro, Kenichi Tanaka, Tomonobu Senjyu, Shohei Toma, Atsushi Yona, Ashmed Yousuf Saber, Toshihisa Funabashi, Chul-Hwan Kim, Optimal voltage control in distribution systems using PV generators, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 33, Issue 3, March 2011.

- [14] Hara, R.; Kita, H.; Tanabe, T.; Sugihara, H.; Kuwayama, A.; Miwa, S.; , "Testing the technologies," *Power and Energy Magazine, IEEE* , vol.7, no.3, pp.77-85, May-June 2009.
- [15] Wang JC, Chiang HD, Miu KN, Darling G. Capacitor placement and real time control in large-scale unbalanced distribution systems: loss reduction formula, problem formulation, solution methodology and mathematical justification. *IEEE Trans Power Deliv* 1997.
- [16] IEEE C62.41-1991, IEEE Recommended Practice on Surge Voltages in Low-Voltage AC Power Circuits, 1991.
- [17] IEEE C62.22-1995, "Application of Metal Oxide Surge Arresters on AC Power System, 1995.
- [18] ANSI Std. C84.1-1989, "Electric Power Systems and Equipment – Voltage Ratings (60Hz) , 1989.
- [19] X. Xiangning, T. Shun, B. Tianshu, X. Yonghai. "Study on Distribution Reliability Considering Voltage Sags and Acceptable Indices". *IEEE Trans. on Power Delivery*. Vol. 22. 2007.
- [20] J. Martínez, J. Martin Arnedo. "Voltage Sag Studies in Distribution Networks – Part III: Voltage Sag Index Calculation". *IEEE Trans. on Power Delivery*. Vol. 21. 2006.
- [21] M. Bollen, D. Daniel. "International Coordination for Voltage Sag Indices". *IEEE Trans. on Power Delivery*. 2006.
- [22] G. Olguin, F. Vuinovich, M. Bollen. "An Optimal Monitoring Program for Obtaining Voltage Sag System Indexes". *IEEE Trans. on Power Systems*. Vol. 21. 2006.
- [23] V. Fuster, F. Romualdo, J. Marín, F. Ferrandis. *Las perturbaciones eléctricas y la industria cerámica*. Instituto de Tecnología Eléctrica – Iberdrola. Valencia (España). 2005.
- [24] M. Bollen. *Understanding Power Quality Problems*. IEEE press. New York (USA). 2000.
- [25] Milanovic, C. Gupta. "Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags - Part I: The Methodology". *IEEE Trans. on Power Delivery*. Vol. 21. 2006.
- [26] J. Martinez, J. Martin Arnedo. "Calculation of Voltage Sag Indices for Distribution Networks". *International Conference on Power Systems Transients (IPST'05)*. Montreal. Canada. Paper No. IPST05-046. 2005.
- [27] C. Shen, C. Lu. "A Voltage Sag Index Considering Compatibility Between Equipment and Supply". *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 22. 2007.
- [28] V. Fuster. *Perturbaciones Eléctricas: tipos y caracterización*. Editorial Universidad Politécnica de Valencia. Valencia (España). 2001.
- [29] S. Djokić, J. Milanović, D. Chapman, M. McGranaghram, D. Kirschen. "A New Method for Classification and Presentation of Voltage Reduction Events". *IEEE Trans. on Power Delivery*. Vol. 20. 2005.

- [30] M. Bollen, E. Styvaktakis. "Characterization of Three-Phase Unbalanced Dips". *IEEE Trans. on Power Delivery*. 2000.
- [31] Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, 2010.
- [32] Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, 2007.
- [33] Proceso de Operación 12.3, Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas, Oct. 2006.
- [34] Alepuz, S.; Busquets-Monge, S.; Bordonau, J.; Martinez-Velasco, J.A.; Silva, C.A.; Pontt, J.; Rodriguez, J.; , "Control Strategies Based on Symmetrical Components for Grid-Connected Converters Under Voltage Dips," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* , vol.56, no.6, pp.2162-2173, June 2009.
- [35] Macken, K.J.P.; Bollen, M.H.J.; Belmans, R.J.M.; , "Mitigation of voltage dips through distributed generation systems," *Industry Applications, IEEE Transactions on* , vol.40, no.6, pp. 1686- 1693, Nov.-Dec. 2004.
- [36] Fei Wang; Duarte, J.L.; Hendrix, M.A.M.; , "Pliant Active and Reactive Power Control for Grid-Interactive Converters Under Unbalanced Voltage Dips," *Power Electronics, IEEE Transactions on* , vol.26, no.5, pp.1511-1521, May 2011.
- [37] Allie E. Auld, Jack Brouwer, G. Scott Samuelsen, Analysis and visualization method for understanding the voltage effect of distributed energy resources on the electric power system, *Electric Power Systems Research*, Volume 82, Issue 1, January 2012.
- [38] P. Kundur *Power system stability and control*, Electric Power Research Institute, 1994.
- [39] K.J. Aström and T. Hägglund. *PID Controllers: Theory, Design and Tuning*. Instrument Society of America, 1995.
- [40] R.C. Dorf, "Sistemas Modernos de Control", Addison-Wesley Iberoamericana, 1989.
- [41] J.G. Ziegler and N.B. Nichols. Optimum settings for automatic controllers. *Transactions of the American Society of Mechanical Engineers*, 1942.
- [42] K. Ogata, "Ingeniería de Control Moderna", Prentice Hall Hispanoamericana, 1993.
- [43] Solera, Eugenia. Sintonización de controladores PI y PID utilizando modelos de polo doble más tiempo muerto, 2006.
- [44] Goodwin, Graebe & Salgado, *Control System Design*. Prentice Hall, 2001.
- [45] Zadeh L. A., "Fuzzy Sets", *Information and Control*, Vol 8, No. 3pp. 338-353, June 1965.



- [46] Mamdani, E. H. "Application of Fuzzy Algorithm for Control of Simple Dynamic Plant" Proc. IEE Vol 121, Nº 12, pp 1585-1588, 1974.
- [47] Von Altrock C., Fuzzy Logic and NeuroFuzzy Applications Explained, Prentice Hall PTR, United States of America, 1995.
- [48] Passino M. K., Yurkovich S., Fuzzy Control, Addison Wesley, USA, 1998.
- [49] Lee C.C., "Fuzzy Logic in Control Systems: Fuzzy Logic in Controller-Part", Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Vol. 20, No. 2, pp. 419-435, Mar/Apr 1990.
- [50] Software, Matlab R2008a.Ink, 2008.
- [51] R. H. Park, "Two Reaction Theory of Synchronous Machines", AIEE Transactions 48:716-730, 1929.
- [52] Ricardo Albarracin Sanchez, "Comparación de sobretensiones en redes eléctricas con generadores fotovoltaicos", tesis de máster, Universidad Carlos III de Madrid, septiembre 2010.
- [53] Universidad Carlos III de Madrid, "Modelado y Control de Convertidores Elrtrónicos de Potencia", 2011.

## 12. APÉNDICE

### 12.1. RESÚMENES CRÍTICOS

#### 12.1.1. Barker2010

<b>Autor</b>	Barker, Phil	<b>[Barker2010]</b>
<b>Fecha</b>	2010	
<b>Título</b>	Overvoltage Considerations in Applying Distributed Resources on Power Systems.	
<b>Referencia</b>	Barker, P.; "Overvoltage considerations in applying distributed resources on power systems," Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE , vol.1, no., pp.109-114 vol.1, 25-25 July 2002.	
<b>Documento</b>	Artículo revista ieeExplore.	
<b>Tema</b>	Consideraciones de sobretensión en la aplicación de los Recursos Distribuidos (DR) en Sistemas de Potencia.	
<b>Resumen</b>	Este documento se centra en los problemas de sobretensión del DR y ofrece algunas soluciones a esos problemas.	
<b>Objetivo</b>	Este documento cubre una amplia gama de temas relacionados con sobretensiones en DR. Está claro que una mala interconexión DR puede provocar sobretensiones que pueden dañar los equipos de servicios públicos y las cargas de los clientes. Por el contrario, DR pueden ser susceptibles a daños por sobretensiones entrantes procedentes del sistema de energía o por rayos. Un buen diseño, operación y especificaciones de los equipos conectados de DR pueden mitigar la mayoría de los problemas asociados con estos temas.	
<b>Aplicación</b>	Se describen los factores principales de diseño de DR para evitar sobretensiones.	
<b>Aportaciones</b>	Se detallan y limitan las sobretensiones producidas por fallo a tierra, por resonancia y por rayos. Se expresan los límites de tensión estipulados por ley [1]. También se detallan las sobretensiones producidas por la regulación de tensión en la red, debido a desequilibrios entre generación y demanda. Estas normas están recogidas en la ley ANSI C84.1-1989 [2].	
<b>Ventajas</b>	Se describen los factores clave a considerar en el diseño de equipos e instalaciones en DR: 1. Siempre se debe usar una adecuada conexión a tierra del transformador y la interfaz que sea aceptable para la empresa de servicios públicos y que limite el potencial de peligro de falta a tierra. 2. Ferrorresonancia y auto-excitación son fuentes potenciales de sobretensión de DR. La protección es crucial no sólo para evitar estos problemas, sino también para coordinar con los dispositivos aguas arriba de servicios públicos de protección y limitar la duración de las sobretensiones. El reglamento permite sobretensiones de hasta el 110%. 4. Los equipos DR conectados en el sistema de alimentación secundaria pueden estar expuestos a los rayos y sobretensiones de conmutación. La protección contra sobretensiones es vital. Una protección contra sobretensiones adecuada incluye el uso de descargadores de sobretensión en todos los puertos y la protección contra todas las formas de entrada de sobretensión. Las diferencias de potencial entre tierra y los dispositivos de protección contra sobretensiones pueden ser particularmente amenazantes para algunos equipos (como inversores PV) y debe ser evitado. 5. Los cambios de potencial entre el neutro del sistema durante las faltas puede incrementar la tensión un 125% del valor nominal.	
<b>Inconvenientes</b>	Se producen gran cantidad de sobretensiones que sobrepasan los límites establecidos de control de tensión, y no todos se pueden controlar de manera eficiente.	
<b>Mejoras</b>	Se describen los factores clave del diseño DR para evitar sobretensiones.	

*Referencias*

- [1] R.C. Dugan, D.T. Ritzky, "Electric Distribution System Protection Problems Associated with the Interconnection of Small, Dispersed Generation Devices, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, June 1984.
- [2] ANSI Std. C84.1-1989, "Electric Power Systems and Equipment – Voltage Ratings (60Hz), 1989.

## 12.1.2. Cagnano2010

<b>Autor</b>	A.Cagnano, F. Torelli, F. Alfonzetti, E. De Tuglie 2010	<b>[Cagnano2010]</b>
<b>Fecha</b>		
<b>Título</b>	Can PV plants provide a reactive power ancillary service? A treat offered by an on-line controller.	
<b>Referencia</b>	A. Cagnano, F. Torelli, F. Alfonzetti, E. De Tuglie, Can PV plants provide a reactive power ancillary service? A treat offered by an on-line controller, Renewable Energy, March 2011.	
<b>Documento</b>	Artículo revista ScienceDirect (Renewable Energy)	
<b>Tema</b>	En este trabajo se propone un método simple para reducir al mínimo el costo de las pérdidas de la red y el sistema, manteniendo unas restricciones de tensión [1].	
<b>Resumen</b>	En este trabajo se propone un controlador automático de adaptación que permite gestionar adecuadamente la potencia reactiva suministrada por los inversores de las unidades PV para prestar el servicio de energía reactiva auxiliar en base a las necesidades.	
<b>Objetivo</b>	Minimizar las pérdidas en la red mediante control de potencia reactiva.	
<b>Aplicación</b>	Garantiza suministro de potencia activa en todo momento.	
<b>Aportaciones</b>	En este trabajo se han obtenido los beneficios resultantes de la oportunidad de utilizar la red conectada a unidades PVs como proveedores de energía reactiva. En particular, la posibilidad de reducir al mínimo las pérdidas en la red.	
<b>Ventajas</b>	Se consiguen beneficios por la inyección de reactiva, y gracias a esto se garantiza la potencia activa. Cuando los módulos PV no reciben demasiada luz solar, el método empleado obliga a los inversores a inyectar reactiva en el sistema. Y hace lo contrario cuando la irradiación es alta.	
<b>Inconvenientes</b>	Este método no se puede aplicar a la totalidad de la red de distribución, ya que es muy compleja.	
<b>Mejoras</b>	Es capaz de controlar la red en tiempo real, se adapta a cualquier cambio del sistema.	

*Referencias*

- [1] Italian Electrotechnical Committee (CEI). Technical standard CEI 11-20 "Electrical energy production system and uninterruptable power systems connected to I and II class network. in Italian. 4th ed. Milan: CEI; 2000.

## 12.1.3. Eltawil2009

<b>Autor</b> <b>Fecha</b>	Mohamed A. Eltawil, Zhengming Zhao 2010	[Eltawil2009]
<b>Título</b>	Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems.	
<b>Referencia</b>	Mohamed A. Eltawil, Zhengming Zhao, Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems--A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, January 2010.	
<b>Documento</b>	Artículo revista ScienceDirect (Renewable Energy)	
<b>Tema</b>	Estudia la evolución de la generación PV a lo largo de los últimos años y se centra en el control con inversores del "islanding" [1].	
<b>Resumen</b>	Aclaración de los requisitos técnicos para la interconexión de la red y la solución de los problemas como la detección del "islanding", el estudio de la distorsión armónica y las interferencias electromagnéticas, las cuales son cuestiones muy importantes para la aplicación generalizada de los sistemas PVs.	
<b>Objetivo</b>	Desarrollar la generación PV en un futuro próximo con la mayor calidad posible, resolviendo problemas como el "islanding" y unificando el FP [2].	
<b>Aplicación</b>	Se centra en el estudio y detección del "islanding".	
<b>Aportaciones</b>	Describe los métodos de detección del "islanding" [3] y destaca la importancia del uso de inversores. Propone el uso de un FP único para evitar armónicos. Propone desarrollar un inversor junto con sistemas de almacenamiento que se integrará con la GD y PV para permitir "islanding" intencionado (microrredes) y optimizar las funciones del sistema (servicios auxiliares) para aumentar la competitividad económica de la GD.	
<b>Ventajas</b>	Propone investigar métodos de control de tensión, ya que este tipo de energía sufre demasiadas fluctuaciones. Para ello utiliza inversores, controladores, FP único.	
<b>Inconvenientes</b>	La mayoría de los fallos en la GD provienen del inversor.	
<b>Mejoras</b>	Prevención ante fluctuaciones e "islanding".	

*Referencias:*

- [1] Ishikawa T. Grid-connected photovoltaic power systems: survey of inverter and related protection equipments. Report IEA (International Energy Agency); 2002.
- [2] Janntsch M, Real M, Haberlin H, Whitaker C, Kurokawa K, Blasser G, et al. Measurement of PV maximum power point tracking performance. In: Proceedings of the 14th European photovoltaic solar energy conference and exhibition EU PVSEC; 1997.
- [3] Ward B, Michael R. Evaluation of islanding detection methods for utilityinteractive inverters in photovoltaic systems. Sandia report, SAND2002-3591, Unlimited Release, Printed November; 2002.

## 12.1.4. Hara2009

<b>Autor</b>	Hara, R.; Kita, H.; Tanabe, T.; Sugihara, H.; Kuwayama, A.; Miwa, S	<b>[Hara2009]</b>
<b>Fecha</b>	2009	
<b>Título</b>	Testing the technologies.	
<b>Referencia</b>	Hara, R.; Kita, H.; Tanabe, T.; Sugihara, H.; Kuwayama, A.; Miwa, S.; , "Testing the technologies," <i>Power and Energy Magazine, IEEE</i> , May-June 2009	
<b>Documento</b>	Artículo revista IEEEExplore	
<b>Tema</b>	Descripción de sistemas PVs conectados a la red en Japón.	
<b>Resumen</b>	Se describe técnicamente los componentes de un sistema de generación PV conectado a la red. Incluye un sistema de baterías de almacenamiento para controlar las sobretensiones.	
<b>Objetivo</b>	Estudio de un sistema PV conectado a la red.	
<b>Aplicación</b>	Implantación de sistemas PVs en Japón, y control de las pérdidas y sobretensiones mediante baterías de almacenamiento.	
<b>Aportaciones</b>	Este proyecto muestra cómo realizar el control de tensión mediante dos baterías de almacenamiento y propone cuatro métodos de operación: operación inversa de flujo de potencia, operación programada, operación de cambio de pico y operación de control de tensión.	
<b>Ventajas</b>	Este tipo de generación está premiada en Japón y se invierte gran cantidad de dinero. También es respetuosa con el medio ambiente, con lo que en Japón están implicados en el desarrollo de este tipo de generación.	
<b>Inconvenientes</b>	Los emplazamientos de las baterías son peligrosos.	
<b>Mejoras</b>	Mejor control de las sobretensiones a partir de los PCS's.	

## 12.1.5. Jiayi2008

<b>Autor</b>	Huang Jiayi, Jiang Chuanwen, Xu Rong	<b>[Jiayi2008]</b>
<b>Fecha</b>	2008	
<b>Título</b>	A review on distributed energy resources and MicroGrid.	
<b>Referencia</b>	Huang Jiayi, Jiang Chuanwen, Xu Rong, A review on distributed energy resources and MicroGrid, Renewable and Sustainable Energy Reviews, December 2008.	
<b>Documento</b>	Artículo revista ScienceDirect (Renewable Energy)	
<b>Tema</b>	Estudia la energía distribuida en redes pequeñas.	
<b>Resumen</b>	MG (micro-red) puede operar interconectado a la red de distribución principal, o en un nodo en isla. Este artículo revisa las investigaciones y estudios sobre la tecnología de MG. La operación de la MG y la MG en el entorno del mercado también se describen en el documento.	
<b>Objetivo</b>	La MG tiene la intención de operar en las dos siguientes condiciones de funcionamiento diferentes: modo normal y el modo de interconexión de emergencia (en modo isla) [1].	
<b>Aplicación</b>	El sistema multi-agente (MAS) se propone como la técnica principal de esta sección	
<b>Aportaciones</b>	El objetivo de este trabajo es revisar las investigaciones y estudios sobre la tecnología de MG. Se introducen algunas situaciones actuales sobre MG, especialmente en Europa y Japón, se describe la arquitectura MG, incluyendo MS (micro-fuentes), dispositivos de almacenamiento e inversores, se destacan dos enfoques en la operación de emergencia de MG, y se estudia dentro del entorno del mercado.	
<b>Ventajas</b>	Los beneficios de la MG son variados, como aumentar la fiabilidad de la distribución a nivel local, reducir las pérdidas de conexión, proporcionar una mayor eficiencia mediante el uso de calor residual combinada con la electricidad (CHP), corrección de hueco de tensión o proporcionar funciones de fuente de alimentación ininterrumpida.	
<b>Inconvenientes</b>	No es una técnica muy desarrollada, que solo se lleva a cabo de manera importante en Japón y en algunos puntos de Europa.	
<b>Mejoras</b>	En este trabajo se hace una conclusión sobre los trabajos e investigaciones que hacen esfuerzos en DER (recursos energéticos distribuidos) [2] y MG. Se presenta la situación actual sobre la MG y la arquitectura MG.	

*Referencias:*

- [1] Pecas Lopes JA, Moreira CL, Madureira AG. Defining control strategies for MicroGrids islanded operation. IEEE Trans Power Syst 2006.
- [2] Lasseter RH, Paigi Paolo. MicroGrid: a conceptual solution. IEEE Annu Power Electron Specialists Conf 6 2004.

## 12.1.6. Oshiro2009

<b>Autor</b>	Masato Oshiro; Kenichi Tanaka ; Tomonobu Senjyu; Shohei Toma; Atsushi Yona; Ashmed Yousuf Saber; Toshihisa Funabashi; Chul-Hwan Kim 2009	<b>[Oshiro2009]</b>
<b>Fecha</b>		
<b>Título</b>	Optimal voltage control in distribution systems using PV generators	
<b>Referencia</b>	Masato Oshiro, Kenichi Tanaka, Tomonobu Senjyu, Shohei Toma, Atsushi Yona, Ashmed Yousuf Saber, Toshihisa Funabashi, Chul-Hwan Kim, Optimal voltage control in distribution systems using PV generators, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, March 2011.	
<b>Documento</b>	Artículo revista ScienceDirect (Renewable Energy)	
<b>Tema</b>	Control de tensión utilizando GD, inversores, SVR's y LRT's en la red.	
<b>Resumen</b>	<p>Proponen un estudio de control de tensión de una célula PV mediante diversos métodos: el método tradicional y dos nuevos métodos. Describe un primer control mediante inversores y transformadores reguladores de tomas. Para ello calcula el valor óptimo de referencia de tensión de los nudos mediante un algoritmo de optimización. En este estudio destaca como obtener los parámetros del transformador de tomas. Estos estudios están referidos a simulaciones de generación de nudos PV de una célula PV en un día típico soleado y en un día nublado. Dentro de los dos casos de estudio, el primer caso calcula la regulación de las tomas de los transformadores a partir del algoritmo de optimización y de la potencia reactiva de salida de los inversores. El caso 2 se diferencia en que utiliza otro algoritmo y que toma la potencia reactiva de salida como otra variable, en vez de ser fijada.</p>	
<b>Objetivo</b>	El objetivo es un control de tensión partiendo de un control de FP de la potencia de salida, controlando la potencia reactiva de salida sin reducir la potencia activa, ya que no es beneficioso para el consumidor.	
<b>Aplicación</b>	Lo que se busca es crear una red de distribución inteligente con control centralizado en el que se mantengan unas tensiones dentro de unos límites establecidos.	
<b>Aportaciones</b>	A la vista de las simulaciones realizadas, si la GD se conectara de manera uniforme no sería difícil la eliminación de las desviaciones de tensión. Estas simulaciones se han centrado en un periodo del día que comprende de las 12 horas a las 14 horas, ya que es el momento donde hay más variación de potencia de salida de los nudos PV debido a la radiación solar, teniendo en cuenta la curva de demanda de un nudo PV. Aplicando los diversos métodos de control explicados, se llega a la conclusión de que lo mejor es el caso 2. Se evitan tensiones por debajo de los límites establecidos que se producían con el control convencional, y se optimiza la regulación de las tomas de los transformadores con respecto al caso 1.	
<b>Ventajas</b>	Se consigue un control de tensión centralizado y dentro de unos límites establecidos, capaz de solucionar fluctuaciones de tensión aportando potencia reactiva al sistema.	
<b>Inconvenientes</b>	La función de optimización utilizada puede dar problemas a la hora de analizar regiones muy extensas, ya que es difícil de calcular.	
<b>Mejoras</b>	Permite mantener la tensión dentro de unos límites establecidos mediante un control centralizado.	



## 12.1.7. Pazos2009

<b>Autor</b>	Pazos, Francisco José	<b>[Pazos2009]</b>
<b>Fecha</b>	2009	
<b>Título</b>	POWER FREQUENCY OVERVOLTAGES GENERATED BY SOLAR PLANTS	
<b>Referencia</b>	Pazos, Francisco J.; , "Power frequency overvoltages generated by solar plants," Electricity Distribution - Part 2, 2009. CIRED 2009. The 20th International Conference and Exhibition on June 2009.	
<b>Documento</b>	Artículo Revista ScienceDirect.	
<b>Tema</b>	Estudio de sobretensiones en la generación PV debido a los inversores.	
<b>Resumen</b>	Un nuevo tipo de sobretensiones, no cubiertos por las normas actuales, se ha detectado en plantas de energía solar al pasar de los inversores. Esta frecuencia de energía de sobretensión puede ser transmitida a la red de MT, dando lugar a daños a algunos equipos electrónicos. Este fenómeno se ha investigado mediante pruebas a varios inversores en diferentes plantas de energía solar, donde se han estudiado las sobretensiones, así como los daños técnicos y económicos. Se ha demostrado que algunas configuraciones de inversor son más propensas a crear sobretensiones graves que otros. Además se han probado posibles soluciones.	
<b>Objetivo</b>	Estudiar y solucionar las sobretensiones producidas en las redes de generación PV debido a los inversores.	
<b>Aplicación</b>	Se han hecho estudio con diferentes inversores y diferentes tensiones (baja y media tensión), llegando a la conclusión de que las sobretensiones producidas pueden dañar a los diferentes aparatos, llegando a ser muy peligrosas en las redes de de media tensión.	
<b>Aportaciones</b>	Se ha demostrado que la apertura de interruptores aguas arriba de los inversores genera sobretensiones en la red. Esto produce roturas de aparatos conectados a la red. A raíz de esto se han propuesto diversas soluciones.	
<b>Ventajas</b>	Las soluciones propuestas y que funcionan son los SW de protección, los supresores de sobretensión y los inversores DC/DC Chopper.	
<b>Inconvenientes</b>	No es un problema de "islanding", el cual es fácil de detectar cuando hay un equilibrio de generación y demanda, sino que es un problema de exceso de generación que hay que controlar y que no está detallado en las normas de control de tensión.	
<b>Mejoras</b>	Se consiguen reducir en cierta medida las sobretensiones mediante SW de protección, supresores de sobretensiones y Choppers de DC/DC.	

## 12.1.8. Pernía2008

<b>Autor</b>	Alberto M. Pernia, Jorge Arias, Miguel J. Prieto, Juan Angel Martinez	<b>[Pernía2008]</b>
<b>Fecha</b>	2008	
<b>Título</b>	A modular strategy for isolated photovoltaic systems based on microcontroller.	
<b>Referencia</b>	Alberto M. Pernia, Jorge Arias, Miguel J. Prieto, Juan Angel Martinez, A modular strategy for isolated photovoltaic systems based on microcontroller, Renewable Energy, July 2009.	
<b>Documento</b>	Artículo revista ScienceDirect (Renewable Energy)	
<b>Tema</b>	Describe una estrategia modular para sistemas aislados PVs basados en microcontroladores.	
<b>Resumen</b>	Describe el uso de un microcontrolador que puede actuar en el MPP (máximo punto de potencia) de la célula PV [1].	
<b>Objetivo</b>	Desarrollar microcontroladores más baratos y a menor escala que los habituales, más caros y para instalaciones más grandes.	
<b>Aplicación</b>	Utiliza un microcontrolador PWM en configuración Buck que genera pulsos para la carga de las baterías.	
<b>Aportaciones</b>	En este artículo se propone un regulador que puede operar en el punto de máxima potencia de un campo PV con independencia de las condiciones térmicas o meteorológicas y sus efectos en la dispersión de las características del campo PV. Además se describe la conexión en paralelo de estos reguladores, lo que permite hacer ampliaciones en la instalación.	
<b>Ventajas</b>	Es un método simple y permite el uso de microcontroladores de bajo coste.	
<b>Inconvenientes</b>	Las variaciones de temperatura se deben tener más en cuenta.	
<b>Mejoras</b>	Se alcanza el MPP, y se puede garantizar en todo momento.	

*Referencias:*

- [1] Wolf SMM, Enslin JHR. Economical, PV maximum power point tracking regulator with simplistic controller. In: Proceedings of the IEEE power electronics specialists conference; 1993.

## 12.1.9. Ruz2009

<b>Autor</b>	F. Ruz, A. Rey, J.M. Torrelo, A. Nieto, F.J. Canovas	<b>[Ruz2009]</b>
<b>Fecha</b>	2009	
<b>Título</b>	Real time test benchmark design for photovoltaic grid-connected control systems.	
<b>Referencia</b>	F. Ruz, A. Rey, J.M. Torrelo, A. Nieto, F.J. Canovas, Real time test benchmark design for photovoltaic grid-connected control systems, Electric Power Systems Research, April 2011.	
<b>Documento</b>	Artículo revista Sciencedirect.	
<b>Tema</b>	Estudio de un sistema PV y su impacto en los sistemas de distribución.	
<b>Resumen</b>	Este artículo presenta un procesador de doble señal digital (DSP) conectado a la red de referencia PV, basada en una cascada de convertidor DC/DC e inversor DC/CA, con algoritmos de control coordinado [1].	
<b>Objetivo</b>	Conseguir una interfaz de unión entre la GD y la generación PV.	
<b>Aplicación</b>	Este trabajo presenta los temas más importantes a considerar en el diseño de la arquitectura de hardware y software para un punto de referencia para poner a prueba los sistemas de control entre la red principal y la generación PV.	
<b>Aportaciones</b>	La arquitectura propuesta permite que el programa de software de control de convertidor DC / DC y el inversor DC / AC pueda controlar otras operaciones que son necesarias cuando hay un alto grado de interacción entre la unidad de la Dirección General y el resto de los componentes de la red eléctrica [2]. Gracias a un regulador PID se controla la tensión dentro de unos límites, y gracias a reguladores PI se realiza el control de potencia activa y reactiva.	
<b>Ventajas</b>	Corrige el FP y previene contra el fenómeno de "islanding".	
<b>Inconvenientes</b>	El problema es cómo hacer compatible el intervalo de tiempo necesario para el tiempo computacional y el correspondiente que el sistema necesita para completar la información transferencia por el DSP. Este método no funciona satisfactoriamente si la tensión de la red está desequilibrada, debido a los armónicos o las variaciones de frecuencia.	
<b>Mejoras</b>	En el futuro se diseñará un dispositivo de hardware para simular el despacho eléctrico para poner a prueba las capacidades de interacción real de la interfaz de red.	

*Referencias*

- [1] Arthur D. Little White Paper, Distributed Generation: System Interfaces, 1999.
- [2] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, V. Tzitzilonis, Development of an FPGA-based system for real-time simulation of photovoltaic modules, Microelectron, 2009.

## 12.1.10. Senjyu2008

<b>Autor</b>	Senjyu, T.; Miyazato, Y.; Yona, A.; Urasaki, N.; Funabashi, T.	<b>[Senjyu2008]</b>
<b>Fecha</b>	2008	
<b>Título</b>	Optimal Distribution Voltage Control and Coordination With Distributed Generation.	
<b>Referencia</b>	Senjyu, T.; Miyazato, Y.; Yona, A.; Urasaki, N.; Funabashi, T.; , "Optimal Distribution Voltage Control and Coordination With Distributed Generation," <i>Power Delivery, IEEE Transactions on</i> , April 2008.	
<b>Documento</b>	Artículo revista IEEEExplore .	
<b>Tema</b>	Control óptimo de la distribución de tensión con instalaciones distribuidas coordinadas, como transformadores, SVR, bancos de condensadores y compensadores estáticos.	
<b>Resumen</b>	Con la GD PV se sabe que la variación de tensión produce muchos problemas, pero con un control centralizado, utilizando transformadores con cambio de tomas, SVC's, condensadores (SC), LRT's (transformadores) y SVR's (reguladores de tensión) este problema se puede solucionar.	
<b>Objetivo</b>	Control total y óptimo de tensión en los nudos utilizando un control centralizado, usando SVC's, transformadores, condensadores. El control se determina mediante un algoritmo que se acerca mucho a la solución óptima, el algoritmo genético (GA).	
<b>Aplicación</b>	Mediante este sistema se puede controlar de una manera más centralizada la tensión en los nudos dentro de unos límites establecidos.	
<b>Aportaciones</b>	Realiza cuatro estudios diferentes de tensión en los nudos de un área residencial típica, a diferentes horas del día. Describe los perfiles de tensiones en los nudos en los que no hay ningún tipo de control, en el que se controla con LRT+SVR, en el que controla con LRT+SVR+SC+ShR y un último caso en el que el control está realizado con LRT+SVR+SC+ShR+SVC. En el primer caso la tensión cae bruscamente a lo largo de los nudos, pero con el control realizado en los otros casos se observa un mantenimiento de la tensión dentro de unos límites aceptables en todos los nudos.	
<b>Ventajas</b>	El control de tensión en redes de generación PV proporciona unos niveles de tensión buenos para todos los nudos del sistema, incluidos los más alejados de la generación.	
<b>Inconvenientes</b>	Este método requiere una gran infraestructura en información. Si los sistemas de información y comunicación fallan el control de tensión no sería el óptimo.	
<b>Mejoras</b>	Un mejor control de tensión.	

## 12.1.11. Shuiming2010

<b>Autor</b>	Shuiming Chen; Hongqiao Yu	<b>[Shuiming2010]</b>
<b>Fecha</b>	2010	
<b>Título</b>	A review on overvoltages in microgrid.	
<b>Referencia</b>	Shuiming Chen; Hongqiao Yu; , "A Review on Overvoltages in Microgrid," Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), March 2010.	
<b>Documento</b>	Artículo revista ieeExplore.	
<b>Tema</b>	La microred y las sobretensiones que se producen.	
<b>Resumen</b>	Este documento presenta la estructura básica de la microred y un resumen de las sobretensiones que pueden producirse en una microred, incluyendo sobretensiones producidas por un fallo a tierra, sobretensiones de resonancia, sobretensiones relacionadas con la regulación de tensión, sobretensiones de conmutación de la microred interior, las sobretensiones de transferencia de la red de distribución (como los rayos y sobretensiones de conmutación).	
<b>Objetivo</b>	Estudio y descripción de la microred como una pequeña red que pone a las cargas eléctricas y las GD entre sí y se controla de manera eficiente de manera integrada. Además proporciona calor y energía a su área local [3] [4].	
<b>Aplicación</b>	Este documento ofrece una visión general de las sobretensiones en varias microredes. Describe la estructura de la microred las sobretensiones en la microred. Muestra la estructura básica de microred que propone CERT [5]. Se aclara que la microred se compone de tres alimentadores y un bus de la carga.	
<b>Aportaciones</b>	La norma IEEE P1547 define que microred debe cumplir con las exigencias de una interfaz principal en el PCC (Punto de acoplamiento común) [6]. Las cargas de la microred se pueden clasificar en dos tipos: las cargas críticas y no críticas. La GD debe garantizar la calidad de energía y abastecer las demandas de las cargas críticas durante los fallos en el sistema de alimentación principal. Las sobretensiones principales que pueden ocurrir en la microred son: sobretensiones de fallo a tierra [8], sobretensiones de resonancia [9], sobretensiones producidas por el medio ambiente producidas en la GD [10], producidas por la regulación del tensión de sobretensión, sobretensiones de conmutación en el interior de una microred y por transferencia de sobretensiones [11]. También estudian las sobretensiones producidas debido a la conexión de microredes a la GD, haciendo necesario una regulación de tensión [12].	
<b>Ventajas</b>	Se conocen las causas que producen las sobretensiones. Esto permite una rápida actuación para controlar dichas sobretensiones.	
<b>Inconvenientes</b>	Las sobretensiones más peligrosas son las producidas por ferrorresonancia y por transferencia de sobretensiones.	
<b>Mejoras</b>	Se conocen más al detalle los problemas producidos por sobretensiones en las microredes.	

*Referencias*

- [1] Lasseter B, Microgrids, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. New York , USA , 2001.
- [2] Lasseter R H and Paigi P, Microgrid: a Conceptual Solution[A]. In: IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference PESC[C].2002.
- [3] Marnay and Bailey, "The CERTS Microgrid and the Future of the Macrogrid," LBNL-55281. August 2004

- [4] Katiraei F, Iravani M R and Lehn P W, Micro-grid Autonomous Operation During and Subsequent to Islanding Process, IEEE Trans on Power Delivery, 2005.
- [5] Lasseter, R.H., A Akhil, C. Marnay, J Stephens, J Dagle, et al. "The CERTS Microgrid Concept," White paper for Transmission Reliability Program, Office of Power Technologies, U.S. Department of Energy, April 2002
- [6] IEEE Std. P1547 Draft Version 8.0, "Standard for Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems," August 28, 2001.
- [7] A. P. S. Meliopoulos, Challenges in simulation and design of microgrids, in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, New York, 2002.
- [8] R.C. Dugan and D.T. Ritzky, "Electric Distribution System Protection Problems Associated with the Interconnection of Small, Dispersed Generation Devices, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, June 1984
- [9] W. B. Gish, W.E. Feero and S. Greuel, "Ferroresonance and Loading Relationships for DSG Installations," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. PWRD-2, no. 3, pp. 953-959, July 1987.
- [10] Feero, W. E and Gish, W. B, Overvoltages Caused by DSG Operation: Synchronous and Induction Generators Power Delivery, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1986.
- [11] Zhang Duxi, Xu Xianghai, Yang li and Gan Deqiang. The Impact of Distributed Generators on Distribution Network Overvoltage, Automation of Electric power system, 2007.
- [12] M. McGranaghan, T. Ortmeier, D. Crudele, J. Smith, P. Barker, et al. Renewable Systems Interconnection Study: Advanced Grid Planning and Operations, SAND2008-0944 P, Prepared by Sandia National Laboratories Albuquerque and Livermore, Feb, 2008.

## 12.1.12. Thomson2009

<b>Autor</b>	Thomson, M.; Infield, D.G	<b>[Thomson2009]</b>
<b>Fecha</b>	2009	
<b>Título</b>	Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems.	
<b>Referencia</b>	Thomson, M.; Infield, D.G.; , "Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems," <i>Renewable Power Generation, IET</i> , March 2007.	
<b>Documento</b>	Artículo revista IEEEExplore	
<b>Tema</b>	Estudio de un sistema PV y su impacto en los sistemas de distribución	
<b>Resumen</b>	El modelo presentado en este documento se basa en el análisis de cargas de un total de 11 kV de alimentación y todas las redes asociadas de (BT).	
<b>Objetivo</b>	Realizar un estudio más detallado de este tipo de redes en generación PV.	
<b>Aplicación</b>	Se estudia la implantación de estos sistemas en barrios residenciales. En concreto, este estudio está realizado en una zona residencial de UK [1].	
<b>Aportaciones</b>	A la vista de los resultados, los valores obtenidos de generación PV no son demasiado elevados, ya que UK no recibe demasiada radiación solar. Por lo que no habría demasiados problemas en lo referido a sobretensiones. Pero se espera obtener algún beneficio de la GD, y esto ocurre en países más soleados.	
<b>Ventajas</b>	Los PCS's (subsistemas controlados por potencia) pueden controlar las sobretensiones, pero las pérdidas de potencia producidas pueden dañar la red.	
<b>Inconvenientes</b>	Se producen muchos huecos de tensión debido al clima de la zona, por lo que es necesario seguir investigando. Es necesario ofrecer unos niveles de tensión dentro de unos límites [2].	
<b>Mejoras</b>	Se estudia combinar la generación PV con la micro-eólica y la cogeneración.	

*Referencias*

- [1] Ingram, S., Probert, S., and Jackson, K.: 'The impact of small scale embedded generation on the operating parameters of distribution networks'. P B Power UK DTI Report, 2003,
- [2] BS EN 50160: 'Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems', British Standards Institution, 2000.

## 12.1.13. Tonkoski2011

<b>Autor</b>	Tanaka, K.; Oshiro, M.; Toma, S.; Yona, A.; Senjyu, T.; Funabashi, T.; Kim, C.	<b>[Tonkoski2011]</b>
<b>Fecha</b>	2011	
<b>Título</b>	Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention.	
<b>Referencia</b>	Tonkoski, R.; Lopes, L.A.C.; El-Fouly, T.H.M.; , "Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention" , April 2011	
<b>Documento</b>	Artículo revista IEEEExplore .	
<b>Tema</b>	Técnicas de reducción de sobretensiones mediante alimentadores de (BT) como un medio de incrementar la capacidad instalada y el rendimiento de la energía PV.	
<b>Resumen</b>	Estudio del control de sobretensiones en una zona residencial típica alimentada con energía PV (PV) sometido a varias situaciones: coeficientes de caída constantes y variables.	
<b>Objetivo</b>	Demostrar la viabilidad de la energía PV en pequeños barrios, con generación próxima a las zonas de residencia.	
<b>Aplicación</b>	Mediante este sistema se puede mejorar el despliegue y distribución de energía eléctrica, disminuyendo pérdidas y reduciendo las contingencias.	
<b>Aportaciones</b>	Ofrece dos estudios diferentes de sobretensiones en una típica zona residencial con 12 viviendas con GD PV. En primer lugar realiza un control de reducción de potencia activa (APC) manteniendo uniformes los coeficientes de caída para cada vivienda. En el segundo el coeficiente es diferente para cada vivienda, en función a la distancia a la que se encuentren del CT. En el primer caso los coeficientes de reducción aumentan en función nos alejamos del alimentador, lo que afecta a los ingresos. Teniendo en cuenta las pérdidas de potencia los resultados son similares.	
<b>Ventajas</b>	El control de tensión en redes de generación PV aporta una reducción de pérdidas y de contingencias debido a la cercaba generación a la zona de consumo, a la vez que un mejor despliegue de energía eléctrica.	
<b>Inconvenientes</b>	La GD puede no ser tan eficaz debido a su intermitencia usuario-propietario. Esto disminuye la calidad de la energía eléctrica, la fiabilidad del sistema y se tiene que aumentar la protección a faltas y sobretensiones.	
<b>Mejoras</b>	Mayor conocimiento de las sobretensiones en la generación PV.	



## 12.1.14. Ueda2009

<b>Autor</b>	Ueda, Y.; Kurokawa, K.; Tanabe, T.; Kitamura, K.; Sugihara, H.	<b>[Ueda2009]</b>
<b>Fecha</b>	2009	
<b>Título</b>	Analysis Results of Output Power Loss Due to the Grid Voltage Rise in Grid-Connected Photovoltaic Power Generation Systems.	
<b>Referencia</b>	Ueda, Y.; Kurokawa, K.; Tanabe, T.; Kitamura, K.; Sugihara, H.; , "Analysis Results of Output Power Loss Due to the Grid Voltage Rise in Grid-Connected Photovoltaic Power Generation Systems," <i>Industrial Electronics</i> , July 2008.	
<b>Documento</b>	Artículo revista IEEEExplore	
<b>Tema</b>	Análisis de la pérdida de potencia de salida debido al aumento de la tensión de red conectada a Sistemas de Generación de Energía PV.	
<b>Resumen</b>	En este trabajo se describe la protección de la instalación PV contra sobretensiones y analiza sobre la pérdida de potencia de salida debido a la el aumento de tensión de red.	
<b>Objetivo</b>	Conseguir que áreas residenciales puedan abastecerse con generación PV proteger la red ante sobretensiones producidas en los días que haya exceso de generación.	
<b>Aplicación</b>	Se estudia la implantación de estos sistemas en barrios residenciales. En concreto, este estudio está realizado en una zona residencial de Japón [1].	
<b>Aportaciones</b>	Se estudian dos tipos de protección frente a las sobretensiones, control de P y control de Q [2]. Y se intenta controlar y medir las pérdidas de potencia producidas [3]. La detección de la falta se realiza mediante un control de potencia, manteniendo una tensión dentro de unos límites. En cuanto sobrepasa esos límites, tanto por arriba como por abajo, actúa la protección [4]. PCS cuenta con un rastreador de punto de máxima potencia (MPPT), el cual se está ajustando el punto de funcionamiento en la curva I-V para tirar de la potencia máxima de salida del generador PV. Sin embargo, durante la regulación de la potencia activa, el punto de funcionamiento no estará en el punto de potencia máxima (Pmax). PCS limita la corriente de entrada a fin de reducir la potencia de salida, por lo que el punto de trabajo se mueve hacia la tensión de circuito abierto (VOC). Usando esta característica, la activación de la función de protección contra sobretensiones detecta el problema a partir de los datos de medición. Es necesario un promedio de 1-min debido a la velocidad de control de la función de protección	
<b>Ventajas</b>	Los PCS's (subsistemas controlados por potencia) pueden controlar las sobretensiones, pero las pérdidas de potencia producidas pueden dañar la red.	
<b>Inconvenientes</b>	Un aumento desigual de tensión en una red de (BT) es también la causa de la mala distribución de la pérdida de energía de salida. La diferencia de la impedancia de la línea es la razón principal de la variación.	
<b>Mejoras</b>	Mejor control de las sobretensiones a partir de los PCS's.	

*Referencias:*

- [1] New Energy and Industrial Technology Development Organization, *PV Roadmap Toward 2030(PV2030)*, 2004.
- [2] A. F. Povlsen, *Impacts of Power Penetration From Photovoltaic Power Systems in Distribution Networks*, 2002.
- [3] Kandenko Co., Ltd., *Demonstrative Research on Clustered PV Systems*, FY2002 NEDO Rep., 2003.
- [4] Kandenko Co., Ltd., *Demonstrative Research on Clustered PV Systems*, FY2002 NEDO Rep., 2003.

## 12.1.15. Widen2010

<b>Autor</b>	Joakim Widen, Ewa Wackelgard, Jukka Paatero, Peter Lund	<b>[Widen2010]</b>
<b>Fecha</b>	2010	
<b>Título</b>	Impacts of different data averaging times on statistical analysis of distributed domestic photovoltaic systems.	
<b>Referencia</b>	Joakim Widen, Ewa Wackelgard, Jukka Paatero, Peter Lund, Impacts of different data averaging times on statistical analysis of distributed domestic photovoltaic systems, Solar Energy, March 2010.	
<b>Documento</b>	Artículo revista ScienceDirect (Renewable Energy)	
<b>Tema</b>	Estudia el impacto que tienen los tiempos de medida en las redes con generación PV.	
<b>Resumen</b>	Estudia varios escenarios de una red con generación PV basada en la red de (BT) sueca, variando los tiempos de medida (2 min, 10 min y 1 hora) y analizando los efectos en la red [1].	
<b>Objetivo</b>	Ver el impacto que se produce en los resultados medidos al variar los tiempos de medida en diferentes escenarios.	
<b>Aplicación</b>	Aporta una nueva forma de analizar los resultados de la GD PV.	
<b>Aportaciones</b>	La mayoría de los estudios se centran en analizar los peores escenarios que se producen en la red utilizando generación PV. Lo novedoso que incluye este estudio es utilizar diferentes tiempos de medida q van desde los 2 min hasta 1 hora y señalar las diferencias entre los resultados obtenidos.	
<b>Ventajas</b>	Se ha demostrado que a promedios menores de tiempo, las fluctuaciones en la demanda y en la generación crecen considerablemente, siendo más significativas en la demanda.	
<b>Inconvenientes</b>	En estudios estáticos de tensión en generación PV no es necesario reducir demasiado los tiempos de medida, por lo que este método no aporta grandes novedades. Sí las aporta en casos extremos como alta demanda o alta generación.	
<b>Mejoras</b>	Permite un mejor control de las fluctuaciones que produce la radiación solar y aporta mayor información en casos de alta generación o de alta demanda.	

*Referencias:*

- [1] Bennich, P., Persson, A. Methodology and first results from end-use metering in 400 Swedish households. In: Proceedings of the EEDAL 06 International Energy Efficiency in Domestic Appliances and Lighting Conference, Gloucester, UK, 2006.

## 12.1.16. Alepuz2009

<b>Autor</b>	Salvador Alepuz	<b>[Alepuz2009]</b>
<b>Fecha</b>	2009	
<b>Título</b>	Control Strategies Based on Symmetrical Components for Grid-Connected Converters Under Voltage Dips	
<b>Referencia</b>	Alepuz, S.; Busquets-Monge, S.; Bordonau, J.; Martinez-Velasco, J.A.; Silva, C.A.; Pontt, J.; Rodriguez, J.; , "Control Strategies Based on Symmetrical Components for Grid-Connected Converters Under Voltage Dips, June 2009.	
<b>Documento</b>	Artículo revista IEEEExplore.	
<b>Tema</b>	Estrategias de control basadas en componentes simétricas conectadas a la red bajo caídas de tensión.	
<b>Resumen</b>	Se busca cumplir con las especificaciones de Low-Voltage-Ride-Through (LVRT). Los dispositivos empleados en el suministro de energía eléctrica deben ser capaces de soportar caídas de tensión, cumpliendo que ante una caída de tensión se puede desconectar la red y posteriormente volver a conectar y continuar con la operación después de la caída de tensión, mantenerse operativo y no desconectarse de la red durante la caída de tensión, y apoyar a la red con potencia reactiva. En este documento se describe el uso de componentes simétricos en el control de convertidores conectados a la red bajo condiciones de red desequilibrada. Se centra en el cumplimiento de los requisitos de LVRT para un sistema eólico.	
<b>Objetivo</b>	Descripción de los requisitos LVRT y cumplimiento de estos mediante estrategias de control ante huecos de tensión en un sistema eólico.	
<b>Aplicación</b>	Se describen tres estrategias de control de corriente con componentes simétricas para cumplir con los requisitos LVRT y otras características del rendimiento del sistema (onda instantánea de la potencia activa y reactiva, corrientes equilibradas en la red, corriente máxima de la red). El primer control utilizado es un control a partir de diagramas de bloques, que designa un vector regulador de corriente con alimentación en secuencia negativa de tensión de red (VCCF) [1]. El segundo método se define como controlador de de vector de corriente doble (DVCC), que se divide a su vez en otro dos métodos para calcular las referencias de potencia activa y reactiva [2]. El tercer y último método es un controlador cuadrático lineal (LQR) que controla la corriente en VCCF, y dos reguladores LQR simétricos que controlan las corrientes positivas y negativas en el controlador DVCC [3]	
<b>Aportaciones</b>	Se realizan dos simulaciones de dos sistemas con datos reales, y se llega a la conclusión de que los tres métodos cumplen los requisitos LVRT, pero no todos cumplen los objetivos de control al mismo tiempo. Cada sistema de control (VCCF o DVCC) ofrece diferentes ventajas en términos de rendimiento del sistema. El esquema de control VCCF prioriza la entrega de corrientes equilibradas a la red, mientras que el esquema de control DVCC prioriza anular el flujo oscilante de potencia activa. Por lo tanto, la selección se controlador depende de las limitaciones del sistema y del rendimiento.	
<b>Ventajas</b>	Las simulaciones son bastante fieles a la realidad, por lo que los controladores se pueden calcular a través de ellas y el rendimiento del sistema se puede predecir.	
<b>Inconvenientes</b>	La principal diferencia entre las simulaciones y los resultados experimentales se encuentra en el contenido de armónicos de tensión que tiene la red que introduce pequeños errores en el control.	
<b>Mejoras</b>	Se cumplen los requisitos LVRT mediante estos métodos de control.	

*Referencias*

- [1] G. Saccomando and J. Svensson, "Transient operation of gridconnected voltage source converter under unbalanced conditions," in *Conf. Rec. IEEE IAS Annu. Meeting*, Sep. 30–Oct. 4, 2001.
- [2] F. Magueed, A. Sannino, and J. Svensson, "Transient performance of voltage source converter under unbalanced voltage dips," in *Proc. IEEE PESC*, Jun. 20–25, 2004.
- [3] P. Maibach, A. Faulstich, M. Eichler, and S. Dewar, *Full-Scale Medium- Voltage Converters for Wind Power Generators up to 7 MW*. Turgi, Switzerland: ABB, Feb. 2007.

## 12.1.17. Koen2004

Autor	Koen J. P. Macken	[Koen2004]
Fecha	2004	
Título	Mitigation of Voltage Dips Through Distributed Generation Systems	
Referencia	Macken, K.J.P.; Bollen, M.H.J.; Belmans, R.J.M.; , "Mitigation of voltage dips through distributed generation systems," Industry Applications, Nov.-Dec. 2004	
Documento	Artículo revista IEEEExplore	
Tema	Mitigación de huecos de tensión a través de sistemas de GD.	
Resumen	Las caídas de tensión son a menudo responsables de interrumpir el funcionamiento de equipos electrónicos sensibles. En este trabajo se presentan dos soluciones para evitar que estos equipos no operen en perfecto estado. Ambas soluciones hacen referencia al uso de sistemas de GD para mantener la tensión en presencia de huecos de tensión. El trabajo se centra en la respuesta transitoria de dos soluciones a huecos de tensión partiendo de una tensión equilibrada.	
Objetivo	El objetivo de este trabajo es comparar el rendimiento de ambas soluciones transitorias.	
Aplicación	Se describen dos soluciones para proteger los equipos (computadoras, variadores de velocidad y equipos de control) contra los huecos de tensión. En ambas soluciones la GD juega un papel muy importante. Una solución es utilizar un convertidor electrónico de potencia para conectar la red de GD con un compensador en serie. El compensador en serie es capaz de restaurar la tensión en el lado de la carga en caso de un caída de tensión. La segunda solución se trata de un sistema de GD que está conectado a través de un convertidor electrónico de potencia a la red. Además se inserta un interruptor de tres fases entre la carga y la red de distribución. Cuando se produce una bajada de tensión, el interruptor de transferencia estática se abre y desconecta la carga (protegiendo así los equipos sensibles) de la red. El sistema de GD regula la tensión durante el tiempo en que la carga está desconectada de la red (condición de "islanding"). Tan pronto como se recupera la tensión, el interruptor se vuelve a cerrar, previamente habiendo sincronizado las tensiones de la GD y de alimentación.	
Aportaciones	Se realizan dos experimentos para comprobar el funcionamiento de estos sistemas. En primer lugar ambas soluciones son sometidas a un hueco de tensión equilibrada tipo A [1]. Se simula una caída de tensión del 40 % y se observa el comportamiento del compensador en el primer sistema, y de la GD y los interruptores en segundo caso. El segundo de los experimentos somete a ambos sistemas a huecos de tensión desequilibrados.	
Ventajas	El documento cubre la mitigación de los huecos de tensión a través de sistemas de GD. Se han propuesto dos soluciones: la compensación en serie y la operación en la microred. A través de sucesivas simulaciones se puede afirmar que ambas soluciones son muy eficaces.	
Inconvenientes	La operación en microred sólo se puede utilizar durante las caídas de tensión, y su interrupción de funcionamiento puede provocar más problemas que la compensación en serie. Y la compensación en serie no se utilizará en los huecos de tensión que excedan la capacidad del convertidor.	
Mejoras	La compensación en serie también se puede utilizar para controlar la tensión en caso de trastornos, como armónicos de tensión excesiva, fluctuaciones de tensión que hacen que la luz parpadee.	

*Referencias*

- [1] M. H. J. Bollen, Understanding Power Quality Problems, Voltage Sags and Interruptions. Piscataway, NJ: IEEE Press, 1999.

## 12.1.18. Wang2011

Autor Fecha	Fei Wang 2011	[Wang2011]
Título	Pliant Active and Reactive Power Control for Grid-Interactive Converters Under Unbalanced Voltage Dips.	
Referencia	Macken, K.J.P.; Bollen, M.H.J.; Belmans, R.J.M.; , "Mitigation of voltage dips through distributed generation systems," Industry Applications, Nov.-Dec. 2004	
Documento	Artículo revista IEEEExplore .	
Tema	Control de potencia activa y reactiva mediante convertidores bajo caídas de tensión.	
Resumen	Se proponen estrategias para controlar la generación de potencia mediante inversores con el objetivo de solucionar los huecos de tensión. Se demuestra que la potencia activa y reactiva se pueden controlar de manera independiente con parámetros adaptables. Al modificar estos parámetros se puede regular la amplitud relativa de la energía de oscilación, así como los valores máximos de las corrientes de la red trifásica. Se proponen dos estrategias de control simultáneo de potencia activa y reactiva de manera flexible.	
Objetivo	Se busca un control de potencia activa y reactiva flexible mediante inversores para solucionar huecos de tensión en la GD.	
Aplicación	Con el fin de analizar por separado la contribución de las corrientes para el control independiente de potencia activa y reactiva, se separan las corrientes de cada fase en dos componentes ortogonales: $i_p$ , para el control de potencia activa, e $i_q$ para el control de reactiva. Las dos estrategias desarrolladas en el documento se basan en esta división, un control de potencia activa y un control de potencia reactiva, pero de manera independiente.	
Aportaciones	El control independiente de potencia reactiva (estrategia A) y potencia activa (estrategia B) permite a los sistemas de GD buscar las mejores soluciones frente a los huecos de tensión desequilibrados, y dota de flexibilidad para cumplir con especificaciones básicas de la red: Potencia activa / reactiva constante (estrategia B), corrientes equilibradas en la red (estrategia A o B), corrientes desequilibradas con un factor de desequilibrio limitado (estrategia A o B) y entrega de potencia media (estrategia A o B). Con el fin de demostrar las estrategias expuestas se ha realizado un ejemplo de aplicación junto con resultados experimentales que verifican la validez de las ideas propuestas.	
Ventajas	Se ha propuesto un control independiente de potencia activa y reactiva mediante inversores, lo que aporta una mayor flexibilidad para controlar incidentes como los huecos de tensión.	
Inconvenientes	El documento se centra en caídas de tensión desequilibrada, que generan una corriente de referencia limitada por las compensaciones. Teniendo en cuenta las limitaciones del convertidor se necesita una tensión constante, la cual se logra a costa de las corrientes de la red desequilibrada, y esto se traduce en una disminución de la potencia máxima de entrega a la red [1], [2].	
Mejoras	Cada vez más, la energía eólica se está convirtiendo en una importante fuente en muchos países, con lo que estos estudios de control de tensión cada vez son más necesarios	

*Referencias*

- [1] Y. Suh and T.A. Lipo, "A control scheme in hybrid synchronous-stationary frame for PWMAC/DC converter under generalized unbalanced operating conditions", May/Jun. 2006.
- [2] B. Yin, R. Oruganti, S. Panda, and A. Bhat, "An output-power-control strategy for a three-phase PWM rectifier under unbalanced supply conditions," May 2008.



## 12.1.19. Allie2011

Autor Fecha	Allie E. Auld, Jack Brouwer, G. Scott Samuelsen 2011	[Allie2011]
Título	Analysis and visualization method for understanding the voltage effect of distributed energy resources on the electric power system.	
Referencia	Allie E. Auld, Jack Brouwer, G. Scott Samuelsen, Analysis and visualization method for understanding the voltage effect of distributed energy resources on the electric power system, Electric Power Systems Research, January 2012.	
Documento	Artículo revista Elsevier.	
Tema	Análisis de la tensión en la GD mediante el método de Visualización de tensión potencial (VCP).	
Resumen	Mediante el desarrollo del método VCP, que puede estar determinado por un inversor conectado a la instalación de GD, se puede cuantificar lo que afectarán los recursos energéticos distribuidos (DER) a la tensión del sistema, visualizar la variación de tensión y predecir el cambio de tensión.	
Objetivo	Analizar y controlar el impacto de la GD en la tensión del sistema eléctrico.	
Aplicación	El estudio se basa en la suposición de que la tensión del sistema está compuesta por la superposición del comportamiento del sistema sin DER y la variación de tensión que aporta DER únicamente [1]. Se aplica el método VCP a dos circuitos diferentes mediante una simulación. Se simula para varios niveles de penetración PV.	
Aportaciones	Se describe un método sencillo para analizar el efecto de DER en un sistema eléctrico, el método VCP, que es capaz de capturar el comportamiento de la tensión del sistema con un 16% de precisión. Dentro de la aplicación de VCP, se desarrollan dos métodos de control, uno local y otro que se extiende a otras partes del circuito.	
Ventajas	Delimitar el funcionamiento de los inversores de GD.	
Inconvenientes	Es más limitado para la generación PV, ya que la potencia de salida es variable.	
Mejoras	Es capaz de predecir los cambios de tensión provocados por la GD.	

*Referencias*

- [1] S. Conti, S. Raiti, G. Tina, Small-scale embedded generation effect on voltage profile: an analytical method, IEEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution, 2003.

## 12.2. Presupuesto

En este anexo se calcula el coste aproximado del proyecto realizado teniendo en cuenta el total del material utilizado y las horas de trabajo dedicadas. El proyecto se ha realizado utilizando los recursos proporcionados por la universidad Carlos III de Madrid, por lo que la valoración del presupuesto se realizará en función de los recursos y las horas empleadas.

Los recursos utilizados se dividen en dos grandes grupos:

- **Recursos Humanos:** valoración del trabajo del autor de en este proyecto por el número de horas dedicado al mismo. A continuación se presenta en la Tabla 12 1 el presupuesto medido en horas de trabajo realizado de los recursos humanos:

Código	Unidad	Descripción	Medición
<b>01. RECURSOS HUMANOS</b>			
01.01	horas	Trabajo de investigación y búsqueda de información	300
01.02	horas	Programación del modelo y simulación	60
01.03	horas	Análisis de resultados y conclusiones	15
01.04	horas	Realización del documento escrito	150
01.05	horas	Realización de la presentación del proyecto	25
<b>TOTAL</b>			550

Tabla 12 1. Presupuesto en horas de trabajo realizado del proyecto.

- **Recursos Materiales:** dentro de recursos materiales se comprenden tanto las máquinas y los periféricos hardware como también el software necesario para programar, compilar, empaquetar y distribuir el proyecto. Dentro de los recursos materiales se han utilizado:
  - Recursos hardware: ordenador de mesa, ordenador portátil, impresora.
  - Recursos software: S.O. Microsoft Windows Vista, Microsoft Office 2010, Matlab R2008a, Microsoft Office Visio 2010.