



UNIVERSIDAD DE SEVILLA
Departamento de Ingeniería Eléctrica

CONTROL ACTIVO DE FLUJOS DE POTENCIA
EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

TESIS DOCTORAL

por Manuel Barragán Villarejo

Directores:

Dr. D. José María Maza Ortega
Dr. D. Antonio Gómez Expósito

Sevilla, marzo de 2014

*A mis padres y hermanos, por estar siempre a mi lado.
Dedicado a mi familia.*

Agradecimientos

En primer lugar me gustaría agradecer a la Universidad de Sevilla la concesión de la Beca Predoctoral o de Personal Investigador en Formación (PIF), la cual me ha permitido dedicarme durante cuatro años al desarrollo de esta Tesis. Así mismo también me gustaría agradecer la financiación concedida por Endesa a través de los Premios Novare Red 2007 a la propuesta del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla titulada “Mejora de la calidad de suministro e integración de la generación distribuida mediante enlaces asíncronos - SMARTIE” que ha permitido desarrollar gran parte de los prototipos de laboratorio empleados en esta tesis.

A mis tutores, José María Maza Ortega y Antonio Gómez Expósito, por sus consejos, apoyo en los momentos más complicados y ejemplo diario de esfuerzo y mejora continua.

A todos mis compañeros del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla. En especial a todos aquellos que han pasado por los laboratorios durante estos últimos años: Julio, David, José Antonio, Ismael, Paco, Churio, Cristina, César, Juan, Cati, Manolo, Lázaro, Javi, Bustillo, Javier, Dani, Jose y Juan Manuel. Sin vosotros esto hubiera sido imposible. Gracias por vuestra paciencia, ganas de trabajar, debates y por el buen ambiente que ha existido siempre entre nosotros.

A Juan Manuel Mauricio Ferramola y Manuel Nieves Portana, por sus consejos, enseñanzas, debates, horas de trabajo en el laboratorio y sobre todo por su amistad. Gran parte de esta Tesis es gracias a vosotros.

A Alejandro Marano Marcolini y Francisco de Paula García por su colaboración y ayuda en la última parte de la Tesis.

Al WEMPEC en la University of Wisconsin y a la University of Colorado por los tres meses que pude estar en Madison y Denver trabajando con otros investigadores y haciendo nuevas amistades. En especial me gustaría agradecer al profesor Giri Venkataramanan y al profesor Fernando Mancilla-David por su implicación, apoyo y dedicación durante mi estancia.

A mis padres, Agustín y María, y hermanos, Juan José y Elisa, porque gracias a vuestro esfuerzo y amor pude alcanzar siempre los objetivos que me propuse hasta ahora en mi vida.

Y finalmente a Toñi, por estar siempre a mi lado, quererme, entenderme y no reprocharme nunca las horas que estuve ausente.

Abstract

The distribution business is currently facing a critical situation because of a combination of factors: continuous load growth, social and environmental objections to building new electrical infrastructures, economic difficulties for utilities to invest in new network assets under uncertain regulatory contexts, and higher power-quality standards demanded by industrial, commercial and even domestic customers. This scenario is further complicated by traditional distribution networks being steadily transformed into the so-called intelligent or smart grids, characterised among other things by the massive presence of distributed generation (DG). In fact, this is already a reality in several countries, even before the grids have become smart enough, owing mainly to the attractive economic bonus given to renewable energy sources such as photovoltaic, biomass or wind energy.

The irruption of DG into distribution networks makes imperative to reconsider their radial topology, both from the operational and planning points of view. These new energy resources can provide many technical benefits such as reshaping the demand of electric consumers, improving voltage profile, decreasing power losses, minimising or delaying network reinforcements among others. The increasing DG penetration, promoted by most governments, demands for new tools in order to really take advantage of these new stakeholders in the distribution business.

This thesis presents and thoroughly compares different alternatives to create flexible DC- or AC-links between adjacent radial feeders in distribution networks. In this way, the active and reactive power flows can be controlled to optimize the system operation. Such links give rise to fully controllable loops in nowadays radially operated systems, allowing power losses to be minimized or renewable integration to be maximized in distribution networks.

First, the suitable DFACTS devices are reviewed and compared from several points of view including topologies, feasible operating ranges, economic ratios, dynamic behavior, control strategies and performance indices.

Second, a new device named AC-link Shunt-Series Power Flow Controller (AC-link ShSPFC) is presented to create flexible links. This arrangement is based on a class of matrix converter named Vector Switching Converter (VeSC). This topology is intended for regulating the power flow between

two buses in a power system by synthesizing an adjustable voltage inserted in series with the transmission or distribution line. The thesis includes the principle of operation of this topology and a detailed modelling both in transient and steady-state conditions (abc and dq coordinates). On the one hand, the steady-state model is used in an Optimal Power Flow (OPF) algorithm to minimize the active power losses in a MV benchmark distribution network. On the other hand, two control strategies are proposed based on the dynamic model: (i) a classical PI approach and (ii) an alternative controller based on Feedback Linearization (FL), to control the power flows between the interconnected systems. These control algorithms are compared in detail via simulations using a benchmark power system. Results include a comprehensive analysis of the transient response due to step changes in the reference signals and the impact on the power quality.

Third, a three-level control strategy is considered to perform the operation of these flexible links in a distribution network:

- Energy Management System (EMS) which is based on an OPF algorithm. The EMS calculates the active power and voltage references in the point of common coupling (PCC) of each flexible link terminal using global information of the distribution network provided by smart-meters every 5 minutes.
- Outer Control Loop (OCL) which adapts the voltage references provided by the EMS to a reactive power reference depending on the PCC voltage.
- Inner Control Loop (ICL) which assures that the power electronic converter follows the active and reactive reference values provided by the EMS and OCL.

Several simulations are presented using the medium voltage (MV) benchmark distribution network proposed by the CIGRE Task Force C06.04.02 to validate each control level. The results of the OPF algorithm demonstrate the benefits of using flexible links in distribution networks, significantly reducing the power losses with respect to the base case without DFACTS devices. The OCL is validated through two transient analyses: fault ride-through capability and voltage sag mitigation. Finally, the ICL is developed for each of the studied topologies. In this sense, different dynamic simulations are performed to control the active and reactive power flows in order to validate the control strategy.

Finally, several scaled experimental setups are built and analyzed to validate the simulation results. On the one hand, three Back-to-Back (BTB) VSC prototypes with rated powers 20 kVA, 100 kVA and 500 kVA have been tested. Several improvements have been successfully implemented in each of the developed prototypes involving connection filters, control strategies, communications, mitigation of electromagnetic interference, power

quality and performance. On the other hand, an AC-link ShSPFC prototype with a rated power of 20 kVA has been also tested to validate its operation and the proposed control strategies for this topology.

Índice general

Abstract	III
Lista de figuras	x
Lista de tablas	xviii
1. Introducción	1
1.1. Motivación	4
1.1.1. Generación distribuida en redes de distribución	4
1.1.2. Las redes de distribución inteligentes: <i>smart-grids</i>	6
1.1.3. Dispositivos DFACTS	9
1.2. Objetivos	11
1.3. Estructura de la tesis	11
2. Revisión del estado del arte	15
2.1. Aplicación de dispositivos DFACTS	15
2.2. Revisión de las topologías DFACTS	17
2.2.1. Enlaces de continua	17
2.2.2. Configuración Back-to-Back	19
2.2.3. Configuración Serie	20
2.2.4. Configuración Serie-Paralelo	22
2.2.5. Enlaces de alterna	23
2.2.6. Vector Switching Converter (VeSC)	26
2.2.7. Topologías basadas en VeSC	29
2.3. Filtros de conexión a red	32
2.4. Estrategias de control	36
2.4.1. Modelado del VSC	37
2.4.2. Control de potencia activa y reactiva para la topología paralelo	40
2.4.3. Control de la tensión del enlace de continua de la topología paralelo	45
2.4.4. Control de potencia activa y reactiva de la topología serie	46

3. Topología AC-link ShSPFC	51
3.1. Principio de funcionamiento de la topología AC-link ShSPFC	51
3.2. Modelo en régimen dinámico	53
3.2.1. Planteamiento en coordenadas abc	53
3.2.2. Planteamiento en coordenadas dq	55
3.3. Control del AC-link ShSPFC	56
3.3.1. Controlador PI	57
3.3.2. Controlador FL	59
3.4. Simulación del AC-link ShSPFC	60
3.4.1. Sistema de referencia	60
3.4.2. Criterios de diseño	61
3.4.3. Resultados de simulación	63
3.5. Modelo en régimen permanente	67
4. Análisis comparativo de DFACTS	73
4.1. Metodología de análisis	73
4.2. Dimensionado de los DFACTS	74
4.2.1. VSC conectado a red	75
4.2.2. Topología BTB	77
4.2.3. Topología serie-paralelo: UPFC	78
4.2.4. Restricción operacional del UPFC	80
4.3. Zonas de operación de los DFACTS	81
4.3.1. Rango de operación de las topologías DFACTS	82
4.3.2. Coeficientes de operación	86
5. Integración de DFACTS	89
5.1. Sistema de referencia	89
5.2. Esquema de operación de los dispositivos DFACTS	91
5.2.1. EMS: Planteamiento del OPF para minimizar pérdidas	91
5.2.2. Lazo de control externo: OCL	95
5.3. Análisis en régimen permanente	96
5.3.1. Resultados obtenidos	96
5.3.2. Análisis económico	102
5.4. Análisis en régimen dinámico	105
5.4.1. Cambio de consigna de referencia	107
5.4.2. Comportamiento ante falta	118
5.4.3. Compensación dinámica de potencia reactiva	120
6. Resultados Experimentales	123
6.1. Resultados experimentales BTB	123
6.1.1. Topología BTB de 20 kVA	123
6.1.2. Topología BTB de 100 kVA	131
6.1.3. Topología BTB de 500 kVA	144
6.2. Resultados experimentales AC-link ShSPFC	155

6.2.1. VeSC alimentando circuito RL	162
6.2.2. VeSC alimentando circuito RL serie	166
6.2.3. Control de la topología AC-link ShSPFC	173
7. Conclusion	185
7.1. General Conclusions	185
7.2. Main contributions	188
7.3. Publications	189
7.4. Participation in research projects	190
7.5. Future works	191
A. Matrices controlador PI AC-link ShSPFC	193
B. Parámetros del sistema de referencia	195
C. Parámetros simulación dinámica	201

Índice de figuras

1.1. Consumo de energía primaria mundial año 2011. Fuente: BP Statistical Review.	1
1.2. Consumo de energía primaria en España año 2011.	2
1.3. Producción de energía primaria en España año 2011.	2
1.4. Grado de dependencia energética de España 2000-2011. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.	3
1.5. Evolución de la generación en barras de central entre los años 2007-2011.	4
1.6. Red de distribución tradicional.	6
1.7. Red de distribución actual.	7
1.8. Red de distribución futura.	10
2.1. Estructura capítulo 2.	16
2.2. VSC de dos niveles.	18
2.3. Estrategia PWM para el VSC.	19
2.4. Esquema general de la topología BTB.	20
2.5. Esquema general topología SSSC.	21
2.6. Diagrama fasorial de la tensión del SSSC.	22
2.7. Esquema general de la topología UPFC.	23
2.8. Convertidor matricial.	24
2.9. Principio de funcionamiento del VeSC.	26
2.10. Estrategia PWM para el VeSC.	28
2.11. Controlador II: AC-link Back-to-Back.	29
2.12. Zona de funcionamiento del Controlador II: AC-link Back-to-Back.	30
2.13. Controlador Ξ : AC-link serie.	30
2.14. Controlador Γ : AC-link Unified Power Flow Controller.	31
2.15. Tensiones de salida con el Controlador Γ : AC-link Unified Power Flow Controller.	32
2.16. Filtro L de conexión a red.	33
2.17. Filtro LCL de conexión a red.	33
2.18. Diagramas de Bode de los filtros L y LCL con los parámetros de la Tabla 2.1.	35

2.19. Diagramas de Bode del filtro L incrementado 10 veces y del filtro LCL inicial.	35
2.20. Comparación de los diagramas de Bode del filtro LCL inicial y del filtro LCL con amortiguamiento pasivo.	36
2.21. VSC de dos niveles.	37
2.22. Control de potencia activa y reactiva mediante el control de tensiones.	41
2.23. Circuito equivalente de las topologías paralelo conectadas a red.	42
2.24. Diagrama de bloques del controlador de corrientes en coordenadas dq para la topología paralelo.	44
2.25. Diagrama de bloques del controlador de corrientes en coordenadas $\alpha\beta$ para la topología paralelo.	45
2.26. Circuito equivalente de las topologías serie conectadas a red.	46
2.27. Diagrama de bloques del controlador de corrientes en coordenadas dq de la topología serie.	49
2.28. Diagrama de bloques del controlador de corrientes en coordenadas $\alpha\beta$ de la topología serie.	50
2.29. Diagrama de bloques del controlador de tensiones en coordenadas $\alpha\beta$ de la topología serie.	50
3.1. Topología AC-link ShSPFC basada en VeSC.	52
3.2. Región factible de la tensión serie inyectada de la fase a de la topología AC-link ShSPFC.	53
3.3. Circuito equivalente monofásico de la fase a de la topología AC-link ShSPFC	54
3.4. Área de operación de la topología AC-link ShSPFC, incluyendo las curvas de nivel de la potencia aparente del VeSC a partir de los parámetros de la Tabla 3.1 (Potencia base 16 MVA).	62
3.5. Seguimiento de las referencias de potencia activa y reactiva para los controladores PI y FL.	64
3.6. Potencia activa y reactiva entregadas por el VeSC para los controladores PI and FL.	65
3.7. <i>Duty ratios</i> para los controladores PI y FL.	65
3.8. Tensión e intensidad inyectada en serie al sistema para el controlador PI.	66
3.9. Tensión e intensidad inyectada en serie al sistema para el controlador FL.	66
3.10. Circuito equivalente monofásico de la fase a utilizado para desarrollar el modelo en régimen permanente.	68
3.11. Región factible de la corriente hacia el transformador multi-devanados de la fase a de la topología AC-link ShSPFC.	69
4.1. Enlace flexible entre dos sistemas mediante dispositivos DFACTS.	74

4.2.	Esquema unifilar del VSC conectado en paralelo y diagrama fasorial de las tensiones e intensidad implicadas en su análisis.	75
4.3.	Límites operacionales del VSC conectado en paralelo en función de la tensión de la red.	76
4.4.	Límites operacionales de dos VSCs conectados en paralelo. . .	76
4.5.	a) Topología BTB. b) Circuito equivalente de la topología BTB.	77
4.6.	a) Topología UPFC. b) Circuito equivalente topología UPFC.	79
4.7.	Zona de operación de las topologías BTB y UPFC-P2Q. . . .	83
4.8.	Zona de operación de la topología UPFC-P1Q.	84
4.9.	Zonas de operación de las topologías UPFC-P0Q y AC-link ShSPFC.	85
4.10.	Coefficientes de operación y potencia nominal de la topología UPFC respecto a la topología BTB.	87
5.1.	Sistema de distribución de referencia considerado.	90
5.2.	Esquema de control de los dispositivos DFACTS para la explotación óptima del sistema de distribución.	92
5.3.	Lazo de control externo: OCL.	95
5.4.	Pérdidas totales del sistema de distribución de 14 nudos. . . .	97
5.5.	Tensiones de los nudos 14 y 8.	98
5.6.	Flujos de potencia activa en los nudos 8 y 14.	98
5.7.	Flujos de potencia reactiva en los nudos 8 y 14.	99
5.8.	<i>Duty ratios</i> d_P y d_Q	100
5.9.	Sistema de referencia modificado para el análisis del DC-link multiterminal.	101
5.10.	Comparación de la tensión de los nudos 6 y 9 y las pérdidas totales del sistema en el BC y VSCs.	102
5.11.	Flujos de potencia activa y reactiva de los VSCs.	103
5.12.	Esquema del sistema de referencia reducido utilizado para las simulaciones dinámicas.	106
5.13.	Esquema de la topología BTB utilizado para las simulaciones dinámicas.	107
5.14.	Seguimiento de los flujos de potencia activa y reactiva en la simulación dinámica de la topología BTB.	109
5.15.	Seguimiento de la tensión del enlace de continua v_{dc} en la simulación dinámica de la topología BTB.	110
5.16.	Corrientes en coordenadas abc inyectadas por los VSCs en la simulación dinámica de la topología BTB.	110
5.17.	Esquema de la topología UPFC utilizado para las simulaciones dinámicas.	111
5.18.	Seguimiento de los flujos de potencia activa y reactiva en la simulación dinámica de la topología UPFC.	113
5.19.	Potencia reactiva inyectada por el VSC paralelo y potencia activa y reactiva inyectada por el VSC conectado en serie en la simulación dinámica de la topología UPFC.	114

5.20. Corrientes en coordenadas abc en la simulación dinámica de la topología UPFC.	114
5.21. Tensión del enlace de continua y tensión inyectada en serie en la simulación dinámica de la topología UPFC.	115
5.22. Esquema de la topología AC-link ShSPFC utilizado para las simulaciones dinámicas.	116
5.23. Seguimiento de los flujos de potencia activa y reactiva en la simulación dinámica de la topología AC-link ShSPFC.	117
5.24. Corrientes en coordenadas abc en la simulación dinámica de la topología AC-link ShSPFC.	118
5.25. Tensión inyectada en serie al sistema y valor de los <i>duty</i> ratios en la simulación dinámica de la topología AC-link ShSPFC.	118
5.26. Comportamiento del VSC2 en la topología triterminal durante una falta trifásica en el nudo 13.	119
5.27. Comportamiento del VSC durante el arranque de un motor de inducción en el nudo 8.	120
6.1. Esquema unifilar del montaje en laboratorio correspondiente a la topología BTB de 20 kVA.	124
6.2. Montaje en laboratorio de la topología BTB de 20 kVA.	125
6.3. Red de distribución a escala en baja tensión utilizada para probar la topología BTB de 20 kVA.	126
6.4. VSC de 20 kVA Semiteach IGBT desarrollado por Semikron utilizado en la topología BTB de 20 kVA.	127
6.5. Plataforma de control en tiempo real utilizada para la operación de la topología BTB de 20 kVA.	128
6.6. Transductor de tensión e intensidad de la fase de un VSC. Topología BTB de 20 kVA.	129
6.7. Control de flujos de potencia activa y reactiva entre los alimentadores de la red a escala de la topología BTB de 20 kVA.	130
6.8. Ensayo de ecualización de los alimentadores utilizando la topología BTB de 20 kVA	131
6.9. Esquema unifilar del montaje en laboratorio correspondiente a la topología BTB de 100 kVA.	132
6.10. Montaje en laboratorio de la topología BTB de 100 kVA.	132
6.11. Filtro <i>LCL</i> de conexión a red para los VSCs de 100 kVA.	133
6.12. Conexión de señales de control y medida de la topología BTB de 100 kVA.	134
6.13. Medidas de tensión e intensidad del VSC de 100 kVA.	135
6.14. Placa de conversión óptico/eléctrica de los VSCs de 100 kVA.	136
6.15. Corriente homopolar circulante entre los VSCs cuando están conectados al mismo PCC sin transformador de acoplamiento y compartiendo enlace de continua.	136
6.16. Tensión del PCC de los VSCs y del enlace de continua para el ensayo a media carga de la topología BTB de 100 kVA.	138

6.17. Corrientes en coordenadas abc inyectadas por los VSCs para el ensayo a media carga de la topología BTB de 100 kVA.	138
6.18. Contenido armónico de baja y alta frecuencia de los VSCs para el ensayo a media carga de la topología BTB de 100 kVA.	139
6.19. Flujos de potencia activa y reactiva para el ensayo a media carga de la topología BTB de 100 kVA.	139
6.20. Pérdidas de potencia activa y rendimiento para el ensayo a media carga de la topología BTB de 100 kVA.	140
6.21. Tensión del PCC de los VSCs y del enlace de continua para el ensayo a plena carga de la topología BTB de 100 kVA.	141
6.22. Corrientes en coordenadas abc inyectadas por los VSCs para el ensayo a plena carga de la topología BTB de 100 kVA.	141
6.23. Contenido armónico de baja y alta frecuencia de los VSCs para el ensayo a plena carga de la topología BTB de 100 kVA.	142
6.24. Flujos de potencia activa y reactiva para el ensayo a plena carga de la topología BTB de 100 kVA.	142
6.25. Pérdidas de potencia activa y rendimiento para el ensayo a plena carga de la topología BTB de 100 kVA.	143
6.26. Escalón de intensidad de 100 A i_{1sh}^{d*} realizado con la topología BTB de 100 kVA.	143
6.27. Esquema unifilar del montaje en laboratorio correspondiente a la topología BTB de 500 kVA.	145
6.28. Montaje en laboratorio de la topología BTB de 500 kVA.	146
6.29. Armario completo de un VSC de 500 kVA.	147
6.30. Transformadores de acoplamiento a red 20/0.4 kV Dy5. Transformador 1 y 2 (400 kVA) y transformador 3 (100 kVA).	148
6.31. Tensión del PCC del VSC1 y del enlace de continua para el ensayo al 60 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.	148
6.32. Corrientes en coordenadas abc inyectadas por los VSCs para el ensayo al 60 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.	149
6.33. Contenido armónico de baja y alta frecuencia de los VSCs para el ensayo al 60 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.	150
6.34. Flujos de potencia activa y reactiva para el ensayo al 60 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.	150
6.35. Pérdidas de potencia activa y rendimiento de la topología BTB para el ensayo al 60 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.	151
6.36. Tensión del PCC de los VSCs y del enlace de continua para el ensayo al 90 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.	152
6.37. Corrientes en coordenadas abc inyectadas por los VSCs para el ensayo al 90 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.	152
6.38. Contenido armónico de baja y alta frecuencia de los VSCs para el ensayo al 90 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.	153

6.39. Flujos de potencia activa y reactiva para el ensayo al 90 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.	153
6.40. Pérdidas de potencia activa y rendimiento de la topología BTB para el ensayo al 90 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.	154
6.41. Escalón de intensidad de 100 A en las corrientes i_{1sh}^{d*} e i_{2sh}^{d*} de la topología BTB de 500 kVA.	155
6.42. Esquema unifilar del montaje en laboratorio correspondiente a la topología AC-link ShSPFC de 20 kVA.	156
6.43. Montaje en laboratorio de la topología AC-link ShSPFC de 20 kVA.	157
6.44. VeSC utilizado para la topología AC-link ShSPFC.	158
6.45. Esquema de conexionado del VeSC.	158
6.46. Placa de conversión óptico/eléctrica de la topología AC-link ShSPFC.	159
6.47. Tarjeta concentradora de medidas de tensión e intensidad utilizada para la topología AC-link ShSPFC.	159
6.48. Transformador multidevanados 400/170/170/170 V Yy0y0y0 de 4.5 kVA utilizado para la topología AC-link ShSPFC.	160
6.49. Filtro capacitivo de entrada y salida del VeSC, transformador serie y resistencias de <i>passive damping</i> utilizados para la topología AC-link ShSPFC.	161
6.50. Inductancia de salida del VeSC y tiristores de protección utilizados para la topología AC-link ShSPFC.	162
6.51. Esquema unifilar del montaje en laboratorio del VeSC correspondiente a la alimentación de una carga resistiva de 11 Ω	163
6.52. Tensión de alimentación \mathbf{v}_{1g}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC.	164
6.53. Tensión de entrada al VeSC \mathbf{v}_{in1}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC.	164
6.54. Tensión de salida del VeSC \mathbf{v}_{se}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC.	165
6.55. Corriente circulante por la resistencia \mathbf{i}_{se}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC.	166
6.56. Esquema unifilar del montaje en laboratorio, correspondiente al VeSC alimentado una carga RL serie.	167
6.57. Tensión de alimentación \mathbf{v}_{1g}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.	168
6.58. Corriente de alimentación \mathbf{i}_{1g}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.	168

6.59. Tensión de entrada al VeSC \mathbf{v}_{in1}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.	169
6.60. Tensión de la carga \mathbf{v}_{2g}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.	169
6.61. Intensidad hacia la carga \mathbf{i}_{2g}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.	170
6.62. Tensión inyectada en serie \mathbf{v}_{se}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.	171
6.63. Corriente circulante por el VeSC \mathbf{i}_{se}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.	171
6.64. Contenido armónico de la tensión serie para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.	172
6.65. Contenido armónico de la tensión de la carga para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.	173
6.66. Contenido armónico de la corriente serie circulante por el VeSC medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.	173
6.67. Tensión de alimentación \mathbf{v}_{1g}^{abc} medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.	174
6.68. Corriente de alimentación \mathbf{i}_{1g}^{abc} medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.	175
6.69. Tensión del PCC2 \mathbf{v}_{2g}^{abc} medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.	175
6.70. Corriente circulante por el PCC2 \mathbf{i}_{2g}^{abc} medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.	176
6.71. Tensión inyectada en serie \mathbf{v}_{se}^{abc} medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.	176
6.72. Corriente circulante por el VeSC medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.	177
6.73. Corriente serie en coordenadas dq medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.	177
6.74. <i>Duty ratios</i> medidos y simulados para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.	178

6.75. Flujos de potencia activa y reactiva en el PCC1 y PCC2 para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.	179
6.76. Contenido armónico de la tensión del PCC2 medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.	179
6.77. Contenido armónico de la corriente serie circulante por el VeSC medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.	180
6.78. Corrientes en coordenadas dq y $duty ratios$ para el cambio de referencia de 5 A en la corriente de referencia i_{se}^{d*} de la topología AC-link ShSPFC.	181
6.79. Tensión e intensidad serie inyectada al sistema para el cambio de referencia de 5 A en la corriente de referencia i_{se}^{d*} de la topología AC-link ShSPFC.	182
6.80. Corriente circulante por el PCC1 y PCC2 para el cambio de referencia de 5 A en la corriente de referencia i_{se}^{d*} de la topología AC-link ShSPFC.	182
6.81. Flujos de potencia en el PCC1 y PCC2 para el cambio de referencia de 5 A en la corriente de referencia i_{se}^{d*} de la topología AC-link ShSPFC.	183
B.1. Perfil de generación diario para la generación fotovoltaica y eólica del sistema de referencia.	195
B.2. Perfil de generación diario para la generación con baterías y células de combustibles del sistema de referencia.	196
B.3. Perfil de generación diario para la generación con cogeneración diesel y fuel del sistema de referencia.	197
B.4. Perfil de carga diario para los tipos de carga doméstica e industrial.	197

Índice de tablas

2.1. Parámetros resistivos, inductivos y capacitivos de los filtros L y LCL	34
3.1. Parámetros del sistema de referencia y de la topología AC-link ShSPFC utilizados para realizar las simulaciones.	61
4.1. Parámetros utilizados para el cálculo de la zona de operación de las topologías BTB y UPFC.	82
4.2. Parámetros utilizados para el cálculo de la zona de operación de las topologías UPFC-P0Q y AC-link ShSFPC.	85
5.1. Potencia nominal de los convertidores, relación de transformación de los transformadores y reactancias de los dispositivos. Potencia base 10 MVA y tensión base 20 kV.	97
5.2. Parámetros económicos.	104
5.3. Análisis energético y económico.	105
5.4. Parámetros del sistema de referencia reducido utilizados para la simulación dinámica.	106
B.1. Tipo de generación y potencias máximas generadas en cada nudo.	198
B.2. Tipo de cargas y potencias máximas en cada nudo.	198
B.3. Parámetros de las líneas del sistema de referencia.	199
C.1. Parámetros utilizados para la simulación dinámica del BTB.	201
C.2. Parámetros utilizados para la simulación dinámica de la topología UPFC.	202
C.3. Parámetros utilizados para la simulación dinámica de la topología AC-link ShSPFC.	202

Capítulo 1

Introducción

El consumo energético mundial se encuentra caracterizado por una continua e importante dependencia de energía primaria de origen fósil. La Fig. 1.1 muestra el consumo de energía a nivel mundial para el año 2011, observándose un grado de dependencia de esta energía cercano al 90 %. A pesar de esto, esta tendencia decrece año tras año gracias al aumento de las energías renovables, incentivadas por los diferentes gobiernos y por protocolos como el de Kyoto, que pretenden disminuir la dependencia energética externa de los países y reducir las emisiones de CO_2 [1]. Además, hay que tener en cuenta que las energías renovables son una fuente inagotable de energía, mientras, las energías de origen fósil son un recurso finito, cuyo cenit, según la Agencia Internacional de la Energía, se alcanzó en el año 2006 [2], [3].

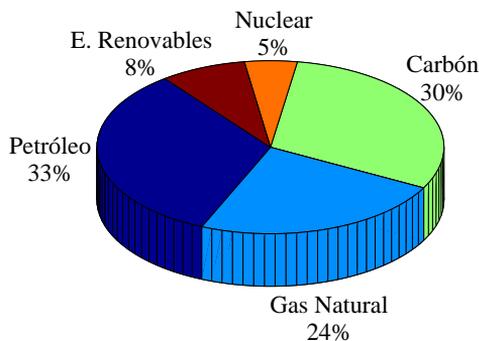


Figura 1.1: Consumo de energía primaria mundial año 2011. Fuente: BP Statistical Review.

En el caso particular de España, el consumo de energía primaria para el año 2011 [4], ver Fig. 1.2, fue principalmente de origen fósil: petróleo 44.9 %, gas natural 22.3 % y carbón 9.6 %, siendo el resto de la energía consumida de origen nuclear 11.6 % y renovable 12 %. En cuanto a la energía producida

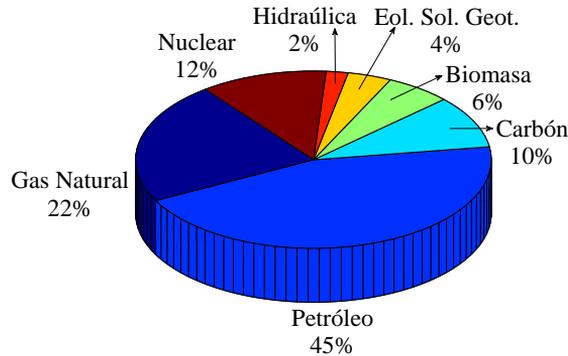


Figura 1.2: Consumo de energía primaria en España año 2011.

en el país [4], ver Fig. 1.3, la principal fuente fue de origen nuclear 48.6 %, seguida muy de cerca de las energías renovables 43.6 %. Las figuras anteriores reflejan una gran dependencia energética exterior de España, al ser prácticamente la totalidad de la energía consumida en el país de origen fósil y la producción de éstas inferior al 10 %. Este grado de dependencia se ha caracterizado por una tendencia creciente durante los últimos años [4], ver Fig. 1.4, únicamente alterada por la crisis económica existente desde el año 2008.

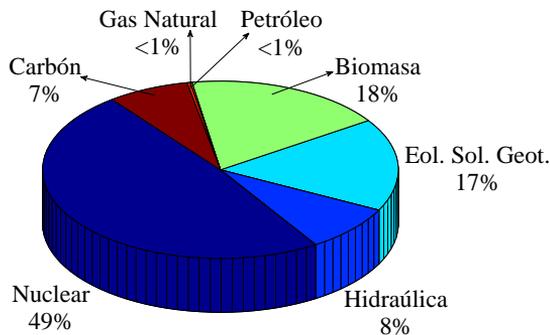


Figura 1.3: Producción de energía primaria en España año 2011.

El sector de la energía supone aproximadamente un 2,5 % del PIB de España, sin embargo, su importancia va más allá de su participación en la productividad nacional, ya que es un sector estratégico del que necesitan todas las ramas de la actividad económica y cualquier clase de producción de bienes y servicios. Precisamente, uno de los elementos que ha limitado el desarrollo económico de España ha sido la pobreza de sus recursos energéticos, en concreto, la carencia de hidrocarburos líquidos y gaseosos, además



Figura 1.4: Grado de dependencia energética de España 2000-2011. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

de la mala calidad y carestía del carbón existente. Esta situación se ha visto agravada, aun más, debido al incremento del precio de los hidrocarburos durante los últimos años. Ante este panorama, es necesario plantearse la disminución del consumo de energía de origen fósil en favor de las energías renovables. La disminución de la dependencia energética externa del país repercutirá en una mayor competitividad económica del mismo, a la vez que en una mejora medioambiental.

En cuanto al sector eléctrico, la tendencia es similar a la del consumo de energía primaria. La Fig. 1.5 muestra la generación eléctrica de régimen ordinario y especial entre los años 2007 y 2011 en España [4]. El régimen ordinario se refiere a la generación convencional: centrales nucleares, centrales térmicas y grandes centrales hidráulicas. Mientras, la generación especial se refiere principalmente a la generación procedente del tratamiento de residuos, biomasa, mini-hidráulica, eólica, solar y cogeneración. Esta figura refleja la importancia de la generación convencional en la producción eléctrica del país, la cual es de origen fósil o nuclear en su mayoría. Sin embargo, durante los últimos años se ha producido una importante disminución de la generación convencional en favor del aumento del régimen especial. Este tipo de generación se ha visto incrementado alrededor de un 14% durante este corto periodo de tiempo.

La evacuación de la energía procedente del régimen especial se ha llevado a cabo en la red de transporte mediante grandes centrales. Sin embargo, una vez que se alcance el límite de generación renovable en esta red, se plantea la posibilidad de evacuar dicha energía directamente en la red de distribución. La intensa penetración que se prevé de esta generación, conocida como generación distribuida (GD), provocaría importantes efectos en la red de distribución actual [5]. Como consecuencia, la configuración tradicional de las redes de distribución, compuesta por alimentadores arborescentes diseñados para proporcionar potencia desde las subestaciones a las cargas, debe ser

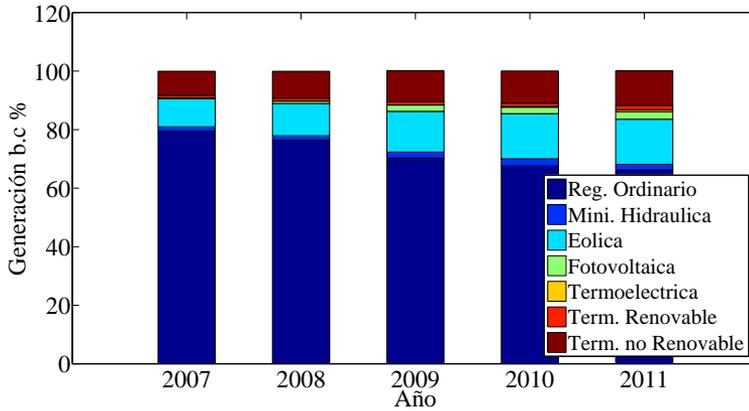


Figura 1.5: Evolución de la generación en barras de central entre los años 2007-2011.

reconsiderada. Uno de los objetivos de esta tesis va a consistir en conseguir una explotación más eficiente del futuro sistema de distribución.

Esta tesis doctoral pretende demostrar que, en este nuevo escenario, el camino para conseguir una óptima explotación de la red de distribución irá ligado al uso de dispositivos electrónicos de potencia [6]. Estos dispositivos permitirán controlar adecuadamente los flujos de potencia a través de la red, además de gestionar convenientemente la energía procedente de la GD.

1.1. Motivación

A continuación se citan los motivos que han ocasionado el desarrollo de esta tesis doctoral:

- Presencia de generación distribuida en redes de distribución.
- Futura evolución de las redes de distribución hacia las redes inteligentes o *smart-grids*.
- Utilización de dispositivos de electrónica de potencia en los sistemas de distribución, DFACTS (del inglés *Distribution Flexible AC Transmission Systems*).

Las siguientes subsecciones se van a dedicar a desarrollar en detalle cada uno de los motivos expuestos anteriormente.

1.1.1. Generación distribuida en redes de distribución

Los sistemas de distribución son aquellos cuya tensión de trabajo es inferior a 36 kV [7]. Estos sistemas se encuentran divididos en dos niveles

de tensión: nivel de media tensión, MT, y nivel de baja tensión, BT. El sistema conectado entre la subestación transformadora y el centro de transformación, CT, se denomina nivel de media tensión, mientras, el tramo del sistema eléctrico comprendido entre el CT y los consumidores de baja (consumidores domésticos, servicios e industria) se denomina nivel de baja tensión, BT. Este trabajo se va a centrar en el estudio del nivel de MT de los sistemas de distribución, cuyas características más importantes se detallan a continuación [7]:

- La configuración de las redes de distribución, al menos en áreas urbanas, es normalmente mallada, sin embargo, se operan radialmente manteniendo abierto el interruptor que enlaza dos líneas adyacentes. La operación radial se debe principalmente a la simplificación de la explotación de la red. Con esta configuración, la energía fluye desde las subestaciones hacia los consumidores, permitiendo un ahorro económico en protecciones, monitorización y control de la red, respecto a una operación mallada. La topología mallada de las redes de distribución permite, en caso de fallo en una línea, restablecer el servicio a través de una línea adyacente hasta que la avería sea reparada.
- El ratio R/X es mayor en redes distribución que en redes de transporte, por tanto, la tensión también estará afectada por el flujo de potencia activa y no sólo por el flujo de potencia reactiva.
- El nivel de automatización, monitorización y control es inferior a medida que el nivel de tensión en la red disminuye. La mayoría de los sistemas de MT están monitorizados y son controlables en la subestación, limitando así el rendimiento de los sistemas de distribución respecto a los de transporte.

Si en los próximos años se desplegara una importante integración de GD en estas redes, debería reconsiderarse la operación radial de las mismas [8], [9], tanto desde el punto de vista de la operación como de la planificación. Algunos de los cambios más importantes que podrían sufrir las redes de distribución y sus consecuencias, se detallan a continuación:

- El aumento de GD puede provocar que el sentido del flujo de energía, desde subestación hacia consumidores, se vea alterado provocando una inversión del mismo. Como consecuencia de esta inversión del flujo es necesario el uso de protecciones direccionales, las cuales aumentarían el coste del sistema de protección de la red [10],[11].
- La masiva introducción de GD, así como el incremento del pico de demanda en los consumidores y la futura integración del coche eléctrico, pueden provocar sobrecargas en alimentadores y transformadores, conduciendo a una reducción de la vida útil de los equipos y a un aumento de fallos en el sistema [5].

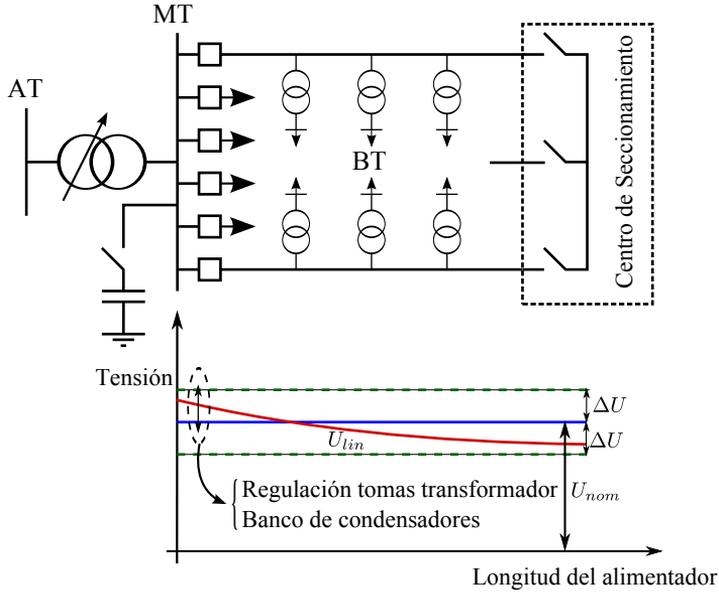


Figura 1.6: Red de distribución tradicional.

- El perfil de tensiones, en líneas operadas radialmente, es decreciente de acuerdo a la dirección del flujo de potencia, ver Fig. 1.6. Tradicionalmente, la regulación de tensión se realiza en la subestación, a través de bancos de condensadores o mediante el cambiador de tomas del transformador. La presencia de GD puede provocar que la regulación de tensión no sea tan simple, ya que se puede alterar el perfil tradicional de tensiones produciéndose sobretensiones en algunos puntos de la red [12],[13], tal y como se muestra en la Fig. 1.7.

Ante este nuevo escenario, la transformación de las actuales redes de distribución en las conocidas como redes inteligentes o *smart-grids* [14] se convierte casi en imprescindible. Este nuevo concepto pretende alcanzar una óptima explotación de la futura red de distribución. De hecho, algunos países han comenzado a impulsar la integración de fuentes de energías renovables como fotovoltaica, biomasa o eólica, incluso antes de que las redes sean inteligentes.

1.1.2. Las redes de distribución inteligentes: *smart-grids*

De acuerdo con la definición desarrollada por la Plataforma Tecnológica Europea para las Redes Inteligentes (*European Smart Grids Technology Platform* [15]), una red inteligente es aquella que puede integrar de forma eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella, generadores, consumidores y aquellos que hacen ambas cosas, de tal

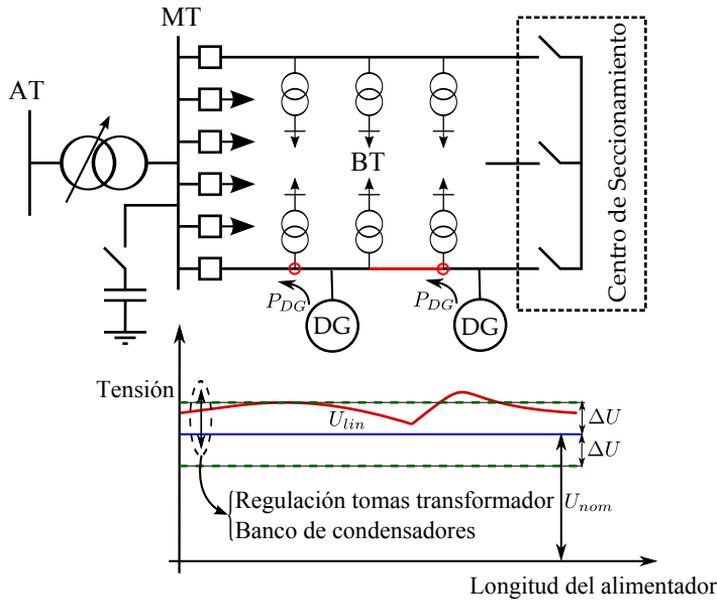


Figura 1.7: Red de distribución actual.

forma que se asegure un sistema energético sostenible y económicamente eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro. Esta nueva visión de las redes de distribución tendrá que concentrar sus esfuerzos en el empleo de nuevas tecnologías y generación de nuevos servicios, tales como medida inteligente, control y comunicación, cuya pretensión será alcanzar los siguientes objetivos:

- Facilitar la conexión y operación de generadores de cualquier tamaño y tecnología.
- Permitir a los usuarios formar parte activa en el proceso de optimización del sistema.
- Proveer a los consumidores de mayor información y opciones de abastecimiento.
- Reducir el impacto ambiental de los sistemas de abastecimiento eléctrico.
- Ofrecer un abastecimiento energético más seguro y confiable.
- Desarrollar conexiones eficientes para el máximo aprovechamiento de la energía eólica, fotovoltaica y marina.

- Crear una infraestructura de comunicación, necesaria para lograr la operación de las distintas partes y su manejo en un único mercado de compra-venta de energía.
- Utilizar los beneficios del almacenamiento de la energía.
- Preparar el camino para el uso de vehículos eléctricos, acomodando todas las necesidades de los consumidores.

Atendiendo a la consecución de estos objetivos, la Comisión Nacional de la Energía en su informe: *Análisis regulatorio para el desarrollo de las redes inteligentes y la integración eficiente de recursos distribuidos. Vehículo eléctrico y generación de pequeña potencia* [16], otorga una especial importancia a los siguientes aspectos en las redes de distribución:

- Integración masiva de las energías renovables y su afectación a las redes de transporte y distribución, con un papel cada vez más importante de la generación distribuida.
- Eficiencia energética, la cual deberá ser uno de los principales impulsores del cambio, especialmente en el proceso de trasposición de la recientemente publicada Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética [17].
- Implantación de los contadores inteligentes, como consecuencia de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que facilitará el proceso de transformación de la red y la explotación de nuevas funcionalidades [18].
- Gestión de la demanda, gracias a la cual los consumidores se convertirán en agentes activos del sistema eléctrico.
- Progresiva implantación del vehículo eléctrico.

Sin embargo, este informe también destaca las principales dificultades para el correcto desarrollo de una red inteligente, entre las que cabe destacar las siguientes:

- Barreras tecnológicas. Algunas de las tecnologías necesarias para llevar a cabo una red inteligente no están todavía suficientemente desarrolladas.
- Barreras económicas, por las que será necesario desarrollar un análisis de coste-beneficio de las prestaciones ofrecidas por la red inteligente, ligadas en gran medida con el marco regulatorio.
- Barreras sociales. Desconocimiento de los consumidores del beneficio de las redes inteligentes.

- Barreras regulatorias. Necesidad de la definición de un marco regulatorio europeo relacionado con las redes inteligentes, con el objetivo de incentivar inversiones en ellas.

A pesar de estas barreras, el camino hacia una red más inteligente es indudable y su aplicación irá ligada indispensablemente con el uso de la electrónica de potencia [19]. El uso de estos dispositivos permitirá controlar eficazmente los flujos de potencia y las magnitudes de tensión en la futura red de distribución inteligente [20], [21]. Además, permitirán aumentar la flexibilidad de operación, con el fin de acomodar tanta generación distribuida como sea posible.

La situación actual de las redes de distribución, y su futura evolución, han motivado el desarrollo de esta tesis doctoral, cuyo objetivo será demostrar que los dispositivos de electrónica de potencia son uno de los medios más adecuados para la eficiente operación de la futura red de distribución.

1.1.3. Dispositivos DFACTS

Históricamente, los dispositivos de electrónica de potencia se han venido utilizando en las redes de transporte, ya que proporcionan una solución económica y factible para los problemas aparecidos en ellas [22]. Algunos de estos problemas están ligados a la capacidad de transferir potencia por el sistema de transporte, la cual depende de diversos factores, tales como: límites en las tensiones, límites térmicos, límites en la estabilidad transitoria y amortiguamiento del sistema [23]. El uso de estos dispositivos ayuda a mejorar la operación de los sistemas de potencia y por esta razón son considerados en el mundo entero para solucionar los problemas anteriores [24], [25].

Todos estos dispositivos se puede unificar bajo el nombre de *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS) introducidos por Hingorani en los años 90 [26]. Éstos se pueden clasificar, atendiendo a la naturaleza de los dispositivos semiconductores de potencia, como dispositivos autoconmutados y conmutados por red. Por un lado, el grupo anterior incluye dispositivos basados en tiristores, los cuales controlan la potencia reactiva inyectada a un sistema mediante el control de la fase. Dentro de este grupo se pueden encontrar las siguientes topologías: *Static Var Compensator* (SVC) y *Thyristor Controlled Series Compensator* (TCSC), conectadas en paralelo y serie con el sistema, respectivamente. Por otro lado, los dispositivos autoconmutados se basan en el apagado y encendido de un interruptor, tales como: GTO (del inglés *Gate Turn-Off Thyristor*), IGBT (del inglés *Insulated-Gate Bipolar Transistor*) o IGCT (del inglés *Integrated Gate-Commutated Thyristor*), que consiguen corrientes y tensiones AC con magnitud y fase controlables. Dentro de este grupo destacan el *Static Compensator* (STATCOM), el *Static Synchronous Series Compensator* (SSSC), el *Unified Power Flow Controller* (UPFC) y el *Interline Power Flow Controller* (IPFC), topologías conectadas con la red en

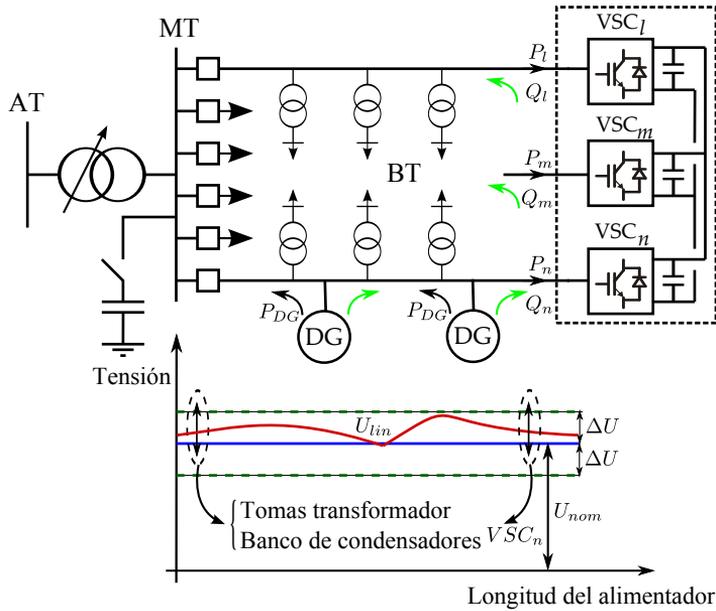


Figura 1.8: Red de distribución futura.

paralelo, serie, paralelo-serie y serie-serie, respectivamente. Estos dispositivos han sido propuestos para controlar flujos de potencia en redes de transporte, demostrándose los beneficios de usarlos en ellas [27].

Hoy en día, la evolución de la red de distribución y la reducción de costes de los dispositivos autoconmutados hace que éstos no sólo sean factibles en las redes de transporte, sino que se plantea la posibilidad de utilizarlos para mejorar la operación y la eficiencia del sistema de distribución.

En esta tesis doctoral se propondrán y compararán diferentes dispositivos de electrónica de potencia, con el objetivo de realizar un mallado eficiente de la red de distribución, ver Fig. 1.8. Estos dispositivos, conocidos como DFACTS [28], se han clasificado en dos grandes grupos para este estudio: enlaces de continua, DC-link [26] (del inglés *direct current link*) y enlaces de alterna, AC-link [29] (del inglés *alternating current link*), basados en los recientemente desarrollados *Vector Switching Converters*, VeSC [30].

En la literatura especializada, se ha estudiado ampliamente el uso de los dispositivos DFACTS en redes de distribución, rurales y urbanas, con alta presencia de GD [6]. El objetivo de estos trabajos se ha basado en identificar el tipo de dispositivo, la potencia y el número necesario de los mismos para la correcta operación de la red bajo ciertas condiciones de funcionamiento.

Sin embargo, un análisis completo de los dispositivos DFACTS debe considerar el estudio de estos dispositivos en régimen dinámico y estático. Para realizar el análisis del régimen dinámico, se van a obtener los modelos en

ecuaciones diferenciales que representan cada topología. Estos modelos se podrán utilizar para desarrollar las diferentes estrategias de control aplicadas a cada dispositivo, de tal manera que se consiga un control adecuado de los flujos de potencia activa y reactiva. Para el régimen estático, se estudiarán las zonas de operación y explotación de estos dispositivos en redes típicas de distribución rurales y urbanas. Estas zonas permitirán demostrar que, mediante un adecuado control del flujo de potencia, se pueden minimizar las pérdidas de explotación de una red o incrementar la integración de GD en redes de distribución [21].

1.2. Objetivos

El objetivo de esta tesis doctoral es analizar y demostrar, desde el punto de vista técnico y económico, el beneficio del uso de dispositivos electrónicos de potencia en redes de distribución. Para este estudio se considerarán las topologías más prometedoras de dispositivos DFACTS, con la intención de conseguir los siguientes resultados:

- Optimizar la explotación de las redes de distribución utilizando dispositivos DFACTS. Para ello, se va a proponer una estrategia de control completa de estos dispositivos en el sistema de distribución. Esta estrategia contempla desde el análisis en régimen permanente hasta su comportamiento dinámico.
- Modelar en régimen permanente los dispositivos DFACTS, con el fin de usar estos modelos en algoritmos de optimización: flujos de carga óptimos OPF (del inglés *Optimal Power Flow*).
- Modelar las topologías estudiadas de dispositivos DC-link y AC-link mediante ecuaciones diferenciales en coordenadas abc , dq y $\alpha\beta$.
- Desarrollar estrategias de control, a partir de modelo, para los diferentes dispositivos electrónicos de potencia estudiados.
- Realizar prototipos de laboratorio correspondientes a las topologías BTB [31]-[32] (del inglés *Back to Back*) y AC-link serie-paralelo [33], que validen las estrategias de control desarrolladas.

1.3. Estructura de la tesis

La tesis doctoral se encuentra dividida en dos partes: análisis y modelado de las diferentes topologías DFACTS utilizadas para mallar los sistemas de distribución (capítulos 3 y 4) y casos de estudio y desarrollos experimentales de las topologías anteriores (capítulos 5 y 6). Previamente, en el capítulo 2,

se realiza una revisión de las diferentes topologías DFACTS y sus aplicaciones, contemplando desde los filtros de conexión a la red eléctrica hasta las estrategias de control aplicadas a cada topología.

En el capítulo 3 se analiza la topología AC-link ShSPFC (del inglés Shunt Serie Power Flow Controller) basada en un convertidor VeSC (Vector Switching Converter) que es una de las propuestas originales de esta tesis doctoral. Para ello se ha definido el principio de funcionamiento de dicha topología, su modelo en régimen dinámico en coordenadas abc y dq y su modelo en régimen permanente. A partir del modelo en régimen dinámico en coordenadas dq se han desarrollado dos estrategias de control: controlador clásico PI (proporcional+integral) y estrategia FL (del inglés feedback linearization). Ambas estrategias se han validado mediante simulación. Por último, el modelo en régimen permanente ha servido para desarrollar un modelo fasorial que permita la integración de esta topología en algoritmos OPF.

En el capítulo 4 se realiza un análisis comparativo de las diferentes topologías DFACTS consideradas en esta tesis para mallar los sistemas de distribución: BTB (*Back to Back*), UPFC (*Unified Power Flow Controller*) y AC-link ShSPFC (*Shunt-Series Power Flow Controller*). En primer lugar se han definido las zonas factibles de operación de los flujos de potencia activa y reactiva de los VSCs (*Voltage Source Converters*) conectados en paralelo con la red. Estas zonas de operación aplicadas a las topologías basadas en DC-link (BTB y UPFC) han permitido obtener la región de operación factible de cada topología en función de unas condiciones de red determinadas. Adicionalmente, se ha presentado un nuevo modo de operación de la topología UPFC basado en su capacidad de controlar el flujo de potencia reactiva. El caso más extremo de este modo de operación ha permitido comparar esta topología con el enlace AC-link ShSPFC definido en el capítulo anterior.

En el capítulo 5, las topologías consideradas se utilizan para mallar un sistema de distribución propuesto por la CIGRE Task Force C06.04.02. Este sistema está compuesto a su vez de dos subsistemas de media tensión, cuya característica principal es su alta penetración de GD. Para el adecuado funcionamiento de estas topologías en las redes de distribución, se ha propuesto un esquema de operación de las mismas que será analizado en régimen permanente y dinámico. Este esquema está formado por tres niveles de control ordenados jerárquicamente de la siguiente forma:

- EMS (*Energy Management System*). El EMS se basa en un algoritmo de optimización cuya función objetivo es minimizar las pérdidas del sistema propuesto cuando se utilizan los dispositivos DFACTS para mallarlo. Este algoritmo utiliza los datos de cargas y generadores proporcionados por los medidores inteligentes, y proporciona las referencias de potencia activa y tensión en cada uno de los terminales de estos enlaces flexibles en intervalos del orden de los minutos. Además, se ha llevado a cabo un análisis económico que considera el ahorro

energético en las pérdidas del sistema respecto a la red original cuando se utilizan dispositivos DFACTS. Teniendo en cuenta lo anterior, se ha obtenido la tasa de retorno de la inversión de las diferentes topologías propuestas en esta tesis.

- OCL (*Outer Control Loop*). El OCL se encarga de adaptar las referencias de potencia y tensión del EMS a las referencias necesitadas por el siguiente nivel de control. Este lazo de control se ha validado mediante dos simulaciones transitorias: respuesta ante falta trifásica en un nudo y hueco de tensión producido por el arranque de una gran máquina de inducción.
- ICL (*Inner Control Loop*). El ICL se ha validado mediante una serie de simulaciones basadas en las respuestas dinámicas de los dispositivos DFACTS ante un cambio en forma de escalón de las referencias de potencia.

Finalmente, en el capítulo 6, se desarrollan cuatro montajes de laboratorio correspondientes a las topologías DFACTS estudiadas. El objetivo de estos montajes es validar los resultados obtenidos en simulación del ICL. En concreto, se han desarrollado tres prototipos de la topología BTB y uno de la topología AC-link ShSPFC. Los prototipos desarrollados para la topología BTB son de 20, 100 y 500 kVA, respectivamente. Entre un prototipo y otro, el montaje realizado ha sufrido una evolución en potencia, nivel de tensión, estrategias de control, filtros de conexión, mitigación de EMI (del inglés Electromagnetic Interference), comunicaciones y rendimiento. El desarrollo de varios prototipos tiene como objetivo alcanzar, de forma gradual, un montaje de laboratorio final que pueda ser integrado en una red real de distribución. Respecto a la topología AC-link ShSPFC, se ha desarrollado un prototipo de 20 kVA con un VeSC de 4.5 kVA conectado en serie. La validación de esta topología se ha realizado en diferentes etapas. En la primera etapa, el VeSC se ha utilizado para alimentar una carga resistiva. La validación de su funcionamiento se ha realizado mediante la comparación de los resultados experimentales y de simulación. De la misma forma, se ha realizado un segundo ensayo, basado en alimentar una carga resistiva desde la red baja tensión a la que se añade una tensión serie proporcionada por el VeSC. Por último, se ha implementado la topología AC-link ShSPFC, a la cual se le ha aplicado la estrategia de control FL desarrollada en el capítulo 3.

Capítulo 2

Revisión del estado del arte

En este capítulo se van a revisar los diferentes tipos de dispositivos DFACTS utilizados para el mallado flexible de la red distribución. De esta forma, se estudiarán las aplicaciones más relevantes de estos enlaces flexibles en los sistemas eléctricos y cómo llevar a cabo su conexión a la red. La Fig. 2.1 representa de forma esquemática la estructura en la que se basa este capítulo. En ella, se representan las partes más importantes para la conexión eficiente de los dispositivos DFACTS a la red, considerando los filtros de conexión, los tipos de dispositivos utilizados para realizar el enlace, los controladores utilizados para controlar cada dispositivo y el cálculo de las referencias de potencia activa y reactiva, que permiten la explotación óptima de los sistemas enlazados. Además, este esquema también se puede considerar como la estructura básica para el desarrollo de esta tesis doctoral, tal y como se estudiará en los capítulos posteriores.

2.1. Aplicación de dispositivos DFACTS

En el capítulo anterior se han comentado algunos de los beneficios de las topologías DFACTS y su clasificación en función del tipo de conversión eléctrica realizada: AC-DC-AC o AC-AC. Otra forma de clasificar estos dispositivos se basa en función de su aplicación. De esta forma, los dispositivos DFACTS se pueden clasificar en función de su uso, de la siguiente manera:

- Control activo del flujo de potencia entre redes [34],[35]. A través de los dispositivos DFACTS se pueden enlazar dos sistemas eléctricos, de tal manera que se puedan controlar los flujos de potencia activa y reactiva entre ellos. El control de estos flujos permitirá explotar el sistema completo de una manera más eficiente.

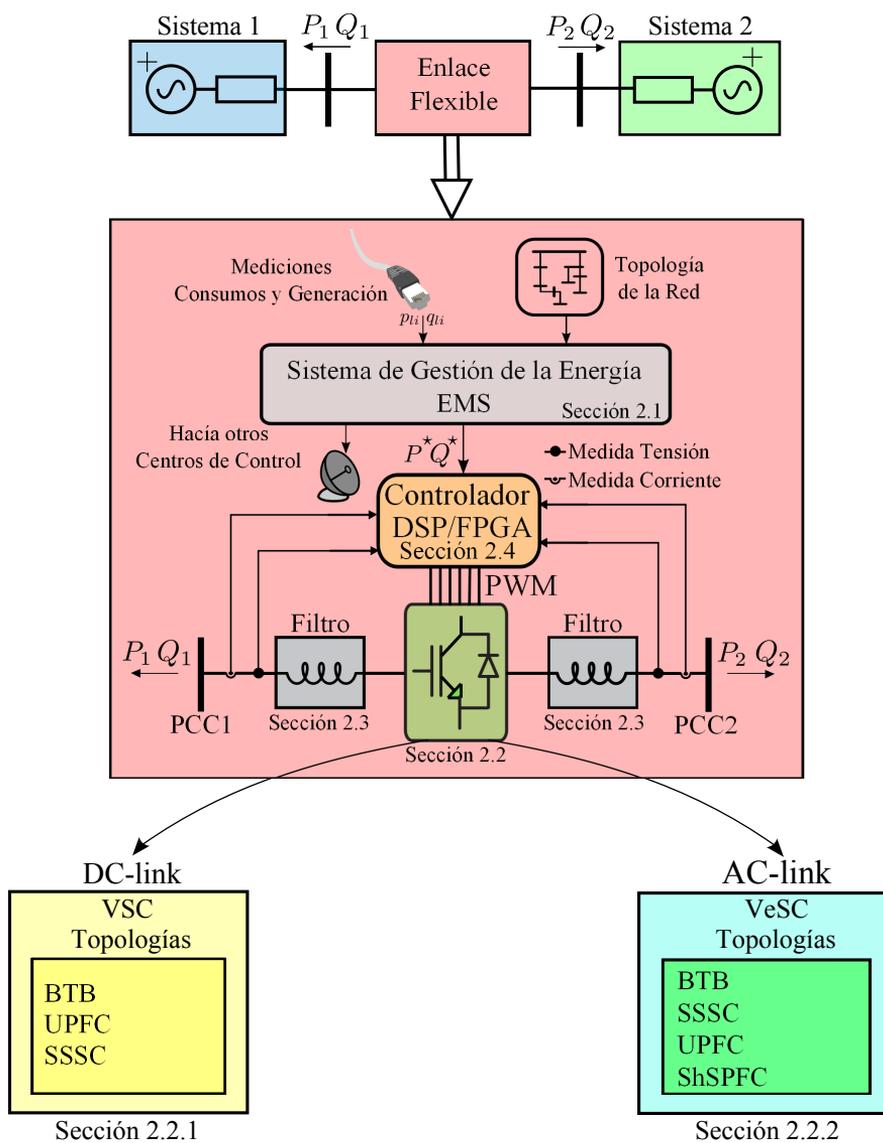


Figura 2.1: Estructura capítulo 2.

- Regulación del perfil de tensiones en redes de distribución [36],[37]. En alimentadores especialmente largos, los dispositivos DFACTS pueden compensar las caídas de tensión al final de la línea. Además, estos dispositivos pueden ayudar a evitar las sobretensiones producidas por la GD.
- Equilibrio de carga entre líneas o transformadores de potencia [38].
- Compensación de desequilibrios [39]-[41] y armónicos [42].
- Compensación de huecos de tensión [43], [44].
- Reducción de pérdidas de explotación de un sistema [45],[46].
- Incremento de la penetración de GD a través del uso de la electrónica de potencia [21], [47].

En este trabajo, se van a utilizar diferentes topologías de dispositivos DFACTS, con la intención de llevar a cabo algunas de estas aplicaciones en las redes de distribución, destacando por encima del resto el control de los flujos de potencia entre sistemas eléctricos.

2.2. Revisión de las topologías DFACTS

En los últimos años han aparecido diferentes publicaciones sobre el uso de los dispositivos DFACTS para controlar los flujos de potencia en las redes de distribución. Estos dispositivos se han venido clasificando en función de cómo se conectan a la red eléctrica, serie o paralelo, y en función del tipo de enlace: DC-link o AC-link. En las siguientes subsecciones se van a revisar los diferentes tipos de dispositivos DFACTS, surgidos a partir del tipo de enlace utilizado.

2.2.1. Enlaces de continua

Los convertidores en fuente de tensión, VSC [48], son el componente principal del DC-link, ya que son los encargados de realizar la conversión entre las partes de continua y de alterna. En este trabajo, el VSC considerado se basa en la topología de seis pulsos y dos niveles (puente de Graetz), que se muestra en la Fig. 2.2.

A través de la correcta operación de los interruptores de potencia, conformados por las parejas de IGBTs y diodos en anti-paralelo, es posible crear formas de onda de tensión de alterna a partir de una tensión en continua. La operación de los IGBTs se llevará a cabo mediante la técnica de modulación por ancho de pulsos, PWM [26] (del inglés *Pulse Width Modulation*). Esta técnica se basa en un comparador de dos entradas y una salida, ver Fig. 2.3. Una de las entradas, conocida como señal portadora y de forma triangular, se compara con la otra entrada, conocida como señal moduladora o *duty*.

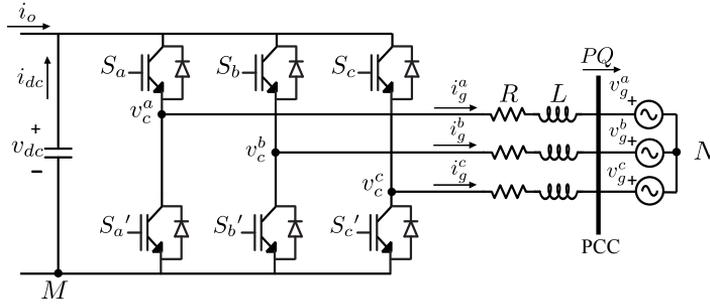


Figura 2.2: VSC de dos niveles.

La frecuencia de la señal moduladora se corresponde con la frecuencia de la tensión deseada en puertas del VSC, mientras la frecuencia de la señal portadora será como mínimo 15 veces superior a la señal moduladora [49]. El resultado de la comparación es un tren de pulsos, cuyo espectro armónico se corresponde con una frecuencia fundamental, igual a la señal moduladora, más una serie de frecuencias armónicas derivadas de la señal portadora. El tren de pulsos obtenido son las señales de control utilizadas para los IGBTs. Cuando el pulso se encuentre en el nivel alto, $S_k = 1$ ($k = a, b, c$), se producirá el encendido del IGBT correspondiente, mientras que en el nivel bajo se producirá el apagado, $S_k = 0$. Atendiendo a la Fig. 2.2 se necesitarán 6 señales PWM, una para cada IGBT, las cuales serán complementarias para los dos IGBTs de cada fase, S_k y S_k' . Es decir, cuando la señal PWM del IGBT S_k valga 1, la señal PWM correspondiente al IGBT S_k' será 0 y viceversa. Este proceso permitirá introducir una tensión, v_{dc} , positiva cuando se cierren los IGBTs de la rama S_k y una tensión, v_{dc} , negativa cuando se cierren los IGBTs de las ramas S_k' , tal y como se refleja en la Fig. 2.3. De esta forma, se obtiene una tensión trifásica, \mathbf{v}_c^{abc} , en las puertas del VSC, que será dependiente de la señal moduladora de cada fase y de la tensión, v_{dc} . En este caso, el objetivo es conectar el VSC a un sistema trifásico equilibrado de alterna, por tanto, las señales moduladoras de cada fase deberán estar desfasadas 120° y su frecuencia será igual a la de la red donde esté conectado.

La Fig. 2.3 también muestra, de manera esquemática, la forma y los elementos necesarios para llevar a cabo la conexión de un VSC a la red eléctrica. Además del VSC como elemento principal, se necesita un filtro de conexión a red y un microcontrolador. Entre los microcontroladores más destacados se encuentran la tecnología de procesamiento digital de señal, DSP (del inglés *Digital Signal Processor*), y la tecnología FPGA (del inglés *Field Programmable Gate Array*). Hoy en día, cualquier inversor para variadores de velocidad de motores cuenta con un DSP, ya que su velocidad de cómputo permite un adecuado control de la electrónica de potencia. Las señales del control PWM proporcionadas a los IGBTs se obtienen desde el microcontrolador, donde se

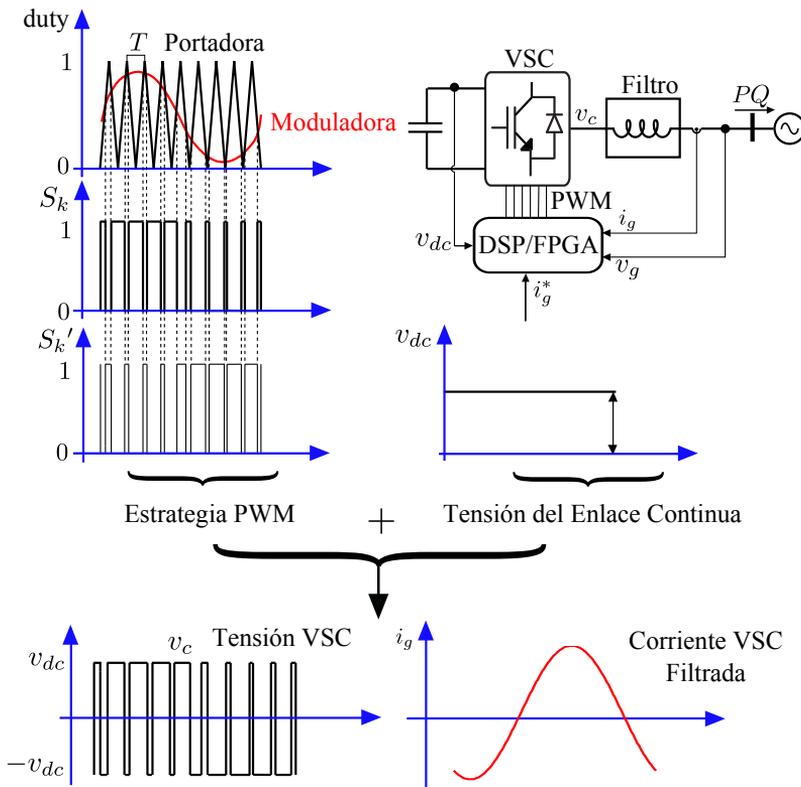


Figura 2.3: Estrategia PWM para el VSC.

lleva a cabo la estrategia de control que determina la operación deseada del VSC. Las estrategias de control de los VSCs se desarrollarán en la sección 2.4 del presente documento. La conmutación de la tensión de continua, v_{dc} , por parte de los IGBTs, proporcionará una tensión alterna, v_c , con igual frecuencia y forma que el tren de pulsos del PWM. Finalmente, la corriente inyectada por el VSC será filtrada con el objetivo de conseguir una corriente sinusoidal de frecuencia fundamental.

A continuación se van a definir las topologías más utilizadas y prometedoras para la conexión de los enlaces de continua a la red eléctrica.

2.2.2. Configuración Back-to-Back

La configuración BTB, mostrada en la Fig. 2.4, se presenta en aplicaciones para redes de distribución en [45] y [50]. Esta topología se compone de dos VSCs compartiendo el mismo enlace de continua, los cuales permiten el control del flujo de potencia activa entre los alimentadores enlazados, P_2 , y la potencia reactiva, Q_1 y Q_2 , inyectada en cada uno de sus puntos

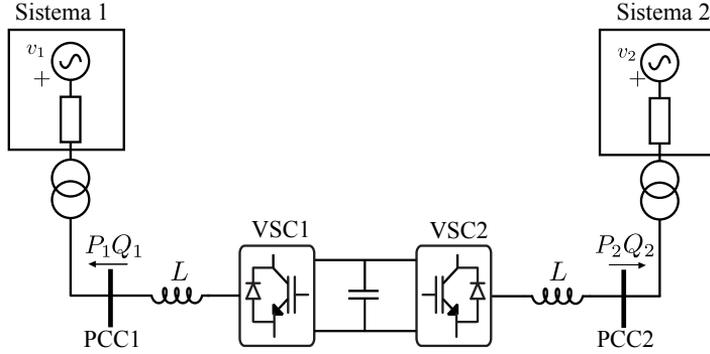


Figura 2.4: Esquema general de la topología BTB.

de conexión, PCC (del inglés *point of common coupling*). De esta forma, la configuración BTB se encuentra caracterizada por tres grados de libertad: Q_1 , Q_2 y P_2 . Ambos convertidores se diseñan para conectarse al nivel de tensión del PCC y soportar la corriente máxima de los alimentadores que están enlazando. Generalmente, los VSCs se conectan a la red a través de un transformador elevador, sin embargo, su conexión también podría llevarse a cabo sin transformador, gracias a los dispositivos multinivel que permiten alcanzar niveles de tensión más altos [51].

La estrategia de control que permite controlar la potencia activa y reactiva de los VSCs se desarrolló en [50], con el objetivo de mantener la estabilidad de tensiones entre los sistemas enlazados. En [45] y [52] se presenta una herramienta de optimización OPF que incorpora la posibilidad de controlar flujos de potencia mediante la topología BTB. Esta herramienta permite equilibrar los flujos de potencia entre los alimentadores enlazados y asegurar la estabilidad de las tensiones en el mismo. El objetivo de los trabajos anteriores se centra en minimizar las fluctuaciones de tensión en el sistema, debidas a la presencia de GD en los sistemas de distribución. En este mismo sentido, en [31] se presenta una estrategia de control para un multiterminal DC-link, que permite reducir la diferencia entre la tensión mínima y máxima de varios sistemas enlazados. Además de equilibrar la carga entre los sistemas conectados y estabilizar las tensiones, la topología BTB también se ha utilizado para incrementar la cargabilidad y la integración de GD en los sistemas donde se ubica [20].

2.2.3. Configuración Serie

La configuración en serie SSSC [53], [54], se caracteriza por la conexión de un único VSC en serie con la red eléctrica, tal y como se muestra en la Fig. 2.5. En [55] se describe un modelo multicontrol del SSSC para análisis de flujos de cargas, el cual permite controlar en régimen permanente uno de

los siguientes parámetros del sistema:

- El flujo de potencia activa entre los sistemas enlazados.
- El flujo de potencia reactiva entre los sistemas enlazados.
- La tensión del PCC.
- La impedancia de la línea.

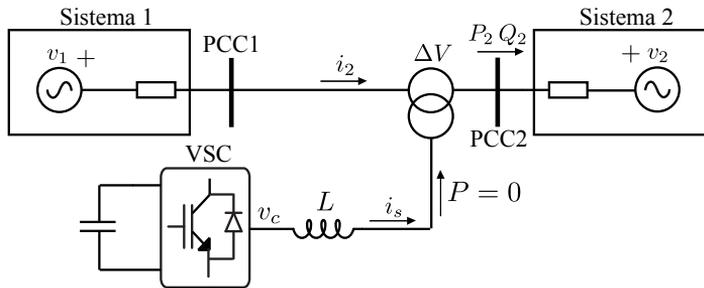


Figura 2.5: Esquema general topología SSSC.

Del mismo modo, se presenta en [56] un modelo trifásico de la topología SSSC para su incorporación a flujos de cargas utilizando el método de Newton-Raphson. El objetivo de este trabajo es obtener resultados más realistas cuando la red o las cargas del sistema están desequilibradas.

En el dominio de la frecuencia, se han desarrollado modelos y estrategias de control para el SSSC, con el objetivo de controlar la tensión serie inyectada a la red o la impedancia del sistema [57]. Además, esta topología se ha utilizado para optimizar la red de distribución en condiciones normales de funcionamiento y limitar la corriente de cortocircuito en condiciones de falta [58].

El principio de funcionamiento de la topología SSSC se basa en la inyección de una tensión en serie al sistema, v_c , procedente del VSC. De esta manera, se puede controlar el flujo de potencia activa y reactiva entre los alimentadores. Al encontrarse en serie con la red, la intensidad nominal de la topología SSSC se corresponde con la intensidad nominal de los sistemas enlazados. Mientras, su tensión nominal es una fracción de la tensión nominal de la red, obteniéndose así una potencia nominal reducida del VSC. A pesar de su simplicidad, esta topología se encuentra limitada por su flexibilidad de operación, ya que únicamente permite un grado de libertad: el flujo de potencia activa, P_2 , o reactiva por la red, Q_2 . La potencia activa que absorbe el VSC tiene que ser nula, de tal manera que se mantenga constante la tensión del enlace de continua. Como consecuencia, la tensión introducida por el VSC en serie tiene que ser paralela a la diferencia de tensiones entre los alimentadores [59], ver Fig. 2.6. De esta forma, la corriente será ortogonal a

la tensión introducida por el VSC y, por tanto, la potencia activa del VSC será nula.

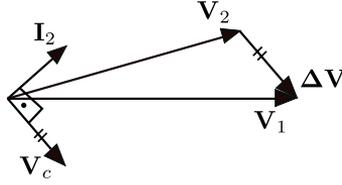


Figura 2.6: Diagrama fasorial de la tensión del SSSC.

2.2.4. Configuración Serie-Paralelo

El convertidor serie-paralelo (UPFC) [60], [61], se caracteriza por estar compuesto de dos VSCs que comparten el enlace de continua, ver Fig.2.7. Sin embargo, la conexión de dichos convertidores a la red se realiza de manera diferente a la topología BTB. Uno de los convertidores se conecta en paralelo a la red, VSCsh, mientras el otro convertidor se conecta en serie con el sistema, VSCse. De esta forma, la configuración UPFC presenta cambios relevantes en las magnitudes nominales de los convertidores respecto a la topología BTB. Por un lado, la tensión nominal del convertidor conectado en serie es una fracción de la tensión nominal de la red. Mientras, la corriente nominal debe ser la suficiente para soportar la corriente máxima de la línea, similar al convertidor del SSSC. Por otro lado, el convertidor paralelo se conecta a la red a través de un transformador paralelo elevador, igual que los convertidores de la topología BTB, y la corriente nominal se selecciona considerando la suma aritmética de la corriente de los alimentadores interconectados. Como consecuencia, la potencia nominal del convertidor serie es reducida y la del convertidor paralelo se dimensionará en función del grado de compensación de potencia reactiva deseado, tal y como se analizará en la sección 4.2.4. Esta topología permite controlar de manera independiente la potencia activa, P_2 , entre los sistemas enlazados, así como la potencia reactiva, Q_1 y Q_2 , en cada uno de los PCCs [62]. Por tanto, los grados de libertad de la configuración serie-paralelo son tres: Q_1 , Q_2 y P_2 .

El modelo dinámico y la estrategia de control de la topología UPFC, que permite controlar los flujos de potencia activa y reactiva de manera desacoplada, se presenta en [63]. En este mismo sentido, en [64] y [65] se presenta e implementa en laboratorio un algoritmo de control en coordenadas dq , que permite controlar de forma independiente los flujos de potencia reactiva y activa entre dos sistemas interconectados. El análisis en régimen permanente de esta topología también ha sido ampliamente estudiado. El objetivo de estos trabajos se ha centrado en introducir la topología UPFC en algoritmos OPF basados en el método de Newton-Raphson [66], [67] o en métodos no lineales de punto interior [68], que permiten obtener los flujos de potencia y

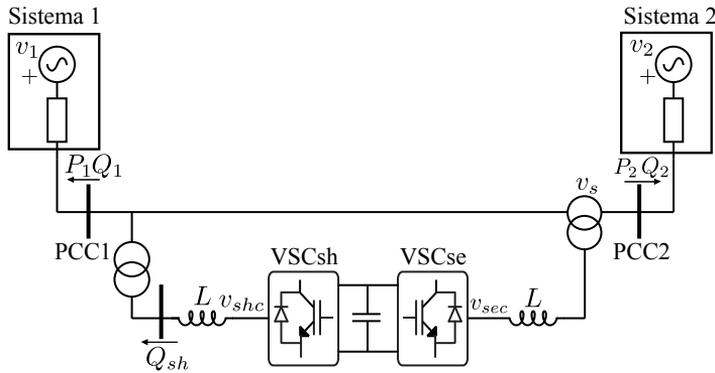


Figura 2.7: Esquema general de la topología UPFC.

tensiones adecuados de la red. La aplicación de estos algoritmos de optimización también se ha llevado a cabo en redes de distribución con la topología UPFC [37], [69]. Estos trabajos se han centrado en minimizar las pérdidas de explotación del sistema y en regular la tensión del mismo dentro de los límites técnicos permitidos.

2.2.5. Enlaces de alterna

Alternativamente a los DC-links surgen los AC-links, convertidores que transforman directamente de alterna a alterna sin un paso intermedio de continua, ver Fig. 2.8. En los años ochenta y principios de los noventa surgieron los primeros AC-link [29], [70]-[72], conocidos como convertidores matriciales, cuyos aspectos más importantes se definen a continuación [70], [73]:

- Posibilidad de obtener un convertidor de gran potencia nominal y muy compacto, ya que no contiene ningún elemento que almacene energía, tal y como ocurre con los DC-links.
- Sistemas de gran eficiencia, debido a que el número de dispositivos conectados en serie son menores que en el convencional VSC.
- Generación de una tensión de salida con una frecuencia y amplitud arbitraria.
- Operación con corrientes de entrada y tensiones de salida sinusoidales.
- Operación con factor de potencia unitario.

Estas características provocaron que dichos convertidores fueran altamente atractivos para la industria electrónica, el control de motores o los sistemas de potencia. Sin embargo, el alto número de semiconductores y la complejidad en el desarrollo de los algoritmos de modulación limitaron su

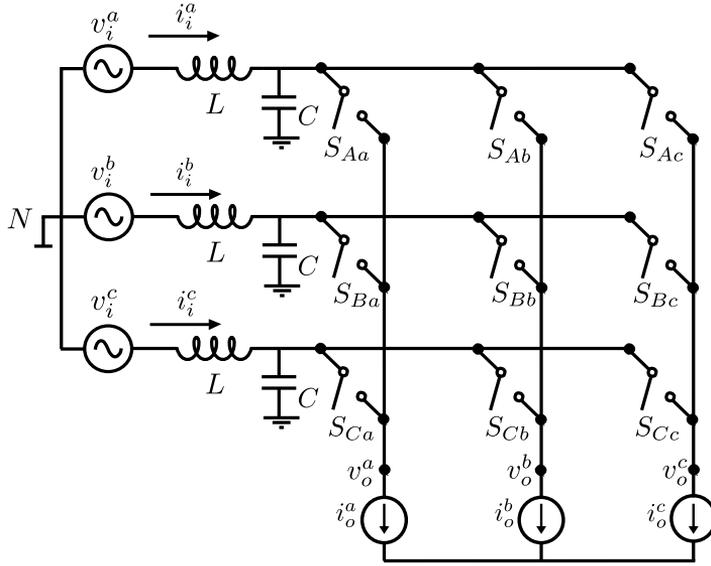


Figura 2.8: Convertidor matricial.

desarrollo [74]. De hecho, una de las mayores dificultades para el desarrollo de estos dispositivos ha sido el diseño de la estrategias de conmutación en los interruptores bidireccionales [75]. En [76] se resumen las diferentes estrategias de conmutación surgidas estos últimos años, las cuales se pueden dividir en las siguientes técnicas:

- Técnicas escalares. Éstas se dividen en la técnica de control directo, desarrollada por Venturini [70], y el método de Roy [77]. El objetivo de la modulación consiste en generar una tensión de salida, de amplitud y frecuencia variable, a partir de una tensión de entrada, de frecuencia y amplitud fija. La relación entre la tensión y corriente de salida, y las tensiones y corrientes de entrada se expresan mediante:

$$\mathbf{v}_o(\mathbf{t}) = \mathbf{M}(\mathbf{t}) \times \mathbf{v}_i(\mathbf{t}) \quad (2.1)$$

$$\mathbf{i}_i(\mathbf{t}) = \mathbf{M}(\mathbf{t}) \times \mathbf{i}_o(\mathbf{t}) \quad (2.2)$$

donde \mathbf{v}_o e \mathbf{i}_o son la tensión e intensidad de salida del convertidor, \mathbf{v}_i e \mathbf{i}_i son la tensión e intensidad de entrada y \mathbf{M} es la matriz de los *duty ratios* asociada a los 9 interruptores bidireccionales:

$$\mathbf{M}(\mathbf{t}) = \begin{bmatrix} S_{Aa}(t) & S_{Ba}(t) & S_{Ca}(t) \\ S_{Ab}(t) & S_{Bb}(t) & S_{Cb}(t) \\ S_{Ac}(t) & S_{Bc}(t) & S_{Cc}(t) \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

El primer método (Venturini) se basa en el balance de potencia entre la potencia de salida y entrada del convertidor, P_o y P_i , y en la utilización de las expresiones anteriores, de tal manera que se obtenga el valor del *duty ratio* de la siguiente forma:

$$P_o = P_i \rightarrow S_{ij}(t) = \frac{1}{3} (1 + 2v_{iN}(t)v_{jN}/V_i^2) \quad j = A, B, C, \quad i = a, b, c \quad (2.4)$$

En el segundo método, desarrollado por Roy, el patrón de conmutación se basa en una comparación entre la tensión de fase de entrada y el valor instantáneo deseado de la tensión de salida. Teniendo en cuenta este concepto y (2.1), los valores de los *duty ratios* se obtienen de la siguiente forma:

$$\left. \begin{aligned} S_{Lj} &= \frac{(v_{jN} - v_M)v_L}{1,5V_i^2} \\ S_{Kj} &= \frac{(v_{jN} - v_M)v_K}{1,5V_i^2} \\ S_{Mj} &= 1 - (S_{Lj} + S_{Kj}) \end{aligned} \right\} \quad (2.5)$$

donde $j = a, b, c$, el subíndice M se asigna a la tensión de entrada de diferente polaridad a las otras dos, el subíndice L a la tensión más pequeña de las otras dos tensiones restantes, y el subíndice K a la tercera tensión de entrada.

- Técnicas basadas en PWM. Estas técnicas se dividen en los métodos basados en la comparación de los *duty ratios* con una señal portadora de alta frecuencia [78]-[81], y en técnicas que realizan la modulación mediante fasor espacial, SVM (del inglés space vector modulation) [82]-[85]. Ésta se basa en la representación del fasor espacial instantáneo de las tensiones y corrientes de entrada y salida del convertidor.
- Técnicas basadas en el control directo del par. Este método se desarrolla para estrategias de control de alto rendimiento, basadas en el control del par y el flujo de máquinas rotativas AC mediante convertidores [86], [87].
- Control predictivo. Esta técnica se basa en la selección del estado de los interruptores del convertidor, de tal manera que conduzcan al valor más cercano de su respectiva referencia al final del periodo de muestreo. Esta estrategia utiliza el modelo promediado del convertidor y de la carga, con el objetivo de predecir el futuro comportamiento de la corriente y la potencia hacia la carga, [88]-[93].

Esta variedad en las técnicas de conmutación reflejan la dificultad de operar los convertidores matriciales, así como la necesidad de encontrar un sistema de control relativamente simple. Por esta razón, empezaron a surgir en la literatura especializada una serie de propuestas que intentaron reducir las deficiencias relacionadas de estas disposiciones [94]-[96]. En la siguiente

subsección se va a presentar una de las configuraciones más prometedoras de convertidores matriciales conocida como VeSC.

2.2.6. Vector Switching Converter (VeSC)

Debido a su simplicidad, una de las propuestas consideradas han sido los VeSC [30]. Publicaciones recientes han demostrado la utilidad de estos dispositivos en sistemas de potencia. Alguno de los trabajos más importantes desarrollados con esta nueva configuración son: control de los flujos de potencia entre redes [30], [33], [97], [98], ayuda a la estabilidad transitoria en los sistemas de transporte, [99]-[102], desarrollo de nuevas topologías basadas en VeSC [103] y validación experimental de esta topología mediante desarrollo en laboratorio [104]-[106].

Básicamente, un VeSC es un convertidor trifásico AC-AC, el cual es capaz de sintetizar una tensión AC de salida, \mathbf{v}_{out} , a partir de un número de fuentes de tensión AC de entrada aisladas entre sí, \mathbf{v}_{inm} , tal y como se muestra en la Fig. 2.9.

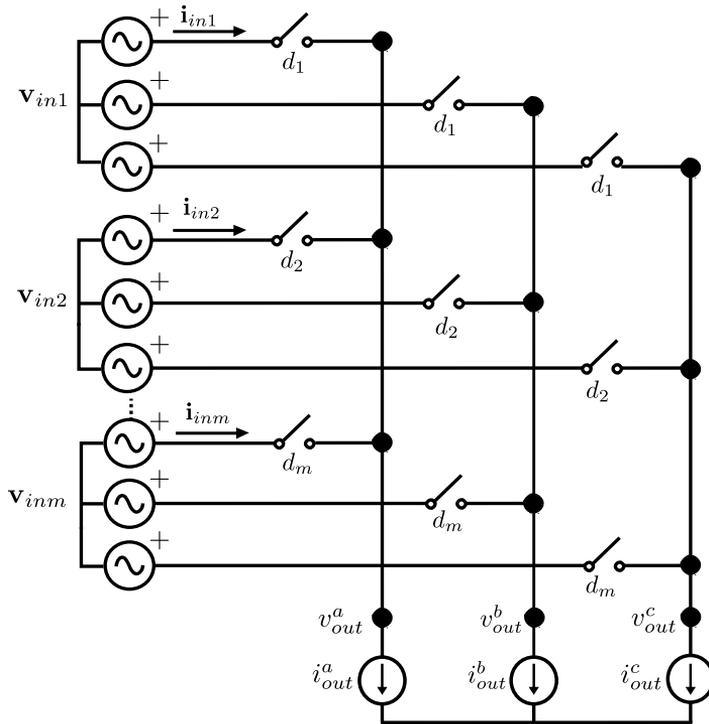


Figura 2.9: Principio de funcionamiento del VeSC.

La conmutación real de cada una de las fuentes se hace utilizando un módulo de IGBT y diodo en anti-paralelo, el cual es bidireccional en corriente y unidireccional en tensiones para sistemas trifásicos [30]. La técnica de modulación utilizada para el VeSC será PWM. Sin embargo, a diferencia del PWM utilizado para los VSCs, la señal portadora será una onda triangular con forma de diente de sierra y la moduladora (*duty ratio*) un valor constante. La Fig. 2.10 muestra en detalle el PWM utilizado para el VeSC. En este caso, existen varias señales moduladoras que se obtienen a partir de la suma de los *duty ratios*. El intervalo entre cada una de estas señales moduladoras se considera el nivel alto para una única señal de control, H_k ($k = 1, 2, \dots, m$), de tal manera que sólo se activen un grupo de IGBTs a la vez, tal y como se puede observar con los interruptores de la Fig. 2.9. El cierre de estos interruptores provocará que la tensión AC de entrada aparezca en la salida del VeSC. La tensión de salida, \mathbf{v}_{out} , se obtiene a partir de la conmutación de varias tensiones de entrada, $\mathbf{v}_{in1\dots m}$, ver Fig 2.10. Finalmente, la corriente de la salida, \mathbf{i}_{out} , tendrá que ser filtrada para inyectar a la red una corriente lo más sinusoidal posible.

Matemáticamente, la operación del VeSC se puede expresar utilizando las funciones de conmutación descritas en [107], [108]. Por tanto, la tensión de salida, \mathbf{v}_{out} , se puede expresar como:

$$\mathbf{v}_{out}(t) = \sum_j H_j(t) \mathbf{v}_{in-j}(t) \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (2.6)$$

donde $\mathbf{v}_{out} = [v_{out}^a, v_{out}^b, v_{out}^c]^T$ y $\mathbf{v}_{in-j} = [v_{in-j}^a, v_{in-j}^b, v_{in-j}^c]^T$ son las tensiones de salida y entrada respectivamente, y $H_j(t)$ son las funciones de conmutación que relacionan las tensiones de salida con las tensiones de entrada. De manera análoga, la corriente suministrada por cada una de las fuentes de tensión a la carga trifásica se puede expresar de la siguiente forma:

$$\mathbf{i}_{in-j}(t) = H_j(t) \mathbf{i}_{out}(t) \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (2.7)$$

donde $\mathbf{i}_{out} = [i_{out}^a, i_{out}^b, i_{out}^c]^T$ e $\mathbf{i}_{in-j} = [i_{in-j}^a, i_{in-j}^b, i_{in-j}^c]^T$ son las corrientes de salida hacia la carga y la corriente suministrada por cada una de las fuentes de entrada j , respectivamente.

Cuando la frecuencia de conmutación de los IGBTs es mucho mayor que la frecuencia fundamental de las tensiones e intensidades a la entrada y salida del convertidor, la potencia neta transferida entre ellos se obtiene a partir del valor medio de las funciones de conmutación [109]. De este modo, (2.6) y (2.7) se pueden expresar como:

$$\mathbf{v}_{out}(t) = \sum_j d_j(t) \mathbf{v}_{in-j}(t) \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (2.8)$$

$$\mathbf{i}_{in-j}(t) = d_j(t) \mathbf{i}_{out}(t) \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (2.9)$$

donde el *duty ratio* de la fila i -ésima se define como:

$$d_i(\tau) = \frac{1}{T} \int_{\tau}^{\tau+T} H_i(t) dt \quad (2.10)$$

siendo T el periodo de conmutación. Destacar que la suma de los *duty ratios* debe verificar:

$$\sum_{i=1}^m d_i(t) = 1 \quad (2.11)$$

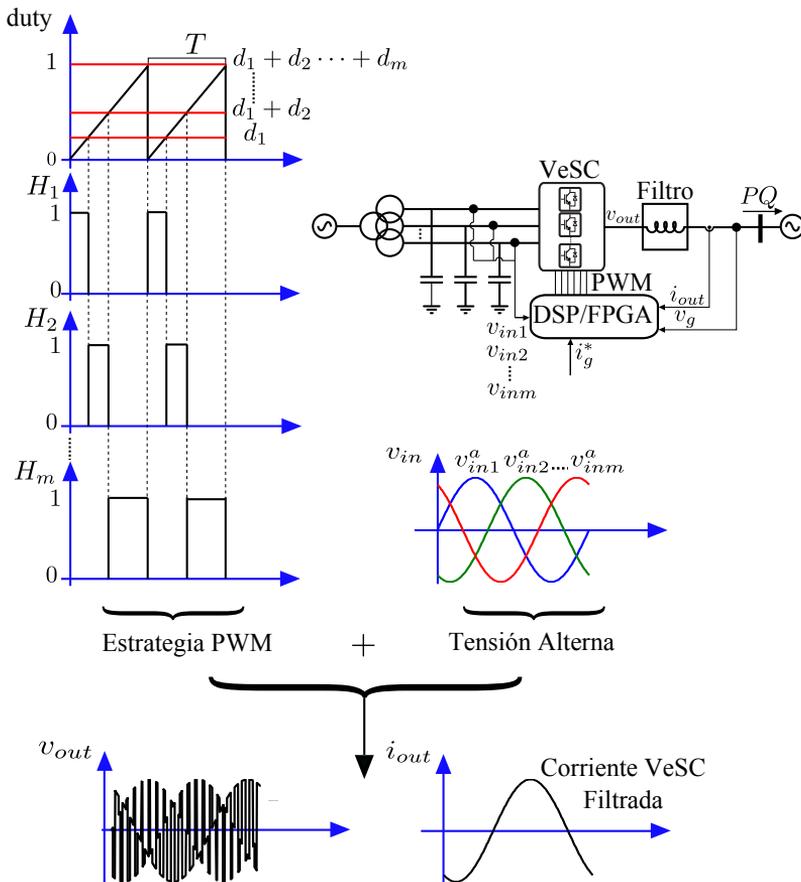


Figura 2.10: Estrategia PWM para el VeSC.

2.2.7. Topologías basadas en VeSC

La conexión del VeSC a la red eléctrica se ha realizado mediante diferentes topologías. Entre ellas cabe destacar el Controlador II: AC-link Back-to-Back [110], mostrado en la Fig. 2.11. Esta topología permite enlazar dos sistemas eléctricos con el objetivo de controlar el flujo de potencia activa y reactiva, P_2 y Q_2 , entre ambos. Resaltar que se debe cumplir el balance de potencia activa y reactiva entre la entrada y salida del VeSC, a diferencia de la topología BTB correspondiente a los DC-link, donde la potencia reactiva es independiente en los terminales de cada VSC. Esta característica provoca que el Controlador II tenga un grado de libertad menos que la topología BTB con DC-link. El diseño de la misma se realiza para soportar la potencia nominal de los alimentadores que enlaza, al igual que en la configuración BTB con enlace de continua.

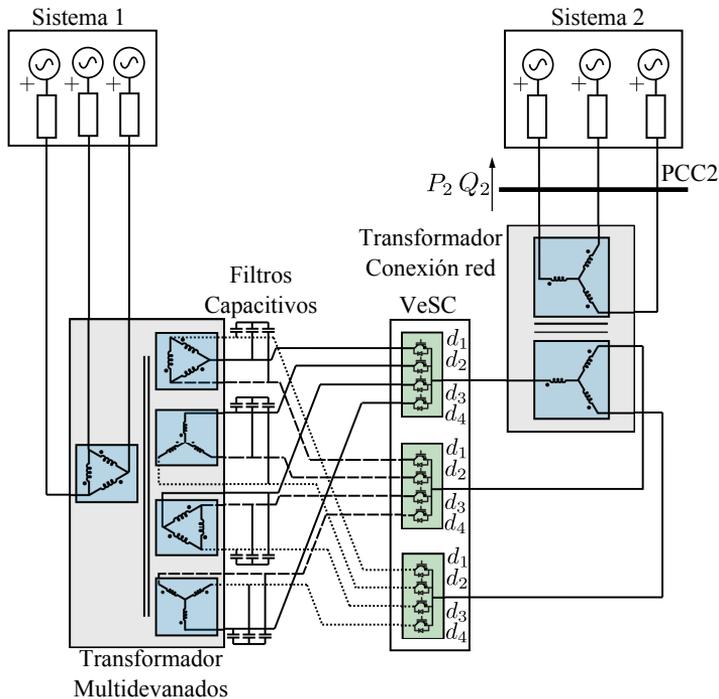


Figura 2.11: Controlador II: AC-link Back-to-Back.

Las tensiones de entrada a cada pareja de IGBT y diodo en anti-paralelo se proporcionan desde un transformador multidevanados, formado por un devanado de alta y cuatro devanados de baja. Estos convertidores se caracterizan por tener un filtro capacitivo en la entrada, de manera que la corriente circulante hacia el convertidor tenga el menor contenido armónico posible. La tensión de salida del VeSC se eleva mediante un transformador,

que permite su conexión a la red eléctrica. Esta tensión se obtiene a partir de la combinación de diferentes tensiones de entrada, tal y como se muestra en la Fig. 2.12. En este caso concreto, la tensión de salida viene definida por la combinación de cuatro tensiones de entrada. Es importante resaltar que cada una de estas tensiones provienen de un devanado distinto y que el valor de un *duty ratio* se asigna a un mismo devanado, es decir, las tensiones de un devanado se conectan a los IGBTs controlados por una misma función de conmutación $H_j(t)$.

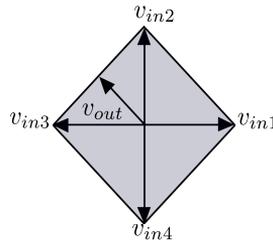


Figura 2.12: Zona de funcionamiento del Controlador II: AC-link Back-to-Back.

Otra topología destacable es el Controlador Ξ : AC-link serie [102], [111]-[113]. En la Fig. 2.13 se muestra dicha topología basada en la inyección de una tensión serie que permite el control de la potencia activa entre los sistemas enlazados.

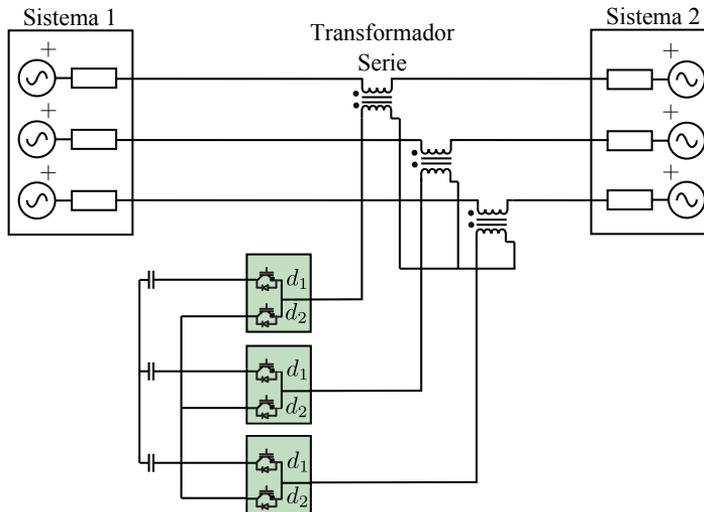


Figura 2.13: Controlador Ξ : AC-link serie.

Sin embargo, la topología más prometedora de las desarrolladas, utilizando VeSC, es el Controlador Γ : AC-link Unified Power Flow Controller, [33], [100], [101], [104], mostrado en la Fig. 2.14. Esta topología ha sido analizada en profundidad en régimen permanente [101] y dinámico [33], quedando demostrado sus beneficios en la interconexión de sistemas eléctricos. El sistema se caracteriza por la conexión de un transformador multidevanados en paralelo, del que se obtienen las tensiones de entrada, y un transformador serie que inyecta la tensión de salida del VeSC al sistema. La tensión de salida se encuentra delimitada por la región de la Fig. 2.15 [33]. Esta figura representa las tensiones disponibles de cada uno de los bobinados secundarios del transformador multidevanados (tensiones de entrada), de cuya combinación resulta la tensión de salida. Como se puede observar, la zona de operación es igual que la del Controlador II, ya que las tensiones de entrada están proporcionadas por el mismo transformador multidevanados.

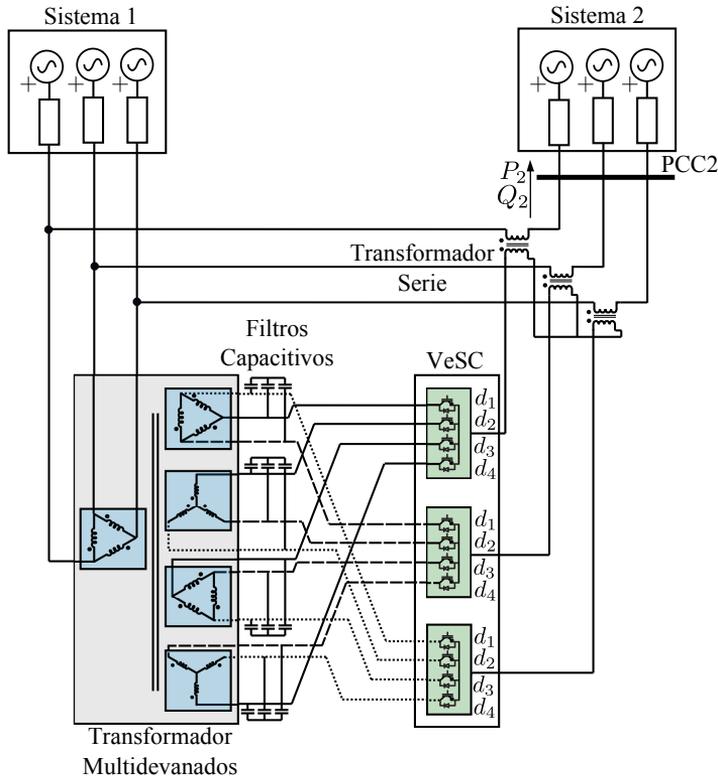


Figura 2.14: Controlador Γ : AC-link Unified Power Flow Controller.

Esta topología, al igual que el Controlador II, se caracteriza por tener dos grados de libertad: los flujos de potencia activa y reactiva, P_2 y Q_2 , entre los dos sistemas enlazados. La característica principal, que convierte

dicha topología en la más atractiva de las configuraciones con VeSC, es su potencia nominal. Ésta es considerablemente inferior al Controlador II, ya que el control de los flujos de potencia entre los dos sistemas se realiza mediante la inyección de una tensión serie, la cual es una fracción de la tensión nominal de la red eléctrica. También es importante destacar que el transformador multidevanados es de la misma potencia nominal que el VeSC, es decir, de una potencia nominal reducida.

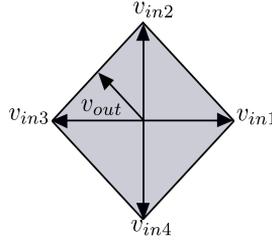


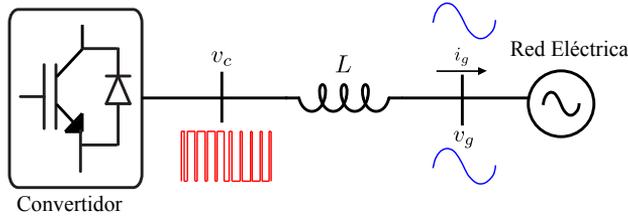
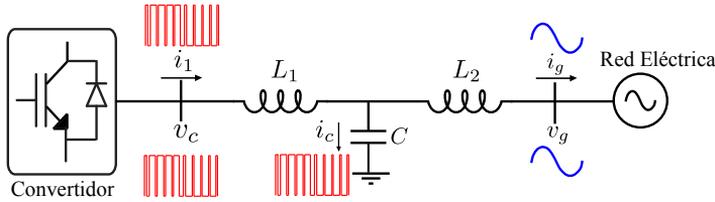
Figura 2.15: Tensiones de salida con el Controlador Γ : AC-link Unified Power Flow Controller.

2.3. Filtros de conexión a red

En esta sección se van a describir algunos de los filtros más utilizados para la conexión de los dispositivos DFACTS a la red eléctrica.

La tensión AC resultante en puertas de los convertidores se corresponde con un tren de pulsos derivado del proceso PWM que controla los IGBTs. Este tren de pulsos se caracteriza por contener una componente fundamental, proveniente de la señal moduladora, y una componente de alta frecuencia producida por la señal portadora. El contenido armónico debido a la señal portadora tiene que ser reducido, de tal forma que se proporcione a la red una intensidad con una tasa de distorsión armónica, THD (del inglés Total Harmonic Distortion), lo más baja posible. Para ello, estos dispositivos deben conectarse al sistema eléctrico a través de un filtro, que será el encargado de atenuar las altas frecuencias. Algunos de los filtros más utilizados en estos dispositivos son: los filtros inductivos L y los filtros que combinan inductancias con condensadores, filtros LCL [114]-[117] y $L-LC-L$ [118], [119]. La Fig. 2.16 y la Fig. 2.17 representan los filtros L y LCL respectivamente, así como la forma de onda de las tensiones y corrientes más representativas de cada una de ellas. El objetivo de ambas estrategias es conseguir que la corriente inyectada a la red esté compuesta principalmente por componente fundamental, es decir, obtener una onda con un THD lo más reducido posible [120].

Para analizar ambos filtros, se hará uso de la función de transferencia de cada uno de ellos [121], que relaciona la corriente, i_g , con la tensión del

Figura 2.16: Filtro L de conexión a red.Figura 2.17: Filtro LCL de conexión a red.

convertidor, v_c . En el caso del filtro L , esta relación se encuentra expresada mediante (2.12). De manera análoga, se obtiene la función de transferencia del filtro LCL mediante (2.13). Los parámetros, R , R_1 y R_2 , representan las resistencias propias asociadas a cada una de las inductancias. La salida de las funciones de transferencia será la variable de estado correspondiente a la corriente inyectada a la red: $y = i_g$. Mientras, la entrada de ambas funciones de transferencia será la tensión a las puertas del convertidor, v_c .

$$G_L(s) = \frac{1}{Ls + R} \quad (2.12)$$

$$G_{LCL}(s) = \frac{v_{dc}/2}{Cs(L_1L_2s^2 + (L_1R_2 + L_2R_1)s + \frac{L_1+L_2}{Cs} + R_1R_2) + R_1 + R_2} \quad (2.13)$$

La Fig. 2.18 representa el diagrama de Bode de las funciones de transferencia anteriores. Los valores utilizados, a modo de ejemplo, de los parámetros resistivos, inductivos y capacitivos se presentan en la Tabla 2.1. Resaltar que el valor de la inductancia del filtro L es igual a la suma de las inductancias L_1 y L_2 del filtro LCL , para hacer más adecuada la comparación entre ambos filtros. La selección de éstos se estudiará en detalle en la sección 3.4.2. Las ventajas e inconvenientes de ambos filtros se obtienen a partir del análisis de dicha figura:

- A frecuencias bajas, cercanas a la frecuencia fundamental, ambos filtros se comportan de forma similar. De este modo, se podría decir que el filtro LCL se comporta como un filtro puramente inductivo a estas frecuencias. La impedancia del condensador a bajas frecuencias es tan

Tabla 2.1: Parámetros resistivos, inductivos y capacitivos de los filtros L y LCL .

Parámetros del sistema	Valor
Resistencia filtro L (R)	0.02Ω
Inductancia filtro L (L)	$200 \mu\text{H}$
Resistencia 1 filtro LCL (R_1)	0.01Ω
Inductancia 1 filtro LCL (L_1)	$100 \mu\text{H}$
Resistencia 2 filtro LCL (R_2)	0.01Ω
Inductancia 2 filtro LCL (L_2)	$100 \mu\text{H}$
Condensador filtro LCL (C)	$500 \mu\text{F}$

alta que se considera como un circuito abierto. Este comportamiento es fundamental a la hora de desarrollar las estrategias de control.

- El filtro LCL se caracteriza por la presencia de una frecuencia de resonancia, es decir, existe una frecuencia en la que el denominador de la función de transferencia, planteada en (2.13), se hace mínima. Para evitar la resonancia del sistema, dicha frecuencia se diseña para que esté lo suficientemente alejada de la frecuencia de control, así como de la frecuencia de conmutación de los IGBTs [122]. Los criterios de selección de la frecuencia de resonancia se estudiarán con más detalle en la sección 3.4.2. Este fenómeno marca la diferencia entre el filtro LCL y el filtro L , ya que a partir de la frecuencia de resonancia la pendiente de caída del filtro LCL es mayor que la del filtro L , provocando una mayor atenuación de las altas frecuencias. También es importante destacar que la fase del sistema se ve afectada a partir de esta frecuencia, donde el filtro LCL pasa de un comportamiento inductivo, -90° de desfase, a un comportamiento capacitivo, $+90^\circ$ de desfase.

Para obtener resultados de atenuación similares con el filtro L en altas frecuencias, el valor de la inductancia de éste debería incrementarse. La Fig. 2.19 presenta, nuevamente, el diagrama de Bode de ambos filtros. La diferencia con la figura anterior consiste en un aumento del valor de la inductancia del filtro L , de tal manera que se consiga el mismo filtrado que con el filtro LCL a altas frecuencias. En este caso particular, el incremento de la inductancia ha sido 10 veces respecto a la inductancia inicial, con el fin de conseguir idénticos resultados de filtrado. Este incremento en el valor de la inductancia provocaría un mayor peso, volumen y coste de la misma, además de menor capacidad de control de potencia activa y reactiva.

La principal desventaja del filtro LCL es la presencia de la frecuencia de resonancia. Ésta debe ser amortiguada para evitar que la corriente sea muy elevada en este valor de frecuencia. Una acción clásica para atenuar la resonancia es conectar una resistencia en serie con el condensador, de manera

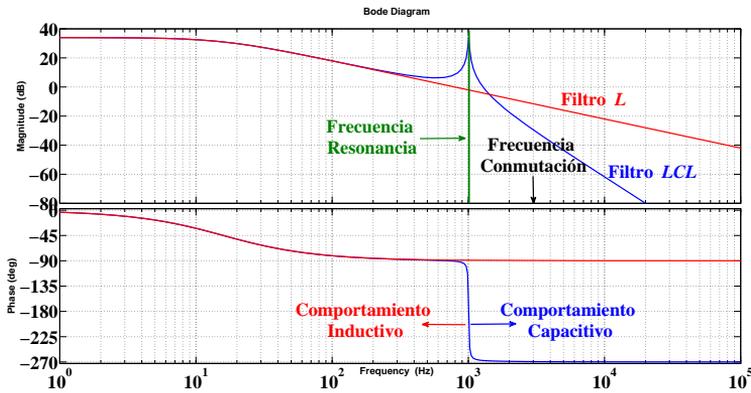


Figura 2.18: Diagramas de Bode de los filtros L y LCL con los parámetros de la Tabla 2.1.

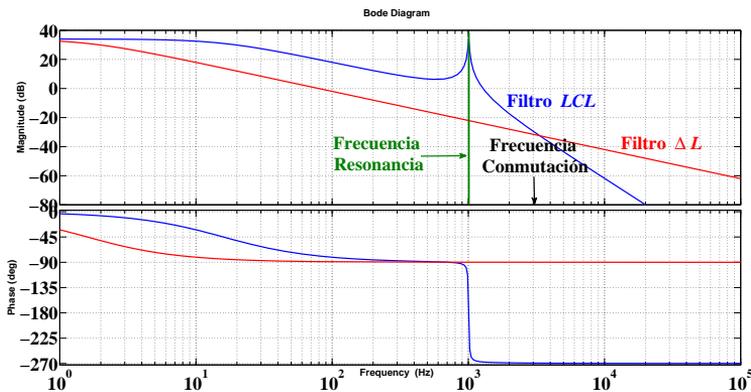


Figura 2.19: Diagramas de Bode del filtro L incrementado 10 veces y del filtro LCL inicial.

que el valor de pico de resonancia disminuya. En la Fig. 2.20 se comparan el diagrama de Bode del filtro LCL original y el diagrama de Bode del filtro LCL añadiendo una resistencia serie con el condensador. En ella se observa cómo la cresta de la frecuencia de resonancia disminuye considerablemente al añadir esta resistencia, sin afectar demasiado a la atenuación del filtrado a altas frecuencias. Esta técnica se conoce en la literatura como amortiguamiento pasivo o *passive damping* [123].

Otra técnica utilizada para amortiguar la frecuencia de resonancia es el amortiguamiento activo o *active damping* [124],[125]. Este método consiste en amortiguar la resonancia a través de la estrategia de control, eliminándose de esta forma la resistencia en serie de la técnica del *passive damping* y, por tanto, las pérdidas Joule ocasionadas por ésta.

Basándose en las ventajas e inconvenientes de ambos filtros, el filtro seleccionado en este trabajo será el filtro *LCL*. Este filtro permite el uso de una inductancia de menor valor, además de una mejor calidad de filtrado y mayor capacidad de control de potencia activa y reactiva.

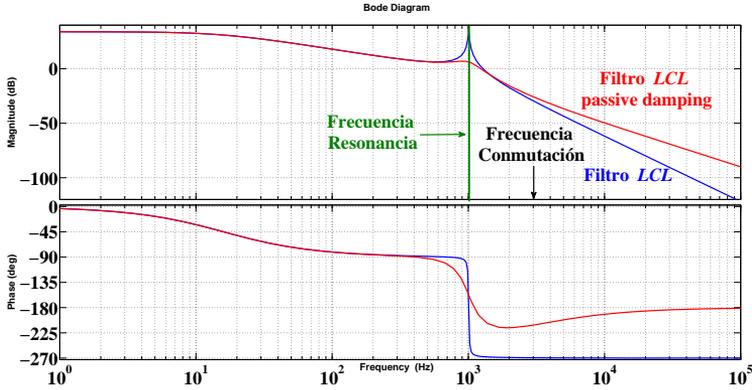


Figura 2.20: Comparación de los diagramas de Bode del filtro *LCL* inicial y del filtro *LCL* con amortiguamiento pasivo.

2.4. Estrategias de control

Esta sección tiene como objetivo el planteamiento de las diferentes estrategias de control aplicadas a los VSCs, elemento principal de los enlaces de continua. El tratamiento se hará usando diagramas de bloques y desarrollos matemáticos, de tal manera que se puedan diseñar los controladores adecuados para cada topología. El desarrollo de las diferentes estrategias vendrá impuesto por el tipo de conexión del convertidor a la red eléctrica. De esta forma, los convertidores se podrán conectar en paralelo o en serie al sistema.

En esta tesis doctoral, las estrategias de control se van a desarrollar a partir del modelo promediado de los VSCs. Por tanto, antes de entrar en detalle en los controladores aplicados a cada topología, se va a presentar el modelo promediado correspondiente al VSC.

2.4.1. Modelado del VSC

En esta subsección se van a presentar los modelos en coordenadas abc , zdq y $z\alpha\beta$ del VSC.

Planteamiento en coordenadas abc

La Fig. 2.21 muestra, nuevamente, un VSC trifásico de dos niveles conectado a la red eléctrica a través de un filtro puramente inductivo. El modelo en coordenadas abc queda gobernado por cuatro ecuaciones diferenciales ordinarias de primer orden, no lineales, las cuales se pueden expresar de la siguiente manera [126]:

$$\frac{di_g^a}{dt} = \frac{1}{L} \left(\frac{\eta_a v_{dc}}{2} - Ri_g^a - v_g^a \right) \quad (2.14)$$

$$\frac{di_g^b}{dt} = \frac{1}{L} \left(\frac{\eta_b v_{dc}}{2} - Ri_g^b - v_g^b \right) \quad (2.15)$$

$$\frac{di_g^c}{dt} = \frac{1}{L} \left(\frac{\eta_c v_{dc}}{2} - Ri_g^c - v_g^c \right) \quad (2.16)$$

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} \left(\frac{1}{2} (i_g^a \eta_a + i_g^b \eta_b + i_g^c \eta_c) - i_o \right) \quad (2.17)$$

donde, η_{abc} , es la señal moduladora correspondiente al proceso de PWM.

La parte de alterna del modelo promediado se encuentra representada mediante (2.14)-(2.16), mientras (2.17) se corresponde con la parte de continua del mismo.

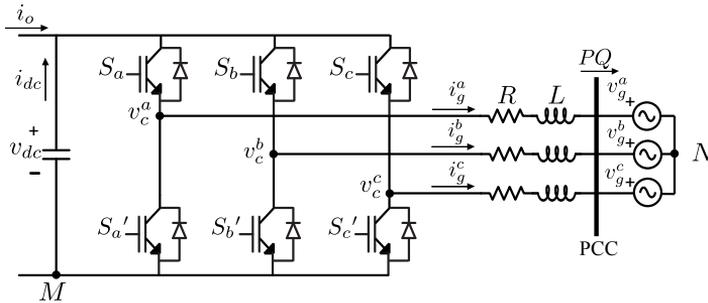


Figura 2.21: VSC de dos niveles.

Planteamiento en coordenadas $z dq$

El modelo obtenido en coordenadas abc está planteado en valores de fase instantáneos. En un sistema trifásico de alterna, las tensiones y corrientes varían sinusoidalmente con el tiempo dificultando el desarrollo de estrategias de control basadas en modelo. Con intención de facilitar el desarrollo de las mismas, se plantea transformar (2.14)-(2.17) a unas coordenadas en las que las variables sean constantes en régimen permanente. Para ello, se aplica la transformada de Park, \mathbf{T}_P , a estas ecuaciones obteniéndose un nuevo modelo en coordenadas síncronas denominadas $z dq$. Esta transformada se define mediante la siguiente expresión:

$$\mathbf{T}_P = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ \cos \theta & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ \text{sen} \theta & \text{sen}(\theta - 2\pi/3) & \text{sen}(\theta + 2\pi/3) \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

donde θ es el ángulo de la red eléctrica.

Antes de acometer la transformación, y con objeto de simplificar los cálculos posteriores, se reagruparán matricialmente las magnitudes del modelo de la siguiente manera:

$$\mathbf{i}_g^{abc} = \begin{pmatrix} i_g^a \\ i_g^b \\ i_g^c \end{pmatrix} \quad \mathbf{v}_g^{abc} = \begin{pmatrix} v_g^a \\ v_g^b \\ v_g^c \end{pmatrix} \quad \boldsymbol{\eta}_{abc} = \begin{pmatrix} \eta_a \\ \eta_b \\ \eta_c \end{pmatrix} \quad (2.19)$$

así como, los parámetros del mismo:

$$\mathbf{R} = \begin{pmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{pmatrix} \quad \mathbf{L} = \begin{pmatrix} L & 0 & 0 \\ 0 & L & 0 \\ 0 & 0 & L \end{pmatrix} \quad (2.20)$$

De esta forma, las ecuaciones dinámicas desarrolladas en el apartado anterior se pueden compactar como sigue:

$$\mathbf{L} \frac{d\mathbf{i}_g^{abc}}{dt} = \boldsymbol{\eta}_{abc} \frac{v_{dc}}{2} - \mathbf{R} \mathbf{i}_g^{abc} - \mathbf{v}_g^{abc} \quad (2.21)$$

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{2} (\boldsymbol{\eta}_{abc}^T \mathbf{i}_g^{abc}) - i_o \quad (2.22)$$

Una vez se ha obtenido el modelo de forma compacta, se puede aplicar la transformada de Park a cada una de las magnitudes del modelo (2.19):

$$\mathbf{i}_g^{abc} = \mathbf{T}_P^{-1} \mathbf{i}_g^{z dq} \quad \mathbf{v}_g^{abc} = \mathbf{T}_P^{-1} \mathbf{v}_g^{z dq} \quad \boldsymbol{\eta}_{abc} = \mathbf{T}_P^{-1} \boldsymbol{\eta}_{z dq} \quad (2.23)$$

las cuales serán introducidas en (2.21) y (2.22), obteniéndose las siguientes expresiones:

$$\mathbf{L} \frac{d(\mathbf{T}_P^{-1} \cdot \mathbf{i}_g^{z dq})}{dt} = (\mathbf{T}_P^{-1} \cdot \boldsymbol{\eta}_{z dq}) \frac{v_{dc}}{2} - \mathbf{R} (\mathbf{T}_P^{-1} \mathbf{i}_g^{z dq}) - (\mathbf{T}_P^{-1} \mathbf{v}_g^{z dq}) \quad (2.24)$$

$$C \frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{2} \left((\mathbf{T}_P^{-1} \boldsymbol{\eta}_{z dq})^T (\mathbf{T}_P^{-1} \mathbf{i}_g^{z dq}) \right) - i_o \quad (2.25)$$

Si se desarrollan las ecuaciones anteriores, se obtiene el modelo del VSC en coordenadas $z dq$, tanto de la parte alterna, (2.26) y (2.27), como de la parte de continua, (2.28):

$$\frac{di_g^d}{dt} = \frac{1}{L} \left(\eta_d \frac{v_{dc}}{2} - L\omega \cdot i_g^q - Ri_g^d - v_g^d \right) \quad (2.26)$$

$$\frac{di_g^q}{dt} = \frac{1}{L} \left(\eta_q \frac{v_{dc}}{2} + L\omega i_g^d - Ri_g^q - v_g^q \right) \quad (2.27)$$

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} \left(\frac{1}{2} (\eta_d i_g^d + \eta_q i_g^q) - i_o \right) \quad (2.28)$$

donde, ω , es la frecuencia de la red eléctrica. La ecuación correspondiente a la coordenada z se elimina, ya que el sistema considerado es un sistema trifásico de alterna equilibrado a tres hilos donde las intensidades son nulas en esta coordenada. Por esta razón, a partir de ahora este modelo se denominará modelo en coordenadas dq .

Este modelo permite el desarrollo de estrategias de control más simples basadas en referencias constantes. Como contrapartida, (2.26) y (2.27) se encuentran acopladas entre sí, por tanto, la estrategia de control que se desarrolle con este modelo tendrá que eliminar este acoplamiento.

Planteamiento en coordenadas $z\alpha\beta$

El modelo desarrollado en dq necesita un PLL (del inglés *Phase-Locked Loop*) para conocer el ángulo de la red y poder aplicar la transformada de Park, \mathbf{T}_P . La contaminación armónica de la red puede provocar que el ángulo calculado por el PLL se vea afectado negativamente y, por tanto, las transformaciones de las variables en estos ejes [127]. Además, hay que añadir el acoplamiento existente de las ecuaciones en coordenadas dq y la necesidad de medir la tensión de la red, con el objetivo de obtener una buena respuesta dinámica del controlador. Estas desventajas hacen plantearse el desarrollo del modelo en los ejes estacionarios $z\alpha\beta$, basados en la transformada de Clarke, \mathbf{T}_C . Esta transformación se encuentra definida mediante la siguiente matriz:

$$\mathbf{T}_C = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & -\sqrt{3}/2 & \sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

Al contrario que la transformada de Park, esta transformada no necesita de un PLL y las ecuaciones del modelo no se encuentran acopladas. Nuevamente, se partirá del modelo compacto desarrollado en coordenadas abc , (2.21) y (2.22), para obtener el modelo en coordenadas $z\alpha\beta$. Actuando de forma análoga al modelo desarrollado en coordenadas dq , si se aplica la

transformada de Clarke a las magnitudes del modelo (2.19), y se introducen en (2.21) y (2.22), se obtiene el modelo en coordenadas $z\alpha\beta$ del VSC:

$$\mathbf{i}_g^{abc} = \mathbf{T}_C^{-1} \mathbf{i}_g^{z\alpha\beta} \quad \mathbf{v}_g^{abc} = \mathbf{T}_C^{-1} \mathbf{v}_g^{z\alpha\beta} \quad \eta_{abc} = \mathbf{T}_C^{-1} \eta_{z\alpha\beta} \quad (2.30)$$

$$\mathbf{L} \frac{d(\mathbf{T}_C^{-1} \mathbf{i}_g^{z\alpha\beta})}{dt} = (\mathbf{T}_C^{-1} \eta_{z\alpha\beta}) \frac{v_{dc}}{2} - \mathbf{R} (\mathbf{T}_C^{-1} \mathbf{i}_g^{z\alpha\beta}) - (\mathbf{T}_C^{-1} \mathbf{v}_g^{z\alpha\beta}) \quad (2.31)$$

$$C \frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{2} \left((\mathbf{T}_C^{-1} \eta_{z\alpha\beta})^T (\mathbf{T}_C^{-1} \mathbf{i}_g^{z\alpha\beta}) \right) - i_o \quad (2.32)$$

Al igual que el modelo desarrollado en coordenadas dq , la coordenada z se elimina por considerarse un sistema trifásico de alterna equilibrado a tres hilos. A partir de aquí, el modelo en estas coordenadas se denominará modelo en coordenadas $\alpha\beta$:

$$\frac{di_g^\alpha}{dt} = \frac{1}{L} \left(\eta_\alpha \frac{v_{dc}}{2} - Ri_g^\alpha - v_g^\alpha \right) \quad (2.33)$$

$$\frac{di_g^\beta}{dt} = \frac{1}{L} \left(\eta_\beta \frac{v_{dc}}{2} - Ri_g^\beta - v_g^\beta \right) \quad (2.34)$$

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} \left(\frac{1}{2} (\eta_\alpha i_g^\alpha + \eta_\beta i_g^\beta) - i_o \right) \quad (2.35)$$

Una vez se ha obtenido el modelo promediado del VSC en coordenadas abc , dq y $\alpha\beta$, se van a desarrollar las estrategias de control aplicadas a cada topología en las siguientes subsecciones.

2.4.2. Control de potencia activa y reactiva para la topología paralelo

Las topologías que utilizan VSCs conectados en paralelo a la red eléctrica se han definido en la sección 2.2.1. El objetivo de estos VSCs se centra en controlar la potencia activa y reactiva en su PCC. Para llevar a cabo este propósito, se han desarrollado dos estrategias de control principalmente: control de tensiones y control de corrientes. La primera de ellas ha sido predominante utilizada en aplicaciones de potencia en alta tensión [128], [129], aunque también ha sido utilizada en aplicaciones industriales [130]. Esta estrategia se basa en el control de la potencia activa y reactiva por medio de la fase y amplitud de la tensión en terminales del VSC. De esta forma, se pueden desarrollar dos controladores independientes, ya que el desfase entre la tensión del VSC y la tensión del PCC está directamente relacionado con la potencia activa, y la diferencia de amplitud de estas tensiones está relacionada directamente con la potencia reactiva. El modo de control de tensiones es sencillo y contiene pocos lazos de control, ver Fig. 2.22. Sin embargo, la principal desventaja de este controlador es la falta de control de la corriente. En caso de cortocircuito o sobrecarga del sistema, el VSC no estaría protegido con este controlador y podría dañarse.

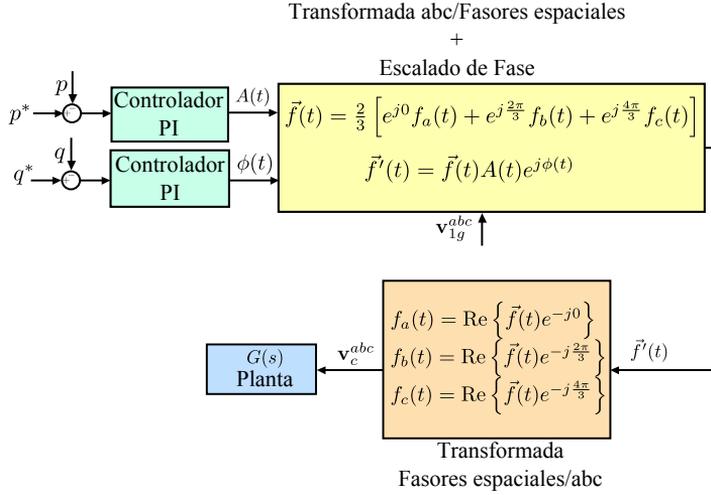


Figura 2.22: Control de potencia activa y reactiva mediante el control de tensiones.

El segundo modo de control es el control de corrientes. Esta estrategia se basa en controlar la fase y amplitud de la corriente con respecto a la tensión del PCC, de tal manera que se pueda realizar un control independiente de la potencia activa y reactiva. Con este esquema de control, el VSC se encuentra protegido contra sobrecargas o cortocircuitos, además de presentar mejor robustez respecto a la variación de los parámetros del sistema, reflejado en una mejor respuesta dinámica y mayor precisión del controlador [131].

En esta tesis doctoral, el modo de control utilizado para los VSCs conectados en paralelo a la red será el control de corrientes. Para aplicar dicha estrategia se utilizarán los modelos promediados desarrollados en la sección anterior. De esta forma, el VSC se puede modelar mediante fuentes de tensión controlables, tal y como se muestra en la Fig. 2.23. El modelo del VSC en coordenadas abc se obtuvo mediante (2.14)-(2.16). La aplicación de la transformada Park proporcionó el modelo en coordenadas síncronas dq , (2.26) y (2.27). Esta transformación, tal y como se comentó en la sección 2.4.1, proporciona un modelo donde las variables son constantes y no sinusoidales, permitiendo desarrollar estrategias de control más sencillas. Para realizar esta transformación es necesario utilizar un PLL [132], que permita sincronizarse con el ángulo de la tensión de la red, \mathbf{v}_g^{abc} .

El objetivo final es controlar, de manera independiente, la potencia activa y reactiva en el PCC mediante las corrientes. Para ello, habrá que relacionar las potencias deseadas, p^* y q^* , con las corrientes, i_d^* e i_q^* , mediante la siguiente expresión:

$$p^* = \frac{3}{2} (v_g^d i_g^{d*} + v_g^q i_g^{q*}) \quad (2.36)$$

$$q^* = \frac{3}{2} (v_g^d i_g^{q*} - v_g^q i_g^{d*}) \quad (2.37)$$

Si se despejan i_g^{d*} e i_g^{q*} de las ecuaciones anteriores se obtienen las corrientes de referencia:

$$i_g^{d*} = \frac{2 (p^* v_g^d - q^* v_g^q)}{3 (v_g^{d2} + v_g^{q2})} \quad (2.38)$$

$$i_g^{q*} = \frac{2 (p^* v_g^q + q^* v_g^d)}{3 (v_g^{d2} + v_g^{q2})} \quad (2.39)$$

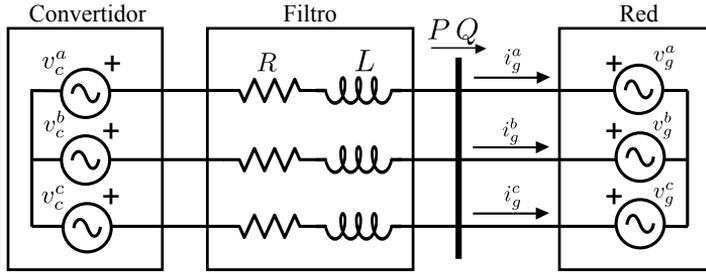


Figura 2.23: Circuito equivalente de las topologías paralelo conectadas a red.

De esta forma, se puede aplicar algún algoritmo de control que realice un seguimiento adecuado de éstas. El control de estas corrientes proporcionará la obtención de las potencias deseadas, p^* y q^* . El sistema formado por (2.26) y (2.27) se corresponde con un sistema no lineal, ya que aparecen productos de estados por entradas y términos cruzados. Como consecuencia, la estrategia de control que se aplique tiene que ser no lineal. Una de las estrategias más utilizada es la linealización exacta por realimentación, FL. Esta estrategia consiste en la linealización del sistema a controlar por medio de un cambio de variables. Es decir, se realiza una transformación algebraica del sistema no lineal, de manera tal que el nuevo sistema transformado sea lineal y se puedan aplicar estrategias lineales de control. La estrategia de control por realimentación que se utiliza en esta tesis doctoral se denomina linealización exacta entrada-salida. Ésta se caracteriza por obtener una serie de entradas a partir de las salidas a controlar mediante una dinámica lineal. En este caso, las entradas consideradas serán las señales moduladoras η_d y η_q , y las salidas serán las variables de estado correspondientes a las corrientes: i_g^d e i_g^q .

El primer paso para aplicar la estrategia de control FL será igualar (2.26) y (2.27) con dos entradas auxiliares, u_d y u_q , de la siguiente forma:

$$L \frac{di_g^d}{dt} + Ri_g^d = \frac{\eta_d v_{dc}}{2} - L\omega i_g^q - v_g^d = u_d \quad (2.40)$$

$$L \frac{di_g^q}{dt} + Ri_g^q = \frac{\eta_q v_{dc}}{2} + L\omega i_g^d - v_g^q = u_q \quad (2.41)$$

Por un lado se obtiene:

$$u_d = \frac{\eta_d v_{dc}}{2} - L\omega i_g^q - v_g^d \quad (2.42)$$

$$u_q = \frac{\eta_q v_{dc}}{2} + L\omega i_g^d - v_g^q \quad (2.43)$$

Y por otro:

$$u_d = L \frac{di_g^d}{dt} + Ri_g^d \quad (2.44)$$

$$u_q = L \frac{di_g^q}{dt} + Ri_g^q \quad (2.45)$$

Las ecuaciones (2.44) y (2.45) representan dos sistemas lineales independientes, cuyas entradas son las variables auxiliares, u_d y u_q , y salidas las corrientes, i_g^d e i_g^q , respectivamente. Por tanto, a ambos sistemas se les pueden aplicar estrategias de control lineales, tales como un controlador PI:

$$u_d = k_p e_{i_g^d} + k_i \xi_{i_g^d} \quad (2.46)$$

$$u_q = k_p e_{i_g^q} + k_i \xi_{i_g^q} \quad (2.47)$$

donde:

- $e_{i_g^d} = i_g^{d*} - i_g^d$ es el error de la corriente en eje directo.
- $e_{i_g^q} = i_g^{q*} - i_g^q$ es el error de la corriente en eje cuadratura.
- $\xi_{i_g^d}$ es la integral del error $e_{i_g^d}$.
- $\xi_{i_g^q}$ es la integral del error $e_{i_g^q}$.
- k_p y k_i son las ganancias proporcional e integral del controlador PI respectivamente.

De acuerdo a [48], el valor de las ganancias, k_p y k_i , se obtiene de la siguiente forma:

$$k_p = \frac{L}{\tau} \quad k_i = \frac{R}{\tau} \quad (2.48)$$

donde, τ , es la constante de tiempo del controlador, seleccionada entre 0.5 y 5 milisegundos cuando se aplican estrategias de control en coordenadas dq para aplicaciones PWM.

Las entradas u_d y u_q convierten el sistema en lineal y desacoplado. Sin embargo, estas entradas son ficticias y se tienen que relacionar con las entradas reales η_d y η_q . Para ello, se despejan las entradas reales de (2.42) y (2.43) en función de las variables auxiliares:

$$\eta_d = \frac{v_{dc}}{2} (u_d + L\omega i_g^q + v_g^d) \quad (2.49)$$

$$\eta_q = \frac{v_{dc}}{2} (u_q - L\omega i_g^d + v_g^q) \quad (2.50)$$

Estas entradas, η_d y η_q , se encuentran en coordenadas dq , por tanto habrá que aplicar la antitransformada, \mathbf{T}_P^{-1} , a estas variables de manera que se obtengan las entradas reales η_{abc} . Las ecuaciones (2.38), (2.39), (2.46), (2.47), (2.49) y (2.50) proporcionan el valor de potencia activa y reactiva deseado en el PCC.

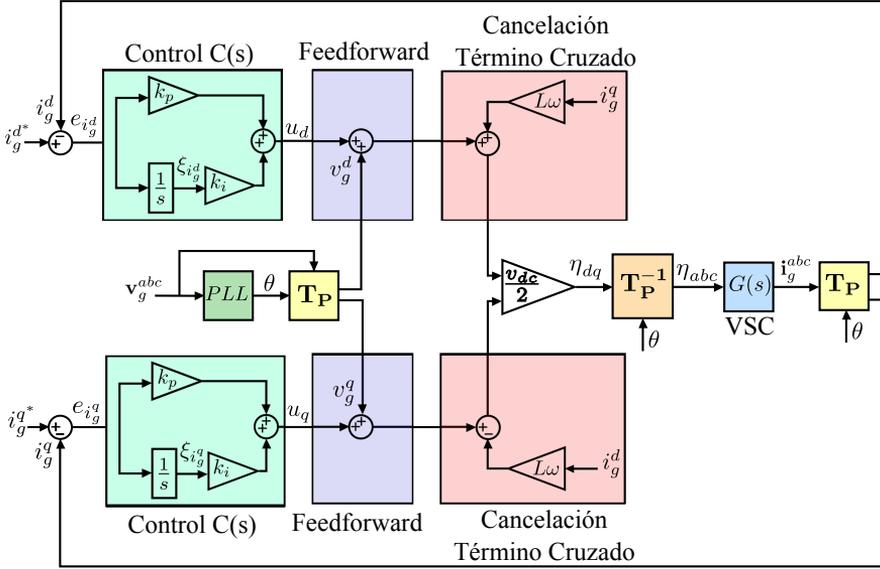


Figura 2.24: Diagrama de bloques del controlador de corrientes en coordenadas dq para la topología paralelo.

La Fig. 2.24 representa, mediante diagramas de bloques y funciones de transferencia, el controlador de corrientes desarrollado anteriormente en coordenadas dq [48], [133]. Además del propio bloque del controlador, $C(s)$, y de la planta (en este caso el VSC), $G(s)$, la figura anterior se caracteriza por la cancelación de los términos cruzados y por la alimentación en adelante de las tensiones de la red, conocida como *feedforward*. La cancelación de términos cruzados permite el desacople entre los ejes d y q , mientras, la realización del *feedforward* permite al controlador contemplar cualquier variación en las tensiones de la red y adaptarse a ellas.

Al modelo representado por (2.14)-(2.16) en coordenadas abc , también se le aplicó la transformación de Clarke, \mathbf{T}_C , de manera que se obtuvo un modelo en coordenadas estacionarias $\alpha\beta$, (2.33) y (2.34). El sistema expresado en estas coordenadas es lineal y presenta variables sinusoidales. El controlador utilizado con este modelo se caracteriza por no utilizar PLL y por controlar variables no constantes. En este caso, se propone un controlador proporcional-resonante (PR) [134]-[136] que asegura error en estado

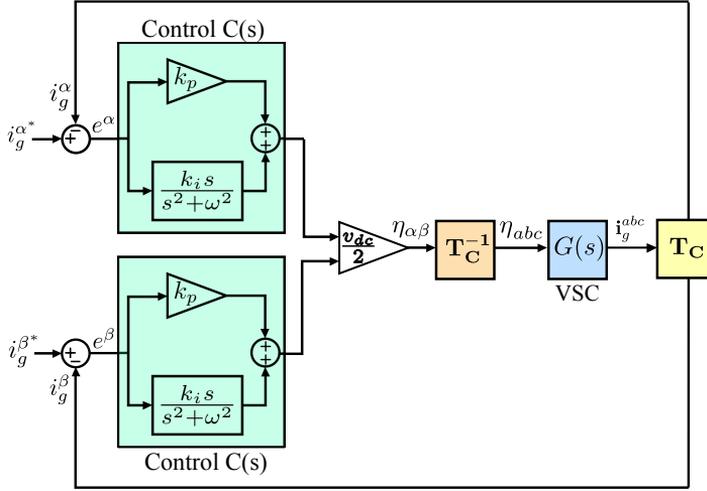


Figura 2.25: Diagrama de bloques del controlador de corrientes en coordenadas $\alpha\beta$ para la topología paralelo.

estacionario nulo para variables sinusoidales a la frecuencia de diseño del controlador. El diagrama de bloques del controlador se representa en la Fig. 2.25. Este controlador no necesita realizar la cancelación de términos cruzados, puesto que el modelo en coordenadas $\alpha\beta$ no está acoplado, y no necesita medir la tensión de la red [137].

2.4.3. Control de la tensión del enlace de continua de la topología paralelo

En esta sección se va a desarrollar el controlador utilizado para fijar la tensión del enlace de continua. Las topologías con enlace de continua, BTB y UPFC, necesitan que uno de los dos VSCs se haga cargo de controlar la tensión del enlace de continua, de tal modo que se asegure la operación adecuada de los convertidores. El control de esta tensión se realiza habitualmente por el VSC que se encuentra conectado en paralelo con el sistema. En el caso de la topología UPFC será el VSCsh, mientras que para la topología BTB podría ser cualquiera de los dos VSCs.

El control de la tensión del enlace de continua se va a realizar mediante dos controladores PI en cascada. El primero de ellos se va a encargar de proporcionar la corriente de referencia, i_g^{q*} , necesaria para mantener la tensión del enlace de continua en el valor deseado, mientras el segundo se va a encargar de controlar dicha corriente. El PLL considerado en este trabajo selecciona la tensión en el eje q como la tensión de referencia del sistema. De esta forma, se consigue que $v_g^d = 0$ y $v_g^q = \sqrt{2}V_g/\sqrt{3}$. Por tanto, la potencia activa demandada por el convertidor, con vistas a mantener la tensión del en-

lace de continua en un nivel deseado, estará asociada únicamente a la acción de i_g^q , mientras i_g^d será únicamente dependiente de la inyección de potencia reactiva deseada, (2.38) y (2.39). En definitiva, la corriente i_g^q está directamente relacionada con la tensión v_{dc} permitiendo plantear el siguiente lazo de control para la tensión del enlace de continua:

$$i_g^{q*} = - (k_p^{dc} e_{v_{dc}} + k_i^{dc} \xi_{v_{dc}}) \quad (2.51)$$

donde v_{dc}^* es la tensión de continua de referencia, $e_{v_{dc}} = v_{dc}^* - v_{dc}$ es el error de la tensión del enlace de continua, i_g^{q*} es la intensidad de referencia en eje cuadratura y, k_p^{dc} y k_i^{dc} son las ganancias de controlador proporcional e integral del controlador PI propuesto.

La ecuación (2.51) proporciona la corriente referencia, i_g^{q*} , necesaria para alcanzar la tensión del enlace de continua deseada. Esta corriente de referencia se obtendrá aplicando el algoritmo de control desarrollado en la sección 2.4.2.

2.4.4. Control de potencia activa y reactiva de la topología serie

La Fig. 2.26 representa el circuito equivalente de los VSCs conectados en serie con la red. El filtro utilizado para conectar el convertidor es un filtro *LCL* que proporciona una tensión y una corriente con el menor contenido armónico posible.

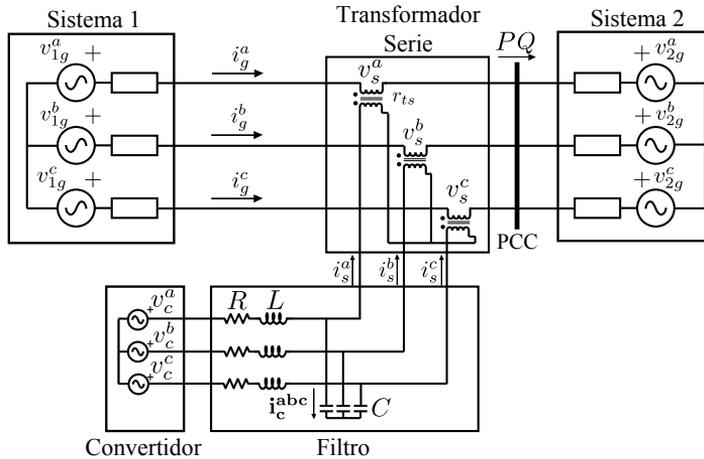


Figura 2.26: Circuito equivalente de las topologías serie conectadas a red.

Históricamente, se han considerado dos estrategias de control para estas configuraciones: control de corrientes [138] y control de tensiones [59]. La estrategia basada en el control de corrientes considera despreciable el

condensador C . La frecuencia de control considerada es la fundamental, por tanto, el filtro LCL se comporta como una inductancia pura a esas frecuencias, tal y como se mostró en la Fig. 2.18. La impedancia del condensador a esa frecuencia es tan alta que se puede considerar un circuito abierto. Sin embargo, para realizar el control de tensiones se tendrá en cuenta el modelo completo, ya que el estado a controlar será la propia tensión del condensador.

Para controlar la potencia activa y reactiva deseada, p^* y q^* , mediante las corrientes, se debe obtener en el PCC las expresiones que relacionan ambas magnitudes. El diseño del controlador se hará utilizando el modelo en coordenadas dq del VSC, desarrollado en la sección 2.4.1. De esta forma, las potencias se relacionan con las corrientes mediante la siguiente expresión:

$$p^* = \frac{3}{2} (v_{PCC}^d i_g^{d*} + v_{PCC}^q i_g^{q*}) \quad (2.52)$$

$$q^* = \frac{3}{2} (v_{PCC}^d i_g^{q*} - v_{PCC}^q i_g^{d*}) \quad (2.53)$$

Al igual que el control de potencias en las topologías paralelo, éstas se controlarán mediante las corrientes i_g^{d*} e i_g^{q*} . Para ello, se deben despejar dichas corrientes de las ecuaciones anteriores:

$$i_g^{d*} = \frac{2(p^* v_{PCC}^d - q^* v_{PCC}^q)}{3(v_{PCC}^{d2} + v_{PCC}^{q2})} \quad (2.54)$$

$$i_g^{q*} = \frac{2(p^* v_{PCC}^q + q^* v_{PCC}^d)}{3(v_{PCC}^{d2} + v_{PCC}^{q2})} \quad (2.55)$$

La corriente circulante por la línea, \mathbf{i}_g^{abc} , se puede relacionar con la corriente serie inyectada por el VSC, \mathbf{i}_s^{abc} , a través del transformador serie:

$$\mathbf{i}_s^{abc} = -r_{ts} \mathbf{i}_g^{abc} \quad (2.56)$$

donde, r_{ts} , es la relación de transformación del transformador serie. Destacar que la corriente hacia el condensador, \mathbf{i}_c^{abc} , ha sido despreciada, ya que el controlador está diseñado para la frecuencia fundamental. Introduciendo la relación de transformación en (2.54) y (2.55), se obtiene la corriente de referencia, \mathbf{i}_s^{dq*} , que se corresponde con la corriente inyectada por el VSC. Esta corriente se va a considerar la variable de estado a controlar en los VSCs conectados en serie:

$$i_s^{d*} = -r_{ts} \frac{2(p^* v_{PCC}^d - q^* v_{PCC}^q)}{3(v_{PCC}^{d2} + v_{PCC}^{q2})} \quad (2.57)$$

$$i_s^{q*} = -r_{ts} \frac{2(p^* v_{PCC}^q + q^* v_{PCC}^d)}{3(v_{PCC}^{d2} + v_{PCC}^{q2})} \quad (2.58)$$

Conocidas las corrientes de referencia, que proporcionan las potencias activas y reactivas deseadas, se puede desarrollar el algoritmo de control. Las ecuaciones diferenciales que modelan el VSC serie en coordenadas dq son las siguientes:

$$\frac{di_s^d}{dt} = \frac{1}{L_s} \left(\eta_d \frac{v_{dc}}{2} - R_s i_s^d - L_s \omega i_s^q + v_s^d \right) \quad (2.59)$$

$$\frac{di_s^q}{dt} = \frac{1}{L_s} \left(\eta_q \frac{v_{dc}}{2} - R_s i_s^q + L_s \omega i_s^d + v_s^q \right) \quad (2.60)$$

Estas ecuaciones tienen la misma estructura que (2.40) y (2.41), por tanto se puede aplicar la misma estrategia de control que a la topología paralelo. En este caso, las entradas consideradas al sistema son η_d y η_q , mientras que las salidas son i_s^d e i_s^q . El valor de η_d y η_q se obtiene mediante:

$$\eta_d = \frac{v_{dc}}{2} (u_d + L_s \omega i_s^q + v_s^d) \quad (2.61)$$

$$\eta_q = \frac{v_{dc}}{2} (u_q - L_s \omega i_s^d + v_s^q) \quad (2.62)$$

donde, u_d y u_q , son las variables auxiliares a las que se le aplica el controlador PI:

$$u_d = k_p e_{i_s^d} + k_i \xi_{i_s^d} \quad (2.63)$$

$$u_q = k_p e_{i_s^q} + k_i \xi_{i_s^q} \quad (2.64)$$

siendo:

- $e_{i_s^d} = i_s^{d*} - i_s^d$ es el error de la corriente serie en eje directo.
- $e_{i_s^q} = i_s^{q*} - i_s^q$ es el error de la corriente serie en eje cuadratura.
- $\xi_{i_s^d}$ es la integral del error $e_{i_s^d}$.
- $\xi_{i_s^q}$ es la integral del error $e_{i_s^q}$.
- k_p y k_i son las ganancias proporcional e integral del controlador PI, respectivamente.

El adecuado control de las corrientes i_s^{dq} proporcionará las potencias deseadas en el PCC.

El diagrama de bloques de la Fig. 2.27 representa el control de corrientes en coordenadas dq . Al igual que en la topología paralelo, será necesario la utilización de un PLL, la cancelación de los términos cruzados y la realización de *feedforward* con las tensiones de la red.

El control de potencias también se puede llevar a cabo aplicando la estrategia de control al modelo desarrollado en $\alpha\beta$ del VSC. La Fig. 2.28 representa el diagrama de bloques de este controlador. El controlador utilizado en este caso es un PR, que asegura error en estado estacionario nulo con referencias sinusoidales.

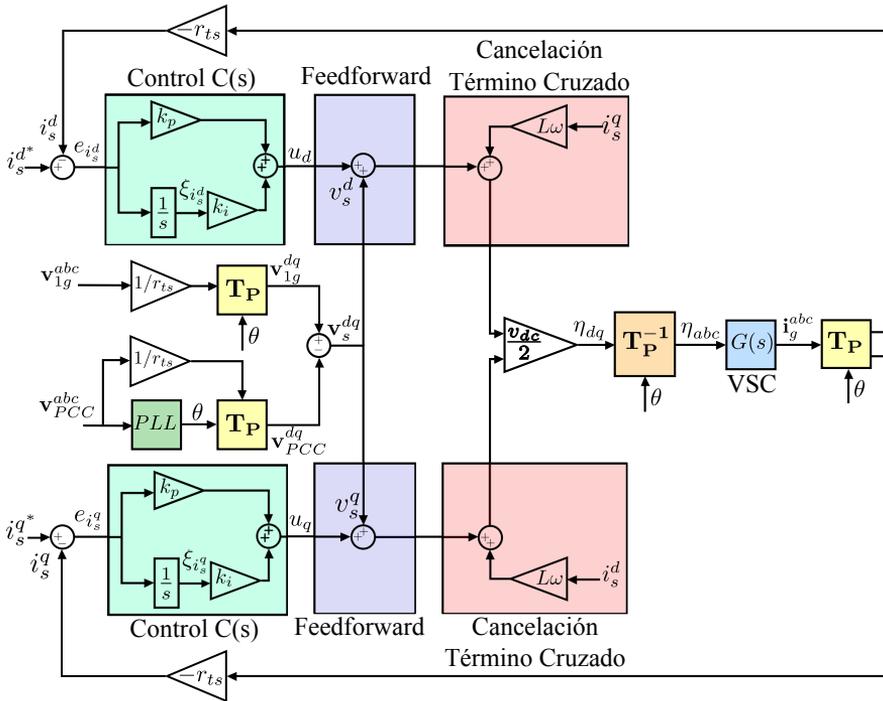


Figura 2.27: Diagrama de bloques del controlador de corrientes en coordenadas dq de la topología serie.

El segundo modo de control para los VSCs conectados en serie con el sistema es el control de la tensión inyectada por el propio VSC. Una de las estrategias de control más utilizada se presenta en [59]. El diagrama de bloques de la Fig. 2.29 muestra las diferentes etapas de este controlador. Básicamente, el controlador está compuesto de dos controladores en cascada. El primero, un controlador PI, sirve para calcular la tensión en serie de referencia que hace circular los flujos de potencia activa y reactiva deseados. Para ello, a la salida del controlador PI se obtienen las variables auxiliares, p_c y q_c , que se encuentran definidas en [59]. Estas variables permiten obtener directamente las referencias de tensiones mediante una transformación matemática. Mientras, el segundo controlador, del tipo PR, se encarga del seguimiento de las referencias de tensiones calculadas por el primero.

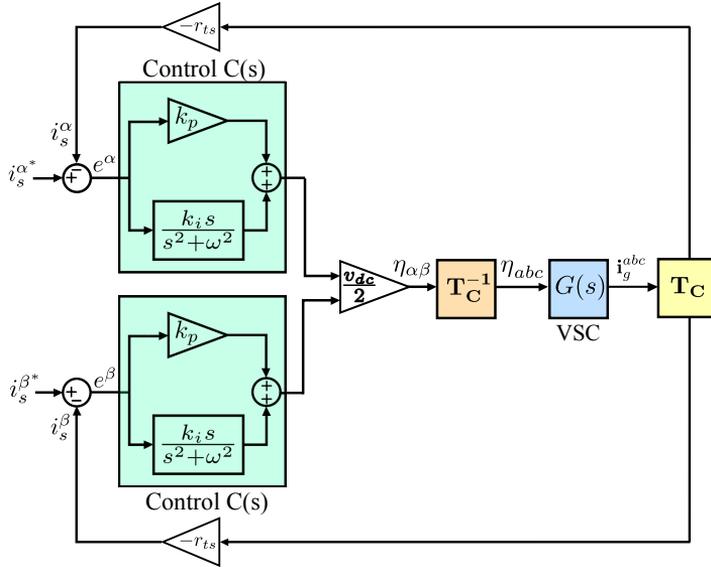


Figura 2.28: Diagrama de bloques del controlador de corrientes en coordenadas $\alpha\beta$ de la topología serie.

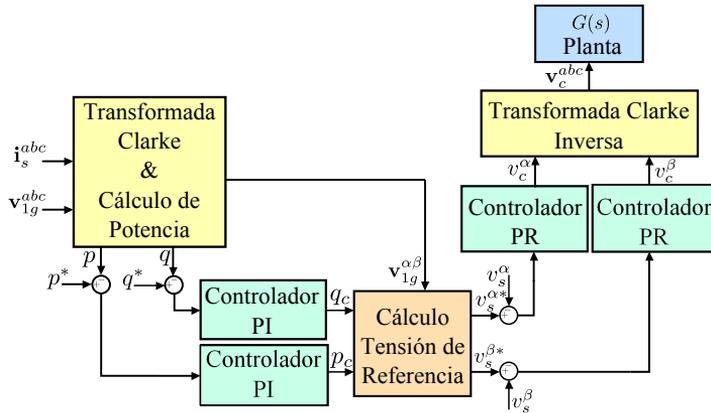


Figura 2.29: Diagrama de bloques del controlador de tensiones en coordenadas $\alpha\beta$ de la topología serie.

Capítulo 3

Topología AC-link ShSPFC

Este capítulo se va a dedicar al análisis de la topología AC-link ShSPFC. En concreto, se van a realizar los siguientes estudios que definen el comportamiento completo de dicha topología:

- Descripción del principio de funcionamiento de la topología.
- Obtención del modelo en régimen dinámico en coordenadas abc y dq .
- Desarrollo de dos estrategias de control a partir del modelo dinámico en coordenadas dq , con el objetivo de controlar los flujos de potencia entre dos sistemas eléctricos enlazados con este dispositivo.
- Obtención del modelo en régimen permanente para su incorporación a algoritmos OPF.

3.1. Principio de funcionamiento de la topología AC-link ShSPFC

La topología AC-link ShSPFC se representa mediante la Fig. 3.1. Esta configuración se basa en el enlace de dos sistemas eléctricos mediante la conexión paralelo-serie del VeSC, con el objetivo de controlar los flujos de potencia activa y reactiva entre ambos sistemas. El control de los flujos de potencia se realiza a través de la inyección de una tensión serie proporcionada por el convertidor. Esta tensión se sintetiza a partir de la combinación del valor promedio de unas tensiones de entrada, cuyo factor de ponderación se corresponde con el valor de los *duty ratios*. Por un lado, las tensiones de entrada se obtienen desde un transformador multidevanados conectado en

paralelo con el sistema. Estas tensiones se agrupan de la siguiente manera para obtener a la salida del convertidor la tensión deseada:

$$\mathbf{v}_{in1} = \frac{1}{a_p} \begin{bmatrix} v_1^a \\ v_1^b \\ v_1^c \end{bmatrix} \quad \mathbf{v}_{in2} = \frac{1}{a_p} \begin{bmatrix} v_1^b \\ v_1^c \\ v_1^a \end{bmatrix} \quad \mathbf{v}_{in3} = \frac{1}{a_p} \begin{bmatrix} v_1^c \\ v_1^a \\ v_1^b \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Por otro lado, los *duty ratios* se determinan mediante el algoritmo de control, de tal manera que se obtengan las potencias deseadas entre ambos sistemas.

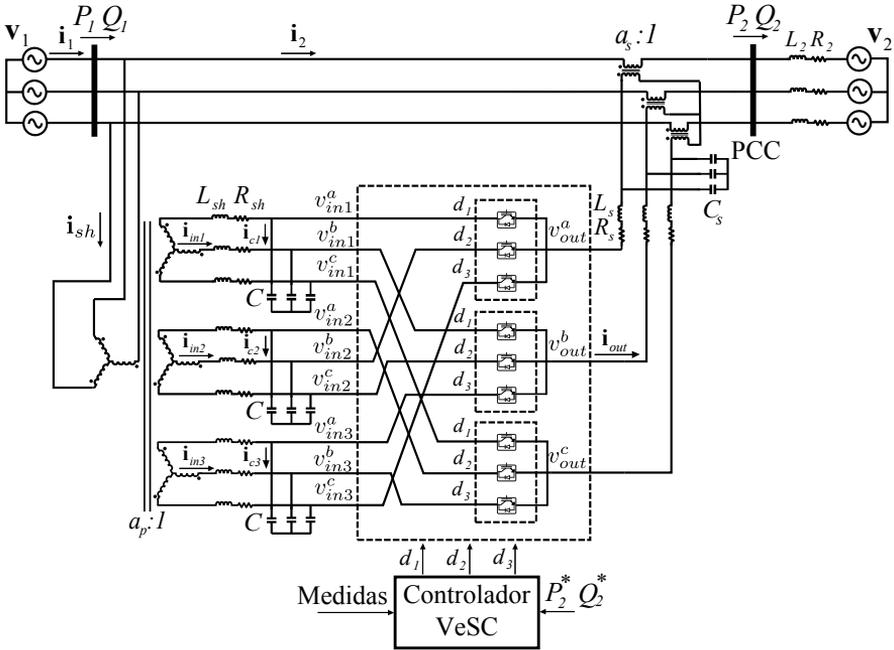


Figura 3.1: Topología AC-link ShSPFC basada en VeSC.

Como consecuencia, y teniendo en cuenta (2.11), la tensión inyectada en serie para la fase *a* del sistema se encuentra dentro de los límites definidos por el triángulo de la Fig. 3.2. Los flujos de potencia entre los sistemas interconectados se pueden obtener en función de la tensión serie inyectada de la siguiente manera:

$$P_2 = \frac{V_2 V_1}{X} \sin \delta - \frac{V_2 V_{sP}}{X} \cos \delta + \frac{V_2 V_{sQ}}{X} \sin \delta \quad (3.2)$$

$$Q_2 = \frac{V_2 V_1}{X} \cos \delta - \frac{V_2^2}{X} - \frac{V_2 V_{sQ}}{X} \cos \delta - \frac{V_2 V_{sP}}{X} \sin \delta \quad (3.3)$$

donde V_{SP} y V_{SQ} se definen como las proyecciones ortogonales de la tensión en serie, \mathbf{V}_s , con respecto a la tensión \mathbf{V}_1 , tal y como se muestra en la Fig. 3.2.

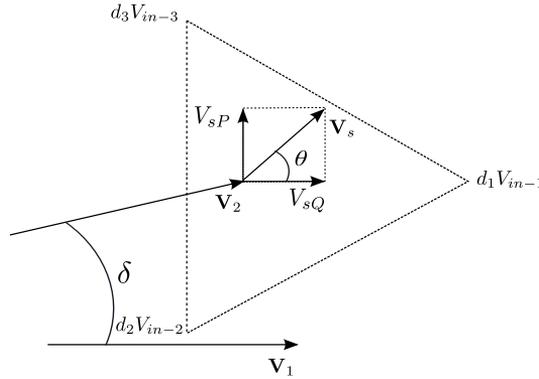


Figura 3.2: Región factible de la tensión serie inyectada de la fase a de la topología AC-link ShSPFC.

Es importante resaltar que en el caso de pequeñas diferencias de ángulo entre las tensiones de los sistemas interconectados, el flujo de potencia activa estará determinado por la tensión V_{SP} , mientras el flujo de potencia reactiva estará controlado por V_{SQ} . Cuando esta diferencia de ángulos aumenta, empieza a aparecer acoplamiento entre los términos provocando que la potencia activa y reactiva dependan también de V_{SQ} y V_{SP} respectivamente.

3.2. Modelo en régimen dinámico

En esta sección se va a obtener el modelo de ecuaciones diferenciales ordinarias ODE (del inglés *Ordinary Differential Equations*) en coordenadas abc y dq de la topología AC-link ShSPFC. Estos modelos servirán para el posterior desarrollo de las estrategias de control de este dispositivo.

3.2.1. Planteamiento en coordenadas abc

En la Fig. 3.3 se representa el circuito equivalente monofásico de la topología AC-link ShSPFC. Este circuito se obtiene a partir del análisis de la fase a de la Fig. 3.1 y se caracteriza por estar formado por fuentes dependientes de tensión e intensidad. El valor cada una de las fuentes dependientes se obtiene de (2.7) y (2.8). Además, en este circuito se representan los parámetros del transformador multidevanados, R_{sh} y L_{sh} (resistencia e inductancia de cortocircuito), y los filtros capacitivos C , que permiten disminuir el efecto de la frecuencia de conmutación en las corrientes de entrada al VeSC. El filtro

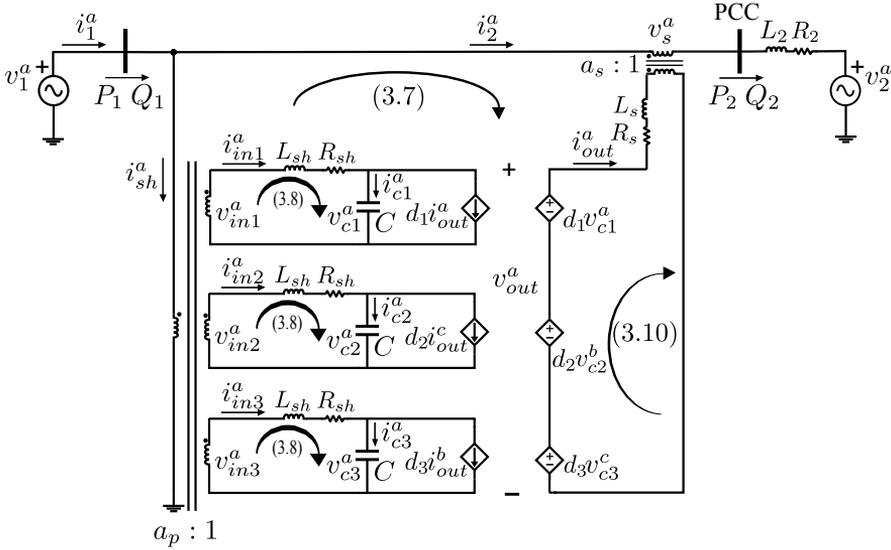


Figura 3.3: Circuito equivalente monofásico de la fase a de la topología AC-link ShSPFC

a la salida del convertidor se corresponde con un filtro LCL , al considerarse la inductancia de acoplamiento del transformador serie. Sin embargo, el condensador C_s se desprecia en este circuito equivalente porque el modelo se va a desarrollar para la componente fundamental del sistema, tal y como se explicó en la sección 2.3. De esta forma, la inductancia y la resistencia, L_s y R_s , se encargan de agrupar el filtro inductivo a la salida del VeSC más la resistencia e inductancia de cortocircuito del transformador conectado en serie.

Antes de acometer el modelo en coordenadas abc es importante definir las variables del sistema. La tensión y la corriente de los condensadores, \mathbf{v}_{c-j} e \mathbf{i}_{c-j} , y las corrientes de entrada al convertidor, \mathbf{i}_{in-j} , se definen de la siguiente manera para obtener la tensión y la corriente deseada a la salida del convertidor:

$$\mathbf{v}_{c1} = \begin{bmatrix} v_{c1}^a \\ v_{c1}^b \\ v_{c1}^c \end{bmatrix} \quad \mathbf{v}_{c2} = \begin{bmatrix} v_{c2}^b \\ v_{c2}^c \\ v_{c2}^a \end{bmatrix} \quad \mathbf{v}_{c3} = \begin{bmatrix} v_{c3}^c \\ v_{c3}^a \\ v_{c3}^b \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

$$\mathbf{i}_{c1} = \begin{bmatrix} i_{c1}^a \\ i_{c1}^b \\ i_{c1}^c \end{bmatrix} \quad \mathbf{i}_{c2} = \begin{bmatrix} i_{c2}^b \\ i_{c2}^c \\ i_{c2}^a \end{bmatrix} \quad \mathbf{i}_{c3} = \begin{bmatrix} i_{c3}^c \\ i_{c3}^a \\ i_{c3}^b \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

$$\mathbf{i}_{in1} = \begin{bmatrix} i_{in1}^a \\ i_{in1}^b \\ i_{in1}^c \end{bmatrix} \quad \mathbf{i}_{in2} = \begin{bmatrix} i_{in2}^b \\ i_{in2}^c \\ i_{in2}^a \end{bmatrix} \quad \mathbf{i}_{in3} = \begin{bmatrix} i_{in3}^c \\ i_{in3}^a \\ i_{in3}^b \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Las siguientes ecuaciones representan el análisis en coordenadas abc de la Fig. 3.3:

$$\mathbf{v}_1 = \mathbf{v}_s - \frac{\mathbf{i}_{out}}{a_s} R_2 - \frac{L_2}{a_s} \frac{d\mathbf{i}_{out}}{dt} + \mathbf{v}_2 \quad (3.7)$$

$$\mathbf{v}_{in-j} = R_{sh} \mathbf{i}_{in-j} + L_{sh} \frac{d\mathbf{i}_{in-j}}{dt} + \mathbf{v}_{c-j} \quad j = 1, 2, 3 \quad (3.8)$$

$$\mathbf{i}_{c-j} = C \frac{d\mathbf{v}_{c-j}}{dt} \quad j = 1, 2, 3 \quad (3.9)$$

$$\mathbf{v}_{out} = \mathbf{i}_{out} R_s + L_s \frac{d\mathbf{i}_{out}}{dt} + \frac{\mathbf{v}_s}{a_s} \quad (3.10)$$

donde $\mathbf{v}_{out} = [v_{out}^a, v_{out}^b, v_{out}^c]^T$ es la tensión de salida del VeSC, $\mathbf{i}_{out} = [i_{out}^a, i_{out}^b, i_{out}^c]^T$ es la corriente de salida del convertidor y $\mathbf{v}_s = [v_s^a, v_s^b, v_s^c]^T$ es la tensión serie inyectada al sistema.

La ecuación (3.7) se corresponde con el análisis de la malla que conecta los sistemas 1 y 2 a través de la topología AC-link ShSPFC. Resaltar que, la corriente \mathbf{i}_2 se ha sustituido en esta ecuación por la corriente de salida del convertidor \mathbf{i}_{out} mediante la relación de transformación a_s . La malla entre cada uno de los secundarios del transformador paralelo y los condensadores se formula mediante (3.8), mientras que la corriente por el condensador se define en (3.9). Finalmente, (3.10) representa la malla entre la tensión de salida del VeSC y la tensión en serie inyectada al sistema. En este caso, las variables de estado del modelo propuesto son: \mathbf{i}_{in-j} , \mathbf{v}_{c-j} e \mathbf{i}_{out} . El sistema anterior se puede reducir y completar definitivamente introduciendo el balance de las corrientes en el condensador del filtro de entrada, $\mathbf{i}_{c-j} = \mathbf{i}_{in-j} - d_j \mathbf{i}_{out}$, sustituyendo (3.10) en (3.7) y utilizando (2.7) y (2.8) para las corrientes de entrada y las tensiones de salida del VeSC:

$$\frac{\mathbf{v}_1}{a_s} = \frac{\mathbf{v}_2}{a_s} + \sum_j d_j \mathbf{v}_{c-j} - \left(R_s + \frac{R_2}{a_s^2} \right) \mathbf{i}_{out} - \left(L_s + \frac{L_2}{a_s^2} \right) \frac{d\mathbf{i}_{out}}{dt} \quad (3.11)$$

$$\mathbf{v}_{in-j} = R_{sh} \mathbf{i}_{in-j} + L_{sh} \frac{d\mathbf{i}_{in-j}}{dt} + \mathbf{v}_{c-j} \quad j = 1, 2, 3 \quad (3.12)$$

$$\mathbf{i}_{in-j} - d_j \mathbf{i}_{out} = C \frac{d\mathbf{v}_{c-j}}{dt} \quad j = 1, 2, 3 \quad (3.13)$$

El modelo obtenido resulta con una dinámica no lineal, al encontrarse las variables de estado multiplicando las entradas al sistema, es decir, los *duty ratios*.

3.2.2. Planteamiento en coordenadas dq

El modelo desarrollado en coordenadas abc presenta variables de estado que varían sinusoidalmente con el tiempo. Ésto plantea un problema en el desarrollo de algoritmos de control clásicos, en los que las señales de referencia tienen un valor constante en régimen permanente. Por este motivo se

propone la transformación del modelo anterior a las coordenadas síncronas dq . La aplicación de la transformada de Park, \mathbf{T}_P , a (3.11)-(3.13) permite obtener el modelo de la topología AC-link ShSPFC en estas coordenadas:

$$\frac{\mathbf{v}_1^{dq}}{a_s} = \frac{\mathbf{v}_2^{dq}}{a_s} + \sum_j d_j \mathbf{v}_{c-j}^{dq} - \left(L_2 + \frac{L_s}{a_s^2} \right) \frac{d\mathbf{i}_{out}^{dq}}{dt} - \mathbf{M}_s \mathbf{i}_{out}^{dq} \quad (3.14)$$

$$\mathbf{v}_{in-j}^{dq} = \mathbf{M}_{sh} \mathbf{i}_{in-j}^{dq} + L_{sh} \frac{d\mathbf{i}_{in-j}^{dq}}{dt} + \mathbf{v}_{c-j}^{dq} \quad j = 1, 2, 3 \quad (3.15)$$

$$\mathbf{i}_{in-j}^{dq} - d_j \mathbf{i}_{out}^{dq} = C \frac{d\mathbf{v}_{c-j}^{dq}}{dt} + \mathbf{M}_c \mathbf{v}_{c-j}^{dq} \quad j = 1, 2, 3 \quad (3.16)$$

donde las variables de estado son \mathbf{i}_{in-j}^{dq} , \mathbf{v}_{c-j}^{dq} e \mathbf{i}_{out}^{dq} . Destacar que se han definido las siguientes matrices para obtener una formulación compacta de las ecuaciones dinámicas del sistema:

$$\mathbf{M}_c = \begin{bmatrix} 0 & \omega C \\ -\omega C & 0 \end{bmatrix} \quad \mathbf{M}_{sh} = \begin{bmatrix} R_{sh} & \omega L_{sh} \\ -\omega L_{sh} & R_{sh} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

$$\mathbf{M}_s = \begin{bmatrix} R_s/a_s^2 + R_2 & \omega(L_s/a_s^2 + L_2) \\ -\omega(R_s/a_s^2 + L_2) & R_s/a_s^2 + R_2 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Los términos fuera de la diagonal de las matrices, \mathbf{M}_c , \mathbf{M}_{sh} y \mathbf{M}_s , ponen de manifiesto el acoplamiento existente entre las coordenadas d y q de este modelo.

El objetivo de la topología AC-link ShSPFC es controlar el flujo potencia activa y reactiva entre el sistema 1 y el sistema 2. Por tanto, el modelo quedará completamente definido al expresar estas potencias en coordenadas dq :

$$P_2 = \frac{3}{2a_s} \left(-i_{out}^d v_{pcc}^d - i_{out}^q v_{pcc}^q \right) \quad (3.19)$$

$$Q_2 = \frac{3}{2a_s} \left(-i_{out}^q v_{pcc}^d + i_{out}^d v_{pcc}^q \right) \quad (3.20)$$

donde $\mathbf{v}_{pcc}^{dq} = \mathbf{v}_1^{dq} - \mathbf{v}_s^{dq}$ es la tensión del PCC.

3.3. Control del AC-link ShSPFC

En esta sección se van a desarrollar dos algoritmos de control para la topología AC-link ShSPFC utilizando el modelo desarrollado en coordenadas dq . Estos algoritmos son el controlador clásico PI y la estrategia FL. El diseño del controlador PI se obtiene mediante el desacople y la linealización del modelo en coordenadas dq , donde las variables de control son el flujo de potencia activa y reactiva entre los sistemas interconectados. El objetivo de la segunda estrategia FL es similar. Sin embargo, la potencia activa y reactiva son controladas indirectamente por medio de la corriente entre los sistemas interconectados.

3.3.1. Controlador PI

La aplicación de un controlador clásico PI al modelo descrito por (3.14)-(3.16) necesita un desacople previo y una linealización del sistema.

Por un lado, el sistema está completamente acoplado, ya que un cambio en los *duty ratios* $[d_1, d_2, d_3]$ (variables de entrada) afecta tanto a la potencia activa como a la potencia reactiva (variables de salida). Por esta razón, se va a plantear una nueva definición de los *duty ratios* que pretende obtener un control desacoplado entre las salidas y las entradas del sistema. Cuando existen pequeñas diferencias de ángulo entre las tensiones de los sistemas acoplados, las potencias activa y reactiva dependen directamente de las tensiones serie V_{sP} y V_{sQ} respectivamente, tal y como se muestra en la Fig. 3.2 y en (3.2) y (3.3). Estas tensiones se pueden formular como una función de las proyecciones de las tensiones de entrada al VeSC sobre dos ejes ortogonales, denominados V_{sP} y V_{sQ} , de la siguiente manera:

$$\mathbf{V}_s \approx a_s \mathbf{V}_{out} = V_{sQ} + jV_{sP} = (d_Q + jd_P) \frac{a_s}{a_p} V_1 \quad (3.21)$$

donde se considera que la tensión serie \mathbf{V}_s es similar a la tensión \mathbf{V}_{out} (se desprecia la caída de tensión en R_s y L_s) y se definen dos nuevos *duty ratios*, d_P y d_Q , cuyos límites de variación vienen impuestos por:

$$d_Q \in [-0,5, 1] \quad d_P \in \left[\frac{d_Q - 1}{\sqrt{3}}, \frac{1 - d_Q}{\sqrt{3}} \right] \quad (3.22)$$

Resaltar que el grado de desacoplamiento entre las tensiones y las potencias depende de la diferencia de fase entre los sistemas enlazados, tal y como se refleja en (3.2) y (3.3). Además, esta nueva definición de los *duty ratios* mejora la propuesta en [33], ya que el rango de operación de la topología aumenta como posteriormente se pondrá de manifiesto en la Fig. 3.4. La relación entre los *duty ratios* originales y los nuevos se define a través de la siguiente matriz de transformación \mathbf{T} :

$$\begin{bmatrix} d_Q \\ d_P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -0,5 & -0,5 \\ 0 & -\sqrt{3}/2 & \sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d_1 \\ d_2 \\ d_3 \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Por otro lado, la linealización es necesaria porque el sistema representado por (3.14)-(3.16) es no lineal [139]. En este sentido, cualquier sistema dinámico se puede representar de forma genérica mediante la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x, u) \\ y &= h(x) \end{aligned} \quad (3.24)$$

donde las variables de estado se representan mediante x , las entradas por u y las salidas por y . Si se particularizan estas variables de forma genérica para el modelo de la topología AC-link ShSPFC se obtiene que:

- Las variables de estado son las corrientes de salida del VeSC, las corrientes de entrada al VeSC y la tensión de los condensadores: $\mathbf{x} = [\mathbf{i}_{in-j}^{dq}, \mathbf{i}_{out}^{dq}, \mathbf{v}_{c-j}^{dq}]^T$.
- Las variables de entrada son los nuevos *duty ratios*: $\mathbf{u} = [d_P, d_Q]^T$.
- Las variables de salida se corresponden con los flujos de potencia activa y reactiva: $\mathbf{y} = [P_2, Q_2]^T$.
- Las funciones f_i y h_i se obtienen despejando las derivadas de los estados en (3.14)-(3.16) y las expresiones de potencia (3.19) y (3.20) respectivamente.

Este sistema se puede linealizar alrededor de un punto de equilibrio, denominado \mathbf{x}_e , conduciendo al siguiente sistema lineal:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u} \\ \Delta \mathbf{y} &= \mathbf{C}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta \mathbf{u}\end{aligned}\quad (3.25)$$

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \begin{bmatrix} \mathbf{B}_{d_P} & \mathbf{B}_{d_Q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta d_P \\ \Delta d_Q \end{bmatrix}\quad (3.26)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{C}_{P_2} \\ \mathbf{C}_{Q_2} \end{bmatrix} \Delta \mathbf{x} + \begin{bmatrix} \mathbf{D}_{d_P} & \mathbf{D}_{d_Q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta d_P \\ \Delta d_Q \end{bmatrix}$$

donde $\Delta \mathbf{x} = \mathbf{x} - \mathbf{x}_e$, $\Delta \mathbf{u} = \mathbf{u} - \mathbf{u}_e$ e $\Delta \mathbf{y} = \mathbf{y} - \mathbf{y}_e$ representan la desviación con respecto al punto de equilibrio y las matrices \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} y \mathbf{D} se componen de los siguientes términos:

$$A_{ij} = \frac{\partial f_i}{\partial x_j} \quad B_{ij} = \frac{\partial f_i}{\partial u_j} \quad C_{ij} = \frac{\partial h_i}{\partial x_j} \quad D_{ij} = \frac{\partial h_i}{\partial u_j}\quad (3.27)$$

Estas matrices se encuentran detalladas en el Apéndice A de este trabajo. Si se aplica la transformada de Laplace a (3.25), se obtienen dos sistemas entrada-salida SISO (del inglés *Simple Input Simple Output*), cuyas salidas \mathbf{y} se pueden relacionar con sus entradas \mathbf{u} de la siguiente forma:

$$G_{P-dP} = \frac{\Delta P_2}{\Delta d_P} = \mathbf{C}_{P_2} (s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1} \mathbf{B}_{d_P} + \mathbf{D}_{d_P}\quad (3.28)$$

$$G_{Q-dQ} = \frac{\Delta Q_2}{\Delta d_Q} = \mathbf{C}_{Q_2} (s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1} \mathbf{B}_{d_Q} + \mathbf{D}_{d_Q}\quad (3.29)$$

Las ecuaciones (3.28) y (3.29) representan dos funciones de transferencia independientes. Una vez se ha linealizado el sistema y se tienen las funciones de transferencia, se pueden aplicar estrategias de control lineales a ambos sistemas. En este caso, el controlador elegido es un PI cuyas ganancias se calculan aplicando teoría clásica de control [140].

Destacar que las mediciones requeridas para desarrollar este controlador son dos: tensiones y corrientes trifásicas en el PCC que permiten calcular la potencia activa y reactiva del sistema.

3.3.2. Controlador FL

Esta estrategia se basa en la linealización de un sistema no lineal mediante la aplicación de una transformación algebraica [139]. Una vez se ha linealizado el sistema se puede aplicar cualquier estrategia de control lineal. Teniendo en cuenta lo anterior, (3.14) se puede descomponer en cada una de sus coordenadas de la siguiente forma:

$$v_{out}^d = \frac{v_1^d}{a_s} - \frac{v_{pcc}^d}{a_s} + i_{out}^d R_s + \frac{di_{out}^d}{dt} L_s + i_{out}^q L_s \omega \quad (3.30)$$

$$v_{out}^q = \frac{v_1^q}{a_s} - \frac{v_{pcc}^q}{a_s} + i_{out}^q R_s + \frac{di_{out}^q}{dt} L_s - i_{out}^d L_s \omega \quad (3.31)$$

donde las variables de estado y las entradas al sistema son \mathbf{i}_{out}^{dq} y \mathbf{v}_{out}^{dq} respectivamente. La expresión anterior no considera la impedancia de la línea de interconexión de los sistemas enlazados, ya que no sería necesaria para controlar la potencia al medir la tensión del PCC y utilizarla en el controlador. La transformación que se propone se basa en la cancelación de los términos cruzados de (3.30) y (3.31). Para ello, se definen las variables auxiliares u_d y u_q como:

$$u_d = v_{out}^d - \frac{v_1^d}{a_s} + \frac{v_{pcc}^d}{a_s} - i_{out}^q L_s \omega \quad (3.32)$$

$$u_q = v_{out}^q - \frac{v_1^q}{a_s} + \frac{v_{pcc}^q}{a_s} + i_{out}^d L_s \omega \quad (3.33)$$

de tal manera que al sustituirlas en (3.30) y (3.31) se obtengan dos sistemas SISO desacoplados:

$$u_d = i_{out}^d R_s + \frac{di_{out}^d}{dt} L_s \quad (3.34)$$

$$u_q = i_{out}^q R_s + \frac{di_{out}^q}{dt} L_s \quad (3.35)$$

A estas variables auxiliares se les puede aplicar una ley de control lineal, en este caso un controlador PI, de forma que las corrientes \mathbf{i}_{out}^{dq} sigan una determinada referencia \mathbf{i}_{out}^{dq*} :

$$u_d = K_{pd} e_d + K_{id} \int e_d dt \quad e_d = i_{out}^{d*} - i_{out}^d \quad (3.36)$$

$$u_q = K_{pq} e_q + K_{iq} \int e_q dt \quad e_q = i_{out}^{q*} - i_{out}^q \quad (3.37)$$

donde K_{pd} y K_{pq} son las ganancias proporcionales y K_{id} y K_{iq} son las ganancias integrales del controlador. Destacar que (3.34) y (3.35) representan un sistema con una dinámica de primer orden, por tanto las ganancias del controlador se pueden establecer como:

$$K_{pd} = K_{pq} = \frac{L_s}{\tau} \quad (3.38)$$

$$K_{id} = K_{iq} = \frac{R_s}{\tau} \quad (3.39)$$

donde τ es la constante de tiempo del controlador. La principal ventaja de este controlador es que el cálculo de estas ganancias es totalmente independiente del punto de trabajo. Las ganancias del controlador PI, definido en la subsección anterior, se obtienen a partir de la linealización del sistema en torno a un punto de equilibrio, x_e , lo que significa que estas ganancias son óptimas alrededor de ese punto de funcionamiento. Para puntos de funcionamiento alejados del punto de equilibrio se tendrían que recalcular nuevas ganancias que consigan una adecuada respuesta dinámica del controlador. Además, los controladores PI convencionales utilizados para las potencias activas y reactivas son sensibles a la variación de parámetros y por consiguiente no serían robustos. Por el contrario, la estrategia FL es bastante robusta a la variación de parámetros y perturbaciones, mejorando así la respuesta dinámica del sistema.

Una vez se han obtenido las entradas auxiliares u_d y u_q se pueden calcular las entradas reales al sistema, \mathbf{v}_{out}^{dq} , utilizando (3.32) y (3.33). Finalmente, estas tensiones son transformadas de vuelta a coordenadas abc y los *duty ratios* [d_1 , d_2 , d_3] se pueden calcular considerando las tensiones de entrada de los condensadores de filtrado, \mathbf{v}_{c-j} , y la condición (2.11):

$$v_{out}^a = d_1 v_{c1}^a + d_2 v_{c2}^b + d_3 v_{c3}^c \quad (3.40)$$

$$v_{out}^b = d_1 v_{c1}^b + d_2 v_{c2}^c + d_3 v_{c3}^a \quad (3.41)$$

$$d_1 + d_2 + d_3 = 1 \quad (3.42)$$

3.4. Simulación del AC-link ShSPFC

Esta sección tiene como objetivo validar y comparar los dos algoritmos de control desarrollados para la topología AC-link ShSPFC. Para ello se van a definir los parámetros de los sistemas que van a ser enlazados, así como los parámetros del VeSC incluyendo transformadores y componentes pasivos para el filtrado.

3.4.1. Sistema de referencia

El sistema de referencia utilizado para validar los algoritmos de control se compone de dos sistemas de potencia de alta tensión. Estos sistemas se conectan mediante la topología AC-link ShSPFC tal y como se muestra en la Fig. 3.1. Por simplicidad, las impedancias Thevenin de cada sistema de potencia y la impedancia de la línea de transporte se han unificado en una única impedancia. Los parámetros más relevantes de este conjunto se recogen en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Parámetros del sistema de referencia y de la topología AC-link ShSPFC utilizados para realizar las simulaciones.

Parámetros del Sistema		Parámetros del VeSC	
Símbolo	Valor	Símbolo	Valor
V_1, V_2	132 kV	a_p	132/11 kV
S_{base}	500 MVA	a_s	11/11 kV
f_{base}	50 Hz	S_p, S_s	40 MVA
θ_1	0°	R_{sh}, R_s	0.01 p.u.
θ_2	-1°	L_{sh}, L_s	0.1 p.u.
R_2	0.0824 p.u.	C	3 p.u.
X_2	0.4706 p.u.	f_s	5 kHz

3.4.2. Criterios de diseño

Los valores de los parámetros del convertidor, definidos en la Tabla 3.1, se han seleccionado de acuerdo a los siguientes criterios:

- La relación de transformación de los transformadores paralelo y serie, a_p y a_s , se selecciona para cumplir dos especificaciones. La primera especificación se basa en obtener una tensión compatible con la tensión de los dispositivos de electrónica de potencia. La segunda se basa en ajustar la relación del transformador serie en función de las necesidades de transmisión de potencia entre los sistemas. A partir del análisis en régimen permanente de (3.2), (3.3), (3.21) y (3.22), y de los parámetros de la Tabla 3.1, se obtiene la región de operación de la topología AC-link ShSPFC, que se muestra en la Fig. 3.4. Esta figura representa la zona factible de funcionamiento en relación a los flujos de potencia activa y reactiva que pueden ser intercambiados entre ambos sistemas. Además, en esta figura se muestran unas curvas de nivel que definen los flujos de potencia que podrían circular entre ambos sistemas en función de la potencia nominal de la topología AC-link ShSPFC (considerando el sistema en p.u. y seleccionando una potencia base de 16 MVA). Es importante remarcar que la potencia requerida por la topología AC-link ShSPFC es mucho más baja que la potencia intercambiada entre los sistemas de potencia, siendo ésta una de las principales ventajas de esta configuración.
- Diseño de filtros. Los filtros se diseñan para reducir la componente de alta frecuencia debida a la conmutación de los IGBTs. Por esta razón, es necesario incluir filtros capacitivos e inductivos en los terminales de entrada y salida de la topología AC-link ShSPFC [97]. En los terminales de entrada se conectan filtros capacitivos en paralelo con el objetivo de reducir el contenido armónico de la corriente de entrada. Estos filtros introducen una frecuencia de resonancia al sistema que debe ser

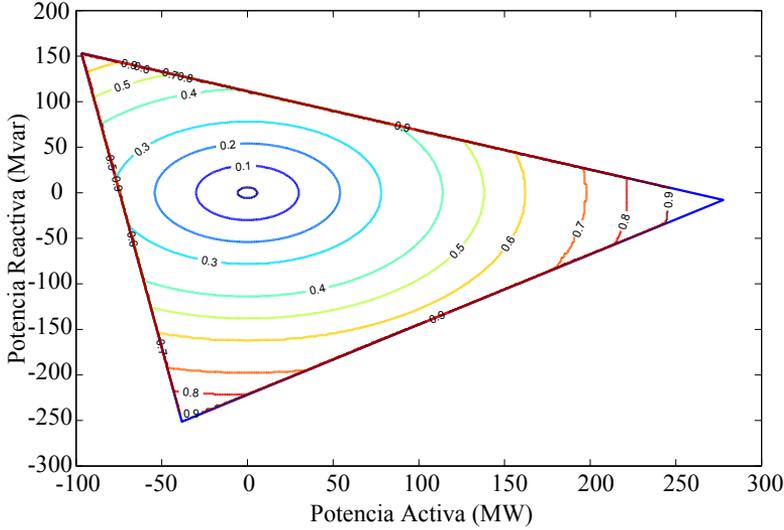


Figura 3.4: Área de operación de la topología AC-link ShSPFC, incluyendo las curvas de nivel de la potencia aparente del VeSC a partir de los parámetros de la Tabla 3.1 (Potencia base 16 MVA).

seleccionada y amortiguada de tal manera que se eviten dificultades en el desarrollo de las estrategias de control debidas a dicha resonancia. El criterio de diseño se basa en localizar la frecuencia de resonancia lo suficientemente alejada de la frecuencia de conmutación. En este caso se selecciona la frecuencia de resonancia del filtro a la mitad del valor de la frecuencia de conmutación [141]. Una vez que se conocen la frecuencia de conmutación del VeSC y la impedancia de cortocircuito del transformador multidevanados, el condensador de entrada se puede determinar con facilidad. De manera análoga se procede con el filtro LCL a la salida del convertidor. El valor del condensador C_s se define de acuerdo al criterio de diseño seleccionado mediante la siguiente ecuación:

$$C_s = \frac{L_{1s} + L_{2s}}{(f_s \pi)^2 L_{1s} L_{2s}} \quad (3.43)$$

donde L_{1s} y L_{2s} se consideran de igual valor, 0.05 p.u., y se corresponden con el filtro a la salida del VeSC y la inductancia del transformador serie respectivamente. El parámetro L_s mostrado en la Tabla 3.1 agrupa la suma de estos dos valores. Resaltar que este condensador no se ha incluido en el modelo, ya que es tan pequeño que su dinámica se puede considerar despreciable a la frecuencia fundamental. Este comportamiento se puede ver en el diagrama de Bode de la Fig. 2.18, donde se

representa la función de transferencia del filtro L y LCL . La aparición de una frecuencia de resonancia en el sistema debe ser amortiguada para evitar posibles daños en el mismo. Para ello se utiliza la estrategia conocida como *passive damping*, que consiste en añadir una resistencia en serie con el condensador C_s . El criterio de diseño de esta resistencia se basa en escoger un factor de amortiguamiento de valor 0.1. Conocida la capacidad C_s y la frecuencia de resonancia del sistema, esta resistencia se define como:

$$R_s = \frac{2\xi}{C_s f_s \pi} \quad (3.44)$$

donde ξ es el factor de amortiguamiento.

Para el resto de topologías estudiadas en esta tesis doctoral, el criterio de diseño de los filtros LCL será el mismo que el utilizado con esta topología.

3.4.3. Resultados de simulación

En esta subsección se van a presentar los resultados de simular la topología AC-link ShSPFC cuando se le aplican los algoritmos de control propuestos en la sección 3.3. Las simulaciones tienen como objetivo validar dichos controladores mediante un cambio en forma de escalón de las referencias de potencia activa y reactiva. Durante la simulación el cambio en las referencias se realizará de la siguiente manera:

- Inicialmente, las referencias de potencia activa y reactiva son: 130 MW y -100 Mvar, respectivamente.
- En el instante $t=0.05$ s la potencia activa se reduce desde 130 a 100 MW.
- Finalmente, la potencia reactiva se cambia desde -100 a -70 Mvar en el instante $t=0.2$ s.

La Fig. 3.5 muestra la potencia activa y reactiva, reales y de referencia, para los dos controladores propuestos. El seguimiento de las referencias del controlador PI se realiza de forma adecuada, aunque existe acoplamiento entre ambas potencias, es decir, un cambio de una referencia de potencia afecta a la otra. Este comportamiento es consecuencia directa de la estrategia de desacoplamiento asumida en (3.28) y (3.29). Aunque las potencias activa y reactiva están en mayor grado relacionadas con los *duty ratios* d_P y d_Q respectivamente, los términos no considerados en el acoplamiento cruzado son responsables de esta respuesta dinámica [33]. Sin embargo, es importante puntualizar que este acoplamiento es transitorio, ya que el controlador asegura error nulo en estado estacionario como se puede observar en esta figura. La respuesta transitoria del controlador FL muestra un seguimiento

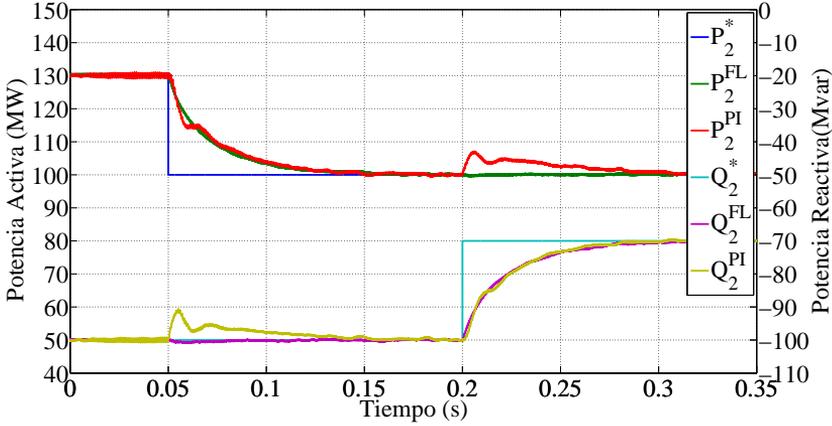


Figura 3.5: Seguimiento de las referencias de potencia activa y reactiva para los controladores PI y FL.

de las referencias similar al del controlador PI. Sin embargo, el grado de desacoplamiento alcanzado entre las potencias activa y reactiva mejora considerablemente. Con el objetivo de obtener una comparación cuantitativa del nivel de acoplamiento entre los controladores propuestos, se definen los siguientes factores de acoplamiento:

$$F_c^{\Delta Q-P^*} = \frac{A_{FL}^Q}{A_{PI}^Q} \quad F_c^{\Delta P-Q^*} = \frac{A_{FL}^P}{A_{PI}^P} \quad (3.45)$$

donde A_k^Q ($k = FL, PI$) representa el área entre la potencia reactiva real y de referencia cuando se produce un cambio en la potencia activa de referencia para el controlador k . De manera similar se define A_k^P como el área entre la potencia activa real y de referencia al producirse un cambio en la potencia reactiva de referencia del controlador k . En este sentido, las áreas serían nulas en el caso de que existiera un desacoplamiento perfecto entre ambas potencias. El cálculo de estos factores para los cambios de referencias de la Fig. 3.5 son 0.05 y 0.035 para $F_c^{\Delta Q-P^*}$ y $F_c^{\Delta P-Q^*}$ respectivamente, indicando un mayor grado de desacoplamiento entre las potencias del controlador FL respecto al controlador PI.

La Fig. 3.6 representa las potencias activa y reactiva a la salida del VeSC para ambos controladores. Estas potencias se corresponden con los flujos de potencia del dispositivo serie y, si se obvian las pérdidas del convertidor, sería la potencia demandada por el transformador multidevanados. Los cambios de referencia en el flujo de potencia hacia el sistema 2 provocan a su vez cambios en la potencia entregada por el VeSC. El control de la potencia hacia el sistema 2 depende de la tensión y la corriente serie inyectada por el convertidor. Como consecuencia, una variación en las condiciones de fun-

cionamiento del sistema implica que el VeSC varíe la tensión e intensidad inyectada al mismo. Destacar que la potencia entregada por el VeSC es muy inferior al flujo de potencia intercambiado entre los sistemas interconectados. Mientras la potencia circulante entre los sistemas 1 y 2 es de alrededor de 100 MVA, la potencia entregada por el convertidor es de apenas 1 MVA. Ésta es la característica más importante de esta configuración, su capacidad de controlar grandes flujos de potencia con un dispositivo de baja potencia.

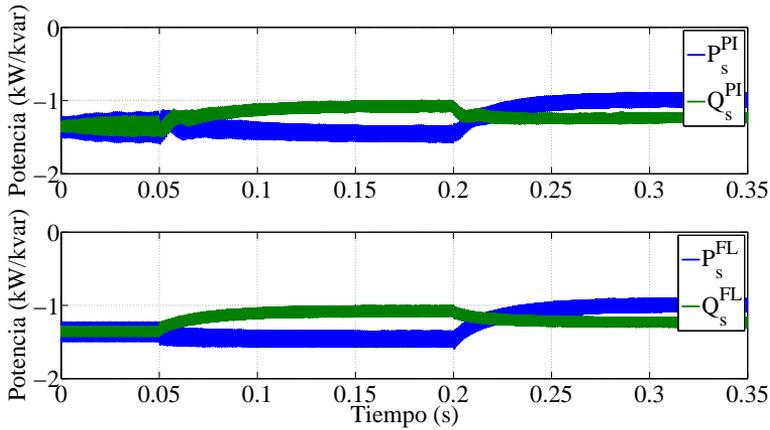


Figura 3.6: Potencia activa y reactiva entregadas por el VeSC para los controladores PI and FL.

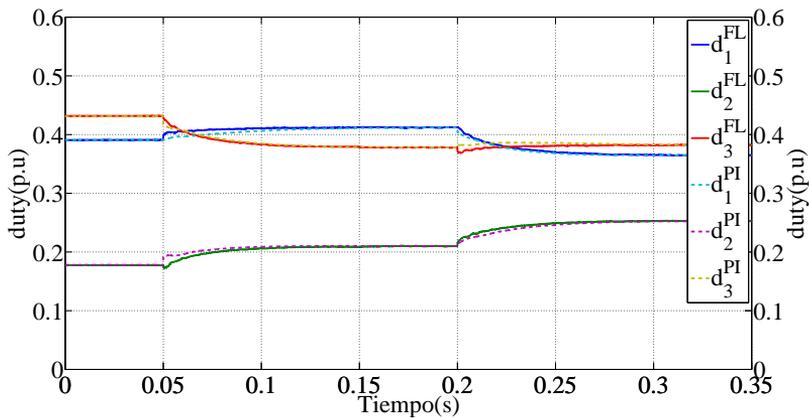


Figura 3.7: Duty ratios para los controladores PI y FL.

La Fig. 3.7 muestra la evolución de los *duty ratios* para los controladores propuestos. Como se puede observar en esta figura, estos valores se mantienen dentro del rango de [0-1] y su suma es igual a la unidad, cumpliéndose (2.11). Resaltar que los valores de los *duty ratios* son iguales para ambos controladores en régimen permanente. Sin embargo, durante los transitorios la respuesta de los *duty ratios* es diferente, provocando así la diferencia en la respuesta dinámica de las potencias mostradas en la Fig. 3.5.

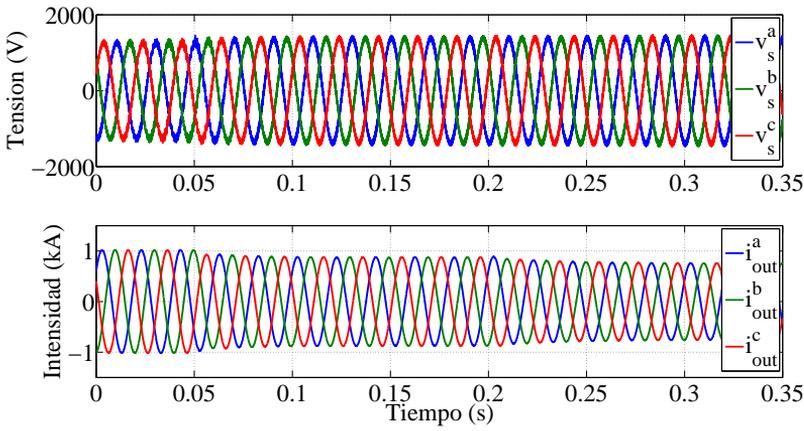


Figura 3.8: Tensión e intensidad inyectada en serie al sistema para el controlador PI.

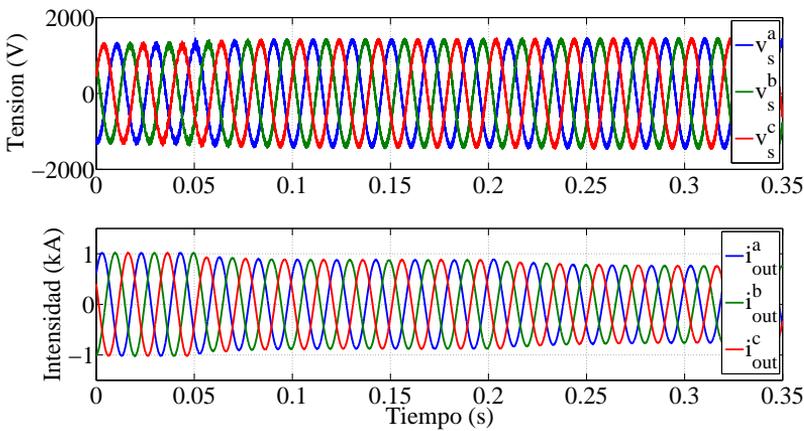


Figura 3.9: Tensión e intensidad inyectada en serie al sistema para el controlador FL.

La Fig. 3.8 representa la tensión y la corriente en serie inyectada cuando se utiliza el controlador PI. La forma de onda de la tensión serie es la típica para este tipo de convertidores AC-AC, donde la tensión de salida está compuesta de una combinación de fuentes de tensión de entrada sinusoidales conmutadas. A pesar de la distorsión armónica de esta magnitud, el impacto sobre las potencias es baja, ya que la tensión serie es una fracción de la tensión nominal de la red. Como consecuencia, la corriente entre los sistemas de potencia es casi sinusoidal, tal y como se puede ver en esta figura, alcanzándose un THD inferior al 0.5%. Las tensiones y corrientes serie de la estrategia FL se muestran en la Fig. 3.9. El resultado obtenido arroja un comportamiento similar al controlador PI.

3.5. Modelo en régimen permanente

Esta sección se va a dedicar a obtener el modelo en régimen permanente de la topología AC-link ShSPFC. El objetivo será definir las potencias activa y reactiva hacia los sistemas 1 y 2, de forma tal que esta topología se pueda incorporar a un algoritmo OPF mediante un modelo compuesto por dos nudos PQ. En trabajos previos se ha modelado la topología serie-paralelo, conocida como Controlador Γ , en régimen permanente [98]-[101]. Estos modelos han representado al VeSC como un transformador ideal donde la relación de transformación considerada eran los *duty ratios* directamente. Sin embargo, la topología AC-link ShSPFC no se puede modelar como un transformador debido a las siguientes razones:

- Las tensiones y corrientes de entrada al VeSC en el Controlador Γ son proporcionadas por un transformador de cinco devanados, cuyo grupo de conexión es el siguiente: Dd0y5d6y11, tal y como se puede ver en la Fig. 2.14. Sin embargo, en la topología AC-link ShSPFC estas tensiones son proporcionadas por un transformador de cuatro devanados cuyo grupo de conexión es Yy0y0y0.
- Las tensiones de salida del VeSC se obtienen de forma diferente en cada una de las topologías. En el Controlador Γ , la tensión de salida se obtiene a partir de la combinación de las tensiones de entrada de la misma fase [101]. Por ejemplo, la tensión v_{out}^a se obtiene de la combinación de las tensiones $\{v_{in1}^a, v_{in2}^a, v_{in3}^a, v_{in4}^a\}$. Estas tensiones se encuentran desfasadas 90° debido al grupo de conexión del transformador multidevanados, por tanto, su combinación permite obtener la zona de operación de la Fig. 2.15. Respecto a la topología AC-link ShSPFC, la tensión de salida se obtiene a partir de la tensión de entrada de diferentes fases debido a que el grupo de conexión es el mismo para todos los devanados, tal y como se puede observar en la Fig. 3.1. El triángulo de la zona de operación representado en la Fig. 3.2 se obtiene combinando diferentes fases desfasadas 120° . Por ejemplo, la tensión

v_{out}^a en el AC-link ShSPFC se obtiene de la combinación de las tensiones $\{v_{in1}^a, v_{in2}^b, v_{in3}^c\}$. Esta diferencia en la obtención de la tensión de salida para ambas topologías tendrá importantes consecuencias en el desarrollo del modelo, tal y como se analizará a continuación.

Por estos motivos se plantea un nuevo modelo en régimen permanente para la topología AC-link ShSPFC basado en fuentes dependientes. En este nuevo modelo, las variables de salida consideradas serán las potencias P_1 , Q_1 , P_2 y Q_2 de la Fig. 3.1, mientras que las variables de control van a ser los *duty ratios* d_P y d_Q .

El circuito equivalente de la Fig. 3.3 y las ecuaciones correspondientes a la fase a del sistema en coordenadas abc servirán como referencia para desarrollar el modelo. De esta forma, la tensión de la fase a de salida del convertidor y la corriente circulante por la rama paralelo hacia el transformador multidevanados se obtienen como:

$$v_{out}^a = \frac{1}{a_p} (d_1 v_1^a + d_2 v_1^b + d_3 v_1^c) \quad (3.46)$$

$$i_{sh}^a = \frac{1}{a_p} (d_1 i_{out}^a + d_2 i_{out}^c + d_3 i_{out}^b) = -\frac{a_s}{a_p} (d_1 i_2^a + d_2 i_2^c + d_3 i_2^b) \quad (3.47)$$

Estas dos ecuaciones son la clave en el planteamiento de un nuevo modelo en régimen permanente de la topología AC-link ShSPFC. La estructura de las ecuaciones es muy similar, sin embargo las fases b y c se encuentran multiplicadas por *duty ratios* diferentes en ambas. En (3.46) estas fases están multiplicadas por d_2 y d_3 respectivamente, mientras que en (3.47) lo están por d_3 y d_2 . Este cambio en la multiplicación de las fases por los *duty ratios* hace que la topología AC-link ShSPFC no pueda ser modelada como un transformador y se plantee un modelo basado en fuentes dependientes. Estas fuentes dependientes se obtienen directamente a partir de estas ecuaciones y se representan en un nuevo circuito equivalente, representado en la Fig. 3.10, derivado del circuito equivalente de la Fig. 3.3.

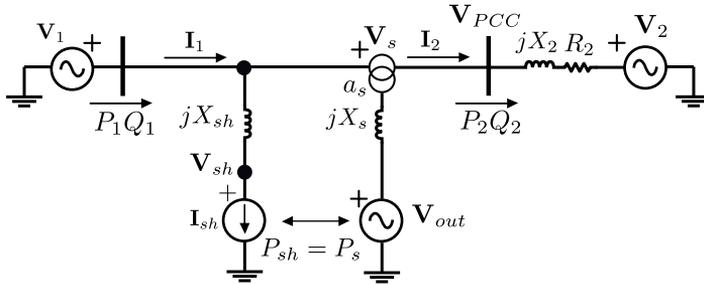


Figura 3.10: Circuito equivalente monofásico de la fase a utilizado para desarrollar el modelo en régimen permanente.

La ecuación (3.46) está completamente definida al depender de \mathbf{V}_1 y de la relación de transformación a_p . Esta ecuación se ha representado en forma fasorial mediante (3.21) y la Fig. 3.2, donde la tensión \mathbf{V}_1 se ha seleccionado como referencia de fases y se han definido dos ejes ortogonales denominados V_{sP} y V_{sQ} . Del mismo modo, se puede representar la corriente en (3.47) seleccionando I_2 como una nueva referencia fases:

$$\mathbf{I}'_{sh} = I_{sh} e^{j\alpha} = I_{2r} + jI_{2i} = -(d_r + jd_i) \frac{a_s}{a_p} I_2 \quad (3.48)$$

donde I_{2r} e I_{2i} hacen referencia a los dos nuevos ejes ortogonales de referencia. En la Fig. 3.11 se representa el esquema correspondiente a la corriente \mathbf{I}'_{sh} sobre estos nuevos ejes. Además se realiza una nueva definición de los *duty ratios* sobre estos ejes, d_r y d_i , cuya relación con los *duty ratios* originales se establece mediante la siguiente matriz de transformación \mathbf{T}_{ri} :

$$\begin{bmatrix} d_r \\ d_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -0,5 & -0,5 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d_1 \\ d_2 \\ d_3 \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

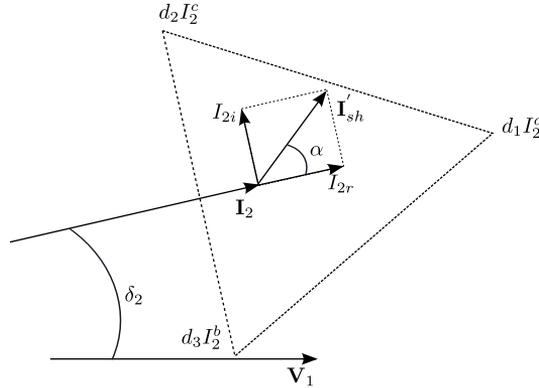


Figura 3.11: Región factible de la corriente hacia el transformador multidevanados de la fase a de la topología AC-link ShSPFC.

Nótese que esta matriz de transformación es muy similar a la desarrollada en (3.23) para los *duty ratios* d_P y d_Q . De hecho, se puede establecer la siguiente relación entre la definición de ambos *duty ratios*:

$$d_r = d_Q \quad d_i = -d_P \quad (3.50)$$

Por tanto, (3.48) se puede expresar a través de los *duty ratios*, d_P y d_Q , considerados como las variables de salida en el modelo en régimen permanente:

$$\mathbf{I}'_{sh} = I_{2r} + jI_{2i} = -(d_Q - jd_P) \frac{a_s}{a_p} I_2 \quad (3.51)$$

Con el objetivo de conseguir un modelo en unos únicos ejes ortogonales de referencia, (3.51) se debe proyectar sobre los ejes de referencia V_{sP} y V_{sQ} de la siguiente forma:

$$\mathbf{I}_{sh} = \mathbf{I}'_{sh} e^{-j\delta_2} \quad (3.52)$$

donde δ_2 representa el desfase entre la corriente \mathbf{I}_2 y la tensión \mathbf{V}_1 . La corriente \mathbf{I}_{sh} quedará completamente definida cuando se conozca I_2 y δ_2 . Para ello, se expresan en forma fasorial las mallas representadas por (3.7) y (3.10):

$$\mathbf{V}_1 = \mathbf{V}_s + \mathbf{I}_2 (R_2 + jX_2) + \mathbf{V}_2 \quad (3.53)$$

$$a_s \mathbf{V}_{out} = \mathbf{V}_s - \mathbf{I}_2 a_s^2 (R_s + jX_s) \quad (3.54)$$

donde estas ecuaciones han sido representadas en el nivel de tensión del primario del transformador serie. La corriente \mathbf{I}_2 se puede obtener a partir de las ecuaciones anteriores y haciendo uso de (3.46):

$$\mathbf{I}_2 = \frac{\mathbf{V}_1 - a_s^2/a_p (d_Q + jd_P) \mathbf{V}_1 - \mathbf{V}_2}{(R_2 + a_s^2 R_s) + j(X_2 + a_s^2 X_s)} \quad (3.55)$$

De esta forma, la corriente \mathbf{I}_{sh} en (3.52) queda completamente definida haciendo uso de (3.55).

El siguiente paso en el desarrollo del modelo será calcular la potencia activa y reactiva inyectada en el sistema 1 y 2. Estas potencias se obtienen a partir de la definición de la potencia compleja en ambos sistemas:

$$S_2 = 3\mathbf{V}_{PCC}\mathbf{I}_2^* \quad S_1 = 3\mathbf{V}_1\mathbf{I}_1^* \quad (3.56)$$

donde $\mathbf{I}_1 = \mathbf{I}_2 + \mathbf{I}_{sh}$ y $\mathbf{V}_{PCC} = \mathbf{V}_2 + \mathbf{I}_2 (R_2 + jX_2)$.

La potencia activa y reactiva en cada uno de los nudos se calcula separando en parte real e imaginaria (3.56):

$$P_1 = \text{real}(S_1) \quad Q_1 = \text{imag}(S_1) \quad (3.57)$$

$$P_2 = \text{real}(S_2) \quad Q_2 = \text{imag}(S_2) \quad (3.58)$$

Las pérdidas de potencia reactiva de la rama serie, Q_s , y paralelo, Q_{sh} , se obtienen mediante las siguientes expresiones:

$$Q_s = 3a_s^2 X_s I_2^2 \quad (3.59)$$

$$Q_{sh} = 3a_p^2 X_{sh} I_{sh}^2 = 3a_s^2 X_{sh} I_2^2 [dQ^2 + dP^2] \quad (3.60)$$

Finalmente, el modelo quedará definido al plantear el balance de potencia activa y reactiva entre los nudos del sistema:

$$P_1 - P_2 = 0 \quad (3.61)$$

$$Q_1 - Q_2 - Q_s - Q_{sh} = 0 \quad (3.62)$$

Resaltar que las pérdidas de potencia activa de los transformadores han sido despreciadas en este modelo. Las ecuaciones (3.57)-(3.62) definen el modelo en régimen permanente de la topología AC-link ShSPFC. Estas ecuaciones se pueden utilizar para modelar dicho dispositivo en un algoritmo OPF, el cual proporcionará los valores de los *duty ratios* d_P y d_Q que hacen circular la potencia activa y reactiva deseada entre los sistemas enlazados.

Capítulo 4

Análisis comparativo de DFACTS

En este capítulo se van a analizar las diferentes alternativas propuestas en esta tesis doctoral para el mallado flexible de redes de distribución con dispositivos DFACTS. La conexión de estos dispositivos a la red se va a realizar a través de una inductancia de acoplamiento, la cual permite filtrar la corriente inyectada por los convertidores a la red. Bajo este supuesto, cada uno de los convertidores que forman los dispositivos DFACTS se pueden representar como una fuente de tensión controlable más una reactancia en serie, cuya amplitud y fase pueden ser establecidas independientemente. Estos parámetros definen la potencia activa y reactiva de los convertidores en su PCC, de tal manera que se pueden asociar dos grados de libertad a cada uno de ellos. Sin embargo, en función de la topología utilizada, podrán surgir una serie de restricciones que reduzcan dichos grados y las zonas factibles de operación de cada convertidor.

En las siguientes secciones se van a estudiar algunas de las topologías DFACTS, describiendo sus correspondientes límites operacionales y analizando sus zonas de operación.

4.1. Metodología de análisis

Las topologías consideradas para desarrollar el enlace flexible en redes de distribución son: BTB, UPFC y AC-link ShSPFC. Estas topologías se consideran las más prometedoras en este tipo de redes, ya que permiten una mayor flexibilidad de operación debido a sus grados de libertad.

La Fig. 4.1 se va a utilizar de referencia para establecer los límites operacionales de los sistemas enlazados. En ella se muestra el enlace de dos sistemas de potencia mediante estos dispositivos.

El análisis se va a basar en la determinación de la tensión y corriente

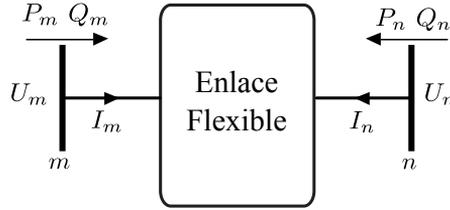


Figura 4.1: Enlace flexible entre dos sistemas mediante dispositivos DFACTS.

nominal de cada dispositivo DFACTS, de tal manera que se pueda intercambiar una potencia aparente S_{nom} entre los alimentadores para cualquier factor de potencia. En principio esta tensión podría no ser constante, por tanto puede variar dentro de los siguientes límites:

$$1 - \Delta U_{\text{máx}} \leq U_j \leq 1 + \Delta U_{\text{máx}} \quad j = m, n \quad (4.1)$$

donde $\Delta U_{\text{máx}}$ es la máxima desviación de tensión permitida. Además, hay que tener en cuenta la diferencia angular de las tensiones entre los nudos extremos. Esta diferencia se podría considerar nula para alimentadores que parten del mismo transformador, o muy pequeña para aquellos que parten de la misma subestación. Tomando U_m como referencia de fases, el ángulo de la tensión U_n estará limitado mediante:

$$-\Delta\theta_{\text{máx}} \leq \theta_n \leq \Delta\theta_{\text{máx}} \quad (4.2)$$

donde $\Delta\theta_{\text{máx}}$ es la máxima variación de fase considerada entre los dos nudos enlazados. Como criterio de diseño se considerará que los enlaces con dispositivos DFACTS deben ser capaces de gestionar su potencia aparente nominal S_{nom} para todo el rango de tensiones establecido por (4.1) y (4.2).

4.2. Dimensionado de los DFACTS

En esta sección se van a definir los límites operacionales de las diferentes topologías estudiadas. Además, se va a proponer un nuevo modo de operación para la topología UPFC en redes de distribución que permitirá reducir la potencia nominal del convertidor conectado en paralelo. En primer lugar se va a definir la zona de operación de un VSC conectado a red como paso previo a la generalización propuesta para las topologías que enlazan dos sistemas eléctricos.

4.2.1. VSC conectado a red

El VSC conectado a red se puede representar mediante el circuito equivalente de la Fig. 4.2, donde la fuente de tensión V_{VSC} es función de la tensión del enlace de continua y del *duty ratio*. Además, en esta figura se muestra el diagrama fasorial de las tensiones y corrientes que permiten obtener el flujo de potencia, $P + jQ$, mediante la siguiente expresión:

$$P = \frac{UU_{VSC}}{X} \sin \delta \quad (4.3)$$

$$Q = \frac{UU_{VSC}}{X} \cos \delta - \frac{U^2}{X} \quad (4.4)$$

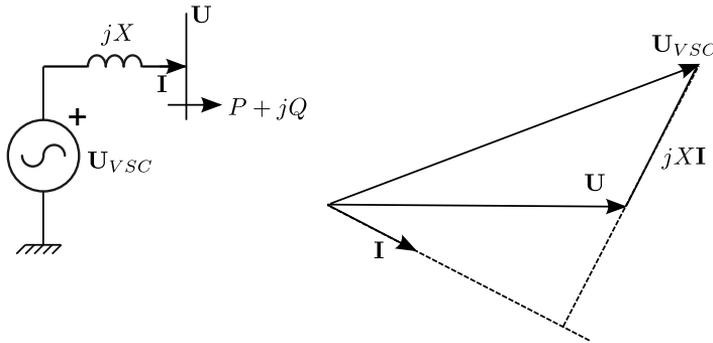


Figura 4.2: Esquema unifilar del VSC conectado en paralelo y diagrama fasorial de las tensiones e intensidad implicadas en su análisis.

En función de la tensión e intensidad nominal del VSC se pueden obtener los límites operacionales del dispositivo para unas condiciones de tensión de la red determinadas, tal y como se muestra en la Fig. 4.3, que tradicionalmente recibe el nombre de curva de capacidad. En esta figura, las circunferencias concéntricas con centro en el origen se encuentran limitadas por la corriente nominal. Cuando la tensión de la red es nominal, $U = 1$ p.u., se puede establecer cualquier flujo de potencia en el interior de la circunferencia. Mientras, si la tensión de la red es inferior a la tensión nominal, $U = 0.9$ p.u., la zona de operación PQ se reduce debido al límite de la corriente nominal. En el caso de que la tensión sea mayor que la tensión nominal, $U = 1.1$ p.u., el rango de potencia activa aumenta, mientras el rango de la potencia reactiva se reduce debido a la restricción de la tensión nominal del VSC.

Este concepto de curva de capacidad puede ampliarse en el caso de las topologías BTB y UPFC. Dichas topologías están compuestas por dos VSCs compartiendo el mismo enlace de continua. Estos VSCs se caracterizan porque el balance de potencia activa entre ambos debe ser nulo si no se consideran pérdidas en los dispositivos. Teniendo en cuenta lo anterior, los límites

operacionales del conjunto de estos dos VSCs pueden representarse mediante una superficie de capacidad donde los grados de libertad considerados son P_m , Q_m y Q_n , tal y como se puede ver en la Fig. 4.4.

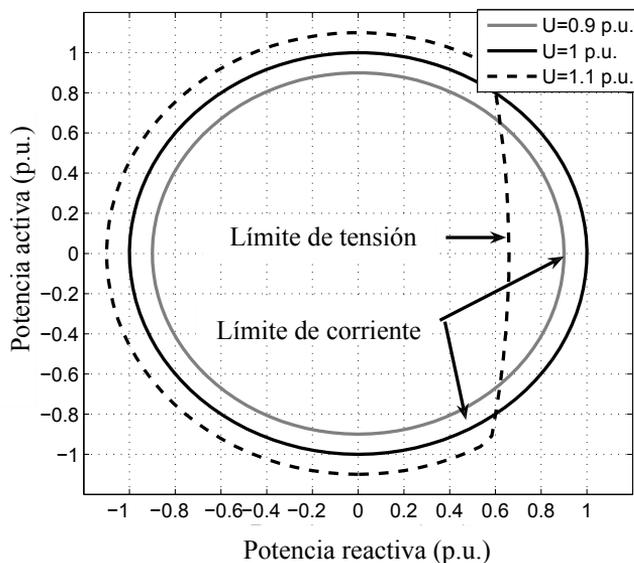


Figura 4.3: Límites operacionales del VSC conectado en paralelo en función de la tensión de la red.

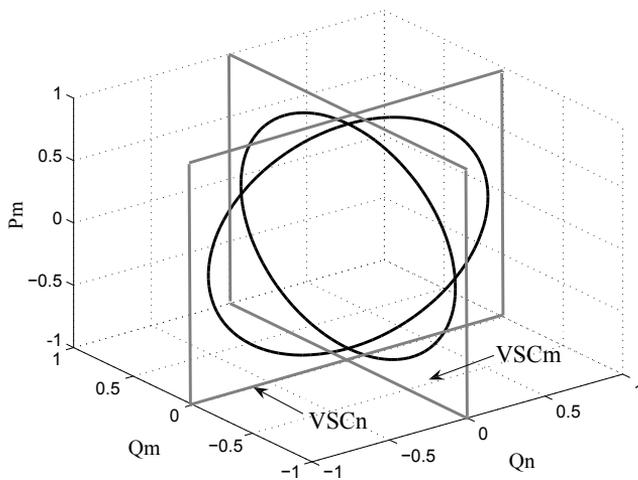


Figura 4.4: Límites operacionales de dos VSCs conectados en paralelo.

4.2.2. Topología BTB

En esta subsección se van a definir los valores nominales de tensión e intensidad de la topología BTB, de tal manera que los VSCs puedan proporcionar su potencia nominal S_{nom} para todo el rango de tensión determinado por (4.1) y (4.2).

En la Fig. 4.5 se muestra el esquema unifilar y el circuito equivalente de la topología BTB, los cuales van a servir de referencia en el desarrollo de sus límites operacionales. Esta topología está formada por dos VSCs similares, conectados en paralelo y con un total de tres grados de libertad: P_m, Q_m y Q_n . De esta forma, la potencia activa en los terminales de conexión, m y n , debe verificar: $P_m + P_n = 0$, para mantener la tensión del enlace de continua estable. Resaltar que las pérdidas de los convertidores no han sido tenidas en cuenta en este análisis.

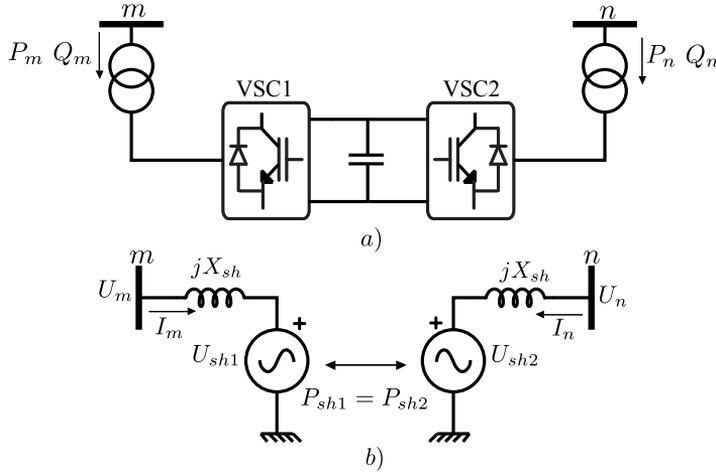


Figura 4.5: a) Topología BTB. b) Circuito equivalente de la topología BTB.

La corriente y tensión de cada VSC se puede definir en función de su potencia aparente, el factor de potencia y la tensión de la red, de la siguiente forma:

$$I_j = \frac{S}{U_j} \quad j = m, n \quad (4.5)$$

$$U_{sh-j} = |U_j - jX_{sh}I_j| \quad (4.6)$$

$$U_{sh-j}^2 = \left(U_j - X_{sh} \frac{S_j \sin \varphi_j}{U_j} \right)^2 + \left(X_{sh} \frac{S_j \cos \varphi_j}{U_j} \right)^2 \quad j = m, n$$

Los valores nominales de corriente, I_{sh-j}^{nom} , y tensión, U_{sh-j}^{nom} , de cada VSC tienen que ser establecidos para soportar las condiciones más desfavorables de operación de la red. Considerando (4.5), la máxima corriente se obtiene

cuando se trabaja a potencia nominal y con la tensión de red mínima:

$$I_{sh-j}^{nom} = \frac{S^{nom}}{1 - \Delta U_{\max}} \quad j = m, n \quad (4.7)$$

En el caso de la tensión, el cálculo de su valor nominal necesita de un análisis más detallado de (4.6). Para ello, se realizará la derivada parcial de dicha ecuación respecto a las variables independientes: S_j , φ_j y U_j :

$$\frac{\partial U_{sh-j}^2}{\partial U_j} = 2 \left(U_j - \frac{X_{sh}^2 S_j^2}{U_j^3} \right) \quad j = m, n \quad (4.8)$$

$$\frac{\partial U_{sh-j}^2}{\partial \varphi_j} = -2X_{sh}S_j \cos \varphi_j \quad j = m, n \quad (4.9)$$

$$\frac{\partial U_{sh-j}^2}{\partial S_j} = 2 \left(\frac{X_{sh}^2 S_j}{U_j^2} - X_{sh} \sin \varphi_j \right) \quad j = m, n \quad (4.10)$$

La ecuación (4.8) es siempre positiva e inferior a 2, si se consideran valores típicos de reactancia en dispositivos DFACTS ($X_{sh} \simeq 0,1$ p.u.). Por otra parte, (4.9) alcanza su valor máximo cuando $\varphi_j = -\pi/2$, correspondiente a la inyección de potencia reactiva a la red. Finalmente, (4.10) es siempre positiva para $\varphi_j = -\pi/2$. Como consecuencia, el caso más desfavorable que determina la tensión nominal del convertidor se produce cuando la tensión de red es máxima, la potencia aparente es nominal y se está inyectando potencia reactiva a la red:

$$U_{sh-j}^{nom} = 1 + \Delta U_{\max} + X_{sh} \frac{S^{nom}}{1 + \Delta U_{\max}} \quad j = m, n \quad (4.11)$$

4.2.3. Topología serie-paralelo: UPFC

Bajo los mismos criterios que la topología BTB se van a definir la tensión e intensidad nominal de los VSCs de la topología UPFC. En la Fig. 4.6 se representa el esquema unifilar y el circuito equivalente de esta topología que se van a utilizar para obtener sus límites operacionales. La topología UPFC se caracteriza por tener dos VSCs, uno conectado en paralelo (igual que los VSCs de la topología BTB) y otro conectado en serie con el sistema. La potencia nominal del VSC serie es reducida, ya que su tensión nominal es una fracción de la tensión de red. Sin embargo, la potencia nominal del VSC conectado en paralelo se diseña para soportar la tensión nominal de red y la suma de la corriente de los dos alimentadores enlazados, tal y como se puede observar en la Fig. 4.6. Al igual que en la topología BTB, los grados de libertad de la topología UPFC son tres: potencia reactiva inyectada en cada nudo, Q_m y Q_n , y flujo de potencia activa, P_m , entre los nudos.

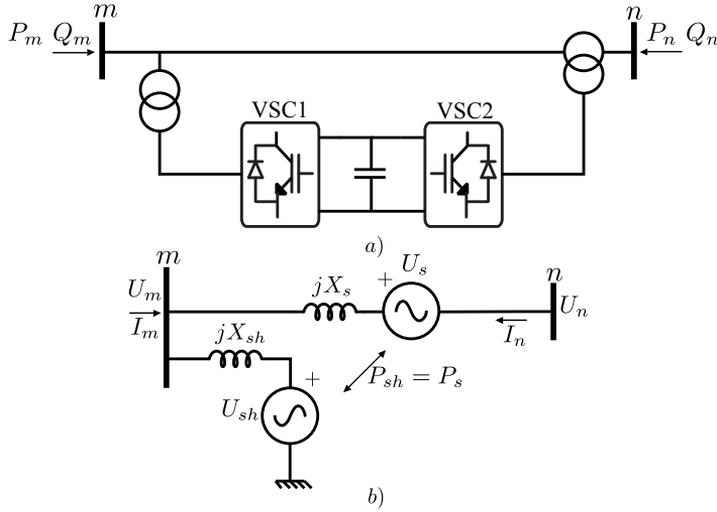


Figura 4.6: a) Topología UPFC. b) Circuito equivalente topología UPFC.

La corriente nominal del VSC serie y paralelo se calcula teniendo en cuenta (4.7):

$$I_s^{nom} = \frac{S^{nom}}{1 - \Delta U_{m\acute{a}x}} \quad I_{sh}^{nom} = \frac{2S^{nom}}{1 - \Delta U_{m\acute{a}x}} \quad (4.12)$$

La corriente nominal del VSC conectado en serie, I_s^{nom} , se diseña para la máxima corriente circulante por la línea que enlaza ambos sistemas. Ésta se produce cuando la potencia circulante es la potencia nominal y la diferencia de tensión entre ambos subsistemas es máxima. Mientras, la máxima corriente circulante por el VSC conectado en paralelo, I_{sh}^{nom} , se produce con la suma aritmética de las corrientes de cada uno de los alimentadores. Este caso ocurre cuando ambos sistemas se encuentra trabajando a su potencia nominal, S_{nom} , y tienen un comportamiento puramente inductivo o capacitivo. Por esta razón, la corriente I_{sh}^{nom} se encuentra multiplicada por 2 en (4.12).

La diferencia de tensión entre los alimentadores se puede expresar como:

$$\mathbf{U}_m - \mathbf{U}_n = \mathbf{U}_s - jX_s \mathbf{I}_n \quad (4.13)$$

$$\mathbf{U}_m = \mathbf{U}_{sh} - jX_{sh} (\mathbf{I}_m + \mathbf{I}_n) \quad (4.14)$$

cuyas estructuras son muy similares a (4.6), por tanto se puede obtener la tensión nominal de los VSCs serie y paralelo de la misma forma:

$$U_s^{nom} = \left| (1 + \Delta U_{m\acute{a}x}) e^{j\Delta\theta_{m\acute{a}x}} - (1 - \Delta U_{m\acute{a}x}) \right| + X_s \frac{S^{nom}}{1 - \Delta U_{m\acute{a}x}} \quad (4.15)$$

$$U_{sh}^{nom} = 1 + \Delta U_{m\acute{a}x} + X_{sh} \frac{2S^{nom}}{1 + \Delta U_{m\acute{a}x}} \quad (4.16)$$

El primer término de (4.15) se corresponde con la máxima diferencia de tensión entre los nudos m y n . Mientras, el segundo se corresponde con la máxima caída de tensión en la inductancia serie a causa de la circulación de la máxima corriente. Nótese que (4.16) tiene la misma estructura que (4.11), si bien la potencia nominal es el doble tal y como se ha comentado anteriormente.

4.2.4. Restricción operacional del UPFC

En esta subsección se va a definir un nuevo modo de operación de la topología UPFC basado en su capacidad de regular potencia reactiva. En la rama conectada en paralelo de la topología UPFC, el flujo de potencia activa es prácticamente nulo, ya que en los nudos del sistema se debe verificar: $P_m + P_n = 0$. Por tanto, la suma de corrientes en esta rama, $\mathbf{I}_m + \mathbf{I}_n$, estará en cuadratura con la tensión de su punto de conexión, U_m , verificándose la siguiente aproximación:

$$U_m |\mathbf{I}_m + \mathbf{I}_n| \simeq Q_m + Q_n \quad (4.17)$$

Considerando que ambas potencias reactivas se encuentran dentro del rango de potencia permitido, éstas deben cumplir la siguiente condición:

$$|Q_j| \leq 1 \quad j = m, n \quad (4.18)$$

alcanzándose la máxima corriente del VSC conectado en paralelo cuando:

$$Q_m = Q_n \simeq \pm 1 \Rightarrow Q_m + Q_n \simeq \pm 2 \quad (4.19)$$

y por tanto, $I_{sh-nom} = I_m + I_n \approx 2$.

En este sentido, la corriente nominal del VSC conectado en paralelo y su capacidad de regular potencia reactiva se pueden forzar a cumplir la siguiente restricción:

$$Q_m + Q_n = \varepsilon \Rightarrow I_{sh-nom} = I_m + I_n = \varepsilon \quad (4.20)$$

donde ε es un parámetro variable entre [0-2] p.u., que define la capacidad de regular potencia reactiva de la topología UPFC y limita la corriente nominal del VSC conectado en paralelo. Cuando $\varepsilon = 2$, la topología UPFC tendrá capacidad total de regulación de potencia reactiva, ver (4.19). Este modo de funcionamiento se define en esta tesis doctoral como P2Q. El caso contrario, cuando se define $\varepsilon = 0$, aparece el modo de funcionamiento P0Q en el que la topología UPFC se encuentra limitada por la siguiente condición:

$$Q_m + Q_n = 0 \Rightarrow Q_m = -Q_n \quad (4.21)$$

La ecuación anterior restringe la operación de la topología UPFC, al considerar que la potencia reactiva inyectada en un nudo es consumida por el

otro. De esta forma, los grados de libertad de esta topología se ven reducidos a dos: flujo de potencia activa y reactiva entre los sistema enlazados. Sin embargo y como contrapartida a esta restricción, la potencia nominal del VSC conectado en paralelo puede reducirse considerablemente y por tanto el coste del convertidor. La utilización de esta forma de operación se encuentra justificada por las siguiente razones:

- Las redes de distribución no suelen presentar problemas de regulación de tensión excepto en las zonas rurales. De hecho, en alimentadores urbanos relativamente cortos el gran problema es debido al límite de corriente. Además, en la futura red inteligente, la GD contribuirá activamente a la regulación de tensión, reduciéndose así la necesidad de que los enlaces propuestos participen en el control de tensiones.
- El ratio R/X de las redes de distribución es mayor que en redes de transporte. Por lo tanto, la dependencia de la magnitud de tensión con respecto a la potencia reactiva es más moderada, pudiéndose regular también la tensión a través de los flujos de potencia activa.

Por tanto, la topología UPFC puede ser denominada en función de su capacidad de regular potencia reactiva de acuerdo a (4.20). De ahora en adelante, los diferentes modos de operación de la topología UPFC se van a denominar de manera genérica como $P\epsilon Q$, donde ϵ define la capacidad de regular la potencia reactiva del UPFC. En esta sección, se han comentado los dos casos extremos de operación de la configuración UPFC, $P2Q$ y $P0Q$. Destacar que el valor de ϵ también define la corriente nominal del VSC conectado en paralelo. En la sección 4.3 se estudiarán diferentes modos de funcionamiento de la topología UPFC, permitiendo analizar la idoneidad de éstos en los sistemas de distribución.

4.3. Zonas de operación de los DFACTS

El objetivo de esta sección es evaluar el rango de operación de cada una de las topologías estudiadas. En primer lugar se van a analizar las topologías correspondientes a los DC-links (BTB y UPFC) y por último la topología AC-link ShSPFC.

La magnitudes de interés serán el flujo de potencia activa entre los alimentadores, $P_m = -P_n$, y la inyección de potencia reactiva en cada uno de los nudos, Q_m y Q_n (ver Fig. 4.1). Si cada una de estas variables de control pudiera variar entre $[-1,1]$ p.u., la figura obtenida en el espacio de las potencias, $\{P_m, Q_m, Q_n\}$, sería un poliedro en forma de cubo. La flexibilidad de operación de cada una de las topologías estudiadas se va a cuantificar mediante el tamaño relativo que ocupe su zona factible de operación dentro de este cubo de potencia. La zona de operación quedará delimitada por las restricciones propias de la red y por los límites de operación de cada topología,

impuestos por la intensidad y tensión nominal estudiadas en las secciones anteriores.

4.3.1. Rango de operación de las topologías DFACTS

La región factible de operación de las topologías BTB y UPFC se definen a través de las restricciones de la red, (4.1) y (4.2), los flujos de potencia definidos en la sección 4.2.1 y los valores nominales de tensión e intensidad definidos para cada topología en las secciones 4.2.2, 4.2.3 y 4.2.4, respectivamente.

La Tabla 4.1 muestra los parámetros utilizados para calcular la región de operación factible de las topologías BTB y UPFC con modo de operación P2Q y P1Q. La Fig. 4.7 muestra la región de operación factible de las topologías BTB y UPFC-P2Q asumiendo los valores numéricos de dicha tabla. La región factible de funcionamiento es idéntica en ambas topologías, ya que los valores nominales han sido seleccionados para establecer el flujo de potencia aparente S_{nom} para cualquier factor de potencia en el rango de tensiones de red definidos para (4.1) y (4.2). En este sentido, nótese que es posible alcanzar los valores $P_m = \pm 1$, $Q_m = \pm 1$ y $Q_n = \pm 1$.

Tabla 4.1: Parámetros utilizados para el cálculo de la zona de operación de las topologías BTB y UPFC.

Parámetros	Valor (p.u.)
Tensión nominal PCC	1
Máxima variación tensión, ΔU_{max}	0.05
Máxima diferencia de fase, $\Delta \theta_{max}$ ($^{\circ}$)	± 2
Máxima corriente, I_{max}	1
Reactancias VSC, X_{sh} y X_s	0.1
Topología BTB	
Corriente nominal, I_{sh-j}^{nom} $j = m, n$	1.05
Tensión nominal, U_{sh-j}^{nom} $j = m, n$	1.15
Topología UPFC-P2Q	
Corriente nominal VSC serie, I_s^{nom}	1.05
Tensión nominal VSC serie, U_s^{nom}	0.12
Corriente nominal VSC paralelo, I_{sh}^{nom}	2.1
Tensión nominal VSC paralelo, U_{sh}^{nom}	1.25
Topología UPFC-P1Q	
Corriente nominal VSC serie, I_s^{nom}	1.05
Tensión nominal VSC serie, U_s^{nom}	0.12
Corriente nominal VSC paralelo, I_{sh}^{nom}	1.05
Tensión nominal VSC paralelo, U_{sh}^{nom}	1.15

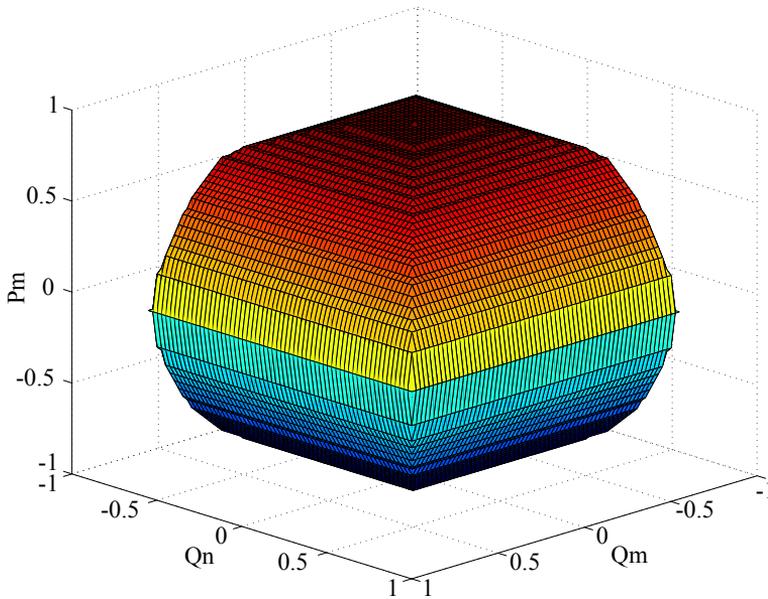


Figura 4.7: Zona de operación de las topologías BTB y UPFC-P2Q.

La corriente nominal del convertidor conectado en paralelo en la topología UPFC podría ser reducida, por ejemplo, hasta 1 p.u. Este modo de operación se denomina P1Q, atendiendo a la definición realizada en la sección 4.2.4. La región de operación factible de este modo se muestra en la Fig. 4.8. Esta región se caracteriza por tener la misma capacidad de control de potencia activa que el modo de operación P2Q, ya que la restricción impuesta al convertidor conectado en paralelo no afecta a esta potencia. La potencia activa entre los sistemas se encuentra gobernada por la tensión inyectada en serie al sistema, la cual no está afectada por la reducción de la potencia nominal del convertidor paralelo. Sin embargo, la capacidad de regular potencia reactiva se encuentra limitada por esta restricción, tal y como se puede ver en esta figura. Limitar la corriente nominal del convertidor paralelo implica reducir la potencia reactiva que este convertidor puede inyectar o absorber de la red. Nótese que en la Tabla 4.1, los valores nominales del convertidor serie en la topología UPF-P2Q y UPFC-P1Q son idénticos y los del convertidor conectado en paralelo son diferentes debido a la limitación de potencia reactiva del P1Q.

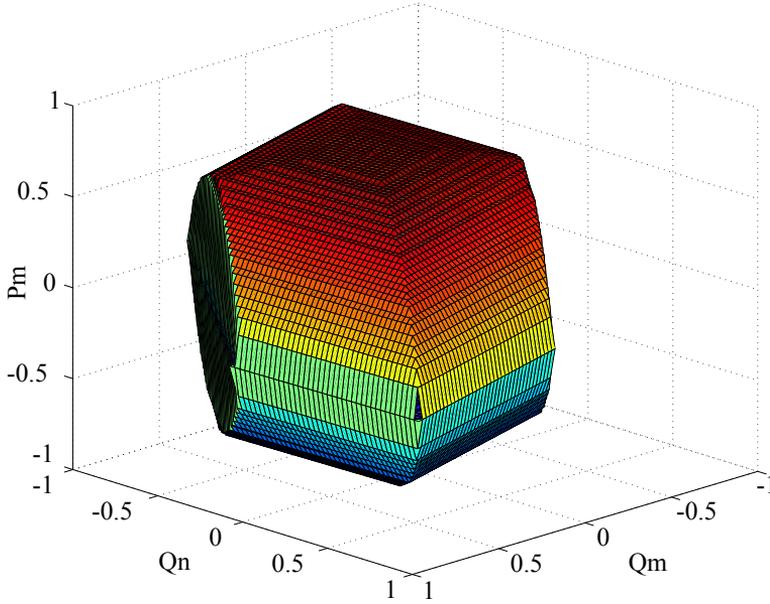


Figura 4.8: Zona de operación de la topología UPFC-P1Q.

Reduciendo aún más la corriente nominal del convertidor paralelo, I_{sh} , se puede llegar al modo de operación P0Q, definido en la sección 4.2.4. Este modo se define a partir del plano definido por la línea bisectriz, entre el segundo y cuarto cuadrante de la Fig. 4.8, donde la potencia reactiva está sujeta a las mismas condiciones que la potencia activa, $Q_m + Q_n = 0$, reduciéndose los grados de libertad de la configuración UPFC de tres a dos: P_m y Q_m . El modo de operación P0Q contiene los mismos grados de libertad que la topología AC-link ShSPFC estudiada en el capítulo 3. Sin embargo, los flujos de potencia activa y reactiva en la topología AC-link ShSPFC se encuentran más limitados que en el caso de la topología UPFC-P0Q, al encontrarse la tensión serie inyectada en el sistema limitada por los *duty ratios* d_P y d_Q en (3.22). La Fig. 4.9 muestra la región de operación de las topologías UPFC-P0Q y AC-link ShSPFC utilizando los datos de la Tabla 4.2. Como se puede observar, la región de operación del UPFC-P0Q es una circunferencia circunscrita en un triángulo que representa la región de operación de la topología AC-link ShSPFC. Este triángulo de operación es consecuencia directa de la tensión de salida del VeSC, la cual está formada por la combinación de unas tensiones AC de entrada al VeSC.

Tabla 4.2: Parámetros utilizados para el cálculo de la zona de operación de las topologías UPFC-P0Q y AC-link ShSFPC.

Parámetros	Valor (p.u.)
Tensión nominal, m	1
Tensión nominal, n	1
Ángulo, θ_n ($^\circ$)	0
Máxima corriente, I_{max}	1
Convertidor serie	
Reactancias convertidor, X_s	0.1
Corriente nominal VSC serie, I_s^{nom}	1.05
Tensión nominal VSC serie, U_s^{nom}	0.12

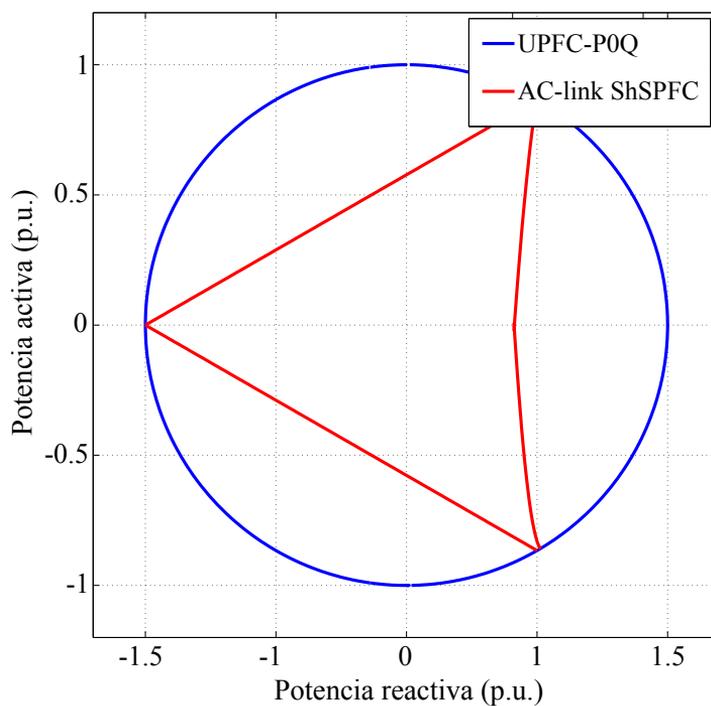


Figura 4.9: Zonas de operación de las topologías UPFC-P0Q y AC-link ShSPFC.

4.3.2. Coeficientes de operación

Una comparación exhaustiva entre las topologías estudiadas, no sólo debería considerar el tamaño de las regiones factibles de operación desde un punto de vista cualitativo, sino que debería cuantificar el tamaño que ocupan éstas respecto al dominio de potencia considerado, es decir, el cubo formado por $\{P_m, Q_m, Q_n\}$. Para ello, es crucial determinar la capacidad de mantener la independencia en el control de los flujos de potencia activa y reactiva. Con este propósito, se definen los siguientes coeficientes de operación para cuantificar los beneficios de las diferentes topologías:

- Coeficiente de región factible de operación. Este coeficiente refleja el tamaño de la zona factible de operación de los enlaces flexibles respecto al dominio de potencia considerado. Para la determinación de este índice, se divide el número de puntos factibles en la región de operación de cada enlace entre el número de puntos totales considerados para el cubo:

$$R_{FR} = \frac{\sum_i x_i}{N} \rightarrow x_i = \begin{cases} 0 & i \notin FR \\ 1 & i \in FR \end{cases} \quad (4.22)$$

donde FR y N se refieren a la región factible de operación y al número total de puntos analizados en el dominio de potencia respectivamente.

- Coeficiente de potencia activa. Este coeficiente representa la capacidad de control de potencia activa entre los alimentadores. Éste se puede medir como la suma de las potencias activas en la zona factible de operación dividido entre la potencia activa total en el dominio considerado:

$$R_P = \frac{\sum_{i \in FR} P_i}{\sum_i P_i} \quad (4.23)$$

Destacar que este índice puede ser interpretado como una medida de la distancia al plano $P = 0$.

- Coeficiente de potencia reactiva. Este coeficiente mide la capacidad de los dispositivos DFACTS para la inyección de potencia reactiva en los PCCs. Con intención de considerar un único índice, se calcula la distancia a la recta definida por: $Q_m = Q_n = 0$:

$$R_Q = \frac{\sum_{i \in FR} \sqrt{Q_{mi}^2 + Q_{ni}^2}}{\sum_i \sqrt{Q_{mi}^2 + Q_{ni}^2}} \quad (4.24)$$

La Fig. 4.10 muestra los coeficientes de operación y la potencia nominal de la topología UPFC. La capacidad de control de potencia reactiva de la

configuración UPFC se define como: $Q_m + Q_n = \varepsilon$, donde ε puede variar entre $[0-2]$ p.u. De esta forma, se tendrán en cuenta todos los modos de operación definidos para la topología UPFC: P0Q, P1Q y P2Q. Los índices de la topología UPFC se han referido a los de la topología BTB con el objetivo de simplificar el análisis. El modo de operación P2Q, correspondiente a la mayor corriente nominal del VSC conectado en paralelo, conduce a un valor de los coeficientes igual a la unidad. Estos valores indican que la topología UPFC con modo P2Q es capaz de trabajar con la misma región de operación que la topología BTB. Sin embargo, esta capacidad se alcanza a costa de una potencia nominal ligeramente mayor que la correspondiente a la topología BTB. Resaltar que la potencia nominal de la topología UPFC es lineal con ε . Sin embargo, la reducción de los coeficientes no es dramática para valores de ε dentro del rango 1-2 p.u. Además, el ratio de potencia activa es el que menos se reduce, permitiendo una reducción de la potencia nominal de la configuración UPFC con un bajo impacto en la capacidad de control de potencia activa.

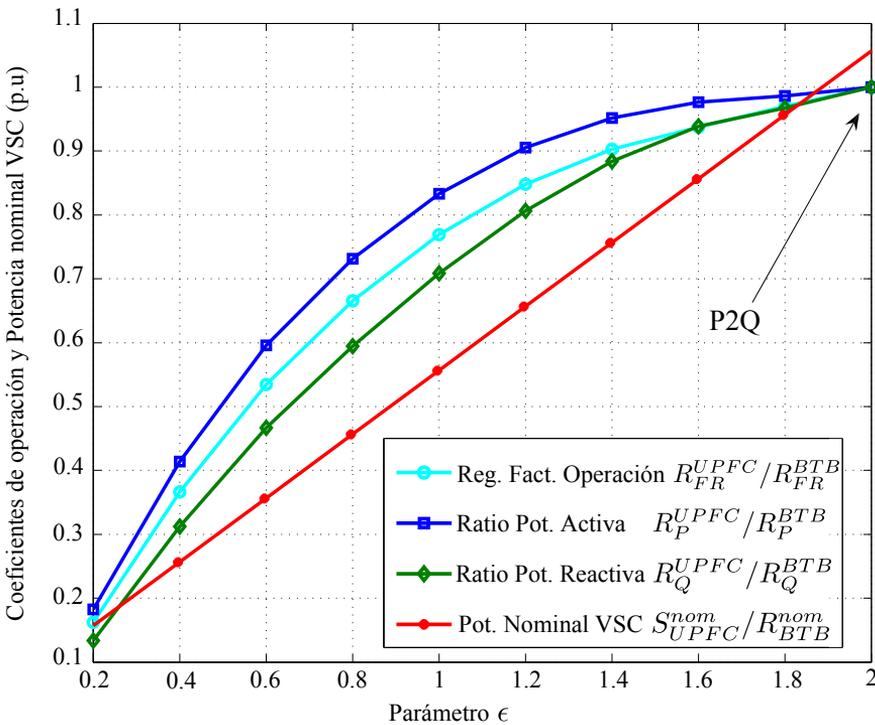


Figura 4.10: Coeficientes de operación y potencia nominal de la topología UPFC respecto a la topología BTB.

Para valores de ϵ muy bajos, los coeficientes de operación se ven altamente reducidos debido a la disminución de uno de los grados de libertad del UPFC. El caso más extremo se produce cuando, $\epsilon = 0$, correspondiente a las topologías UPFC-P0Q y AC-link ShSPFC. Aplicando los coeficientes de operación a estas dos topologías y comparando una topología con otra se obtienen los siguientes resultados:

$$\frac{R_{FR}^{ShSPFC}}{R_{FR}^{P0Q}} = 0.41 \quad \frac{R_P^{ShSPFC}}{R_P^{P0Q}} = 0.8 \quad \frac{R_Q^{ShSPFC}}{R_Q^{P0Q}} = 0.866 \quad (4.25)$$

Los índices anteriores reflejan que el área de operación de la topología AC-link ShSPFC es inferior a la mitad del área de operación de la topología UPFC-P0Q. A pesar de esto, la capacidad de regular potencia activa y reactiva es muy similar en ambas topologías, alcanzándose valores cercanos al 80 % entre la operación del AC-link ShSPFC y el UPFC-P0Q .

Capítulo 5

Integración de DFACTS

En este capítulo se van a mostrar los resultados obtenidos al utilizar los dispositivos DFACTS para mallar una red de distribución específica. Para ello se va a proponer un esquema de operación de estos dispositivos en redes de distribución, que contempla el análisis en régimen permanente y dinámico de los mismos.

Por un lado, se van a mostrar los resultados obtenidos en régimen permanente mediante la resolución de un algoritmo OPF, cuya función objetivo se centrará en minimizar las pérdidas totales de explotación del sistema de distribución considerado. Este algoritmo decidirá cuáles son los flujos de potencia en cada uno de los terminales donde están conectados los dispositivos DFACTS, de tal forma que se alcance el objetivo planteado.

Por otro lado, se van a mostrar los resultados obtenidos en régimen dinámico al implementar los algoritmos de control desarrollados para cada topología. Estos algoritmos se van a validar mediante cambios de las referencias de potencia activa y reactiva en forma de escalón. Adicionalmente, se va a validar el esquema de operación propuesto cuando aparecen transitorios en las tensiones de la red debidos a cortocircuitos o huecos de tensión.

5.1. Sistema de referencia

La red de referencia utilizada para llevar a cabo el análisis en régimen permanente y dinámico se muestra en la Fig. 5.1. En concreto, esta red se corresponde con una red rural alemana, de 20 kV, propuesta por la CIGRE Task Force C6.04.02 [142]. Esta red a su vez se encuentra dividida en dos subredes más, alimentadas cada una desde un transformador de 20 MVA y 110/20 kV en una subestación principal. Las longitudes de línea total de las subredes 1 y 2 son 15 y 8 km respectivamente. El sistema original se encuentra operado radialmente, aunque existe la posibilidad de operarlo de forma mallada mediante el cierre de los interruptores que unen las líneas

4-11 y 6-7.

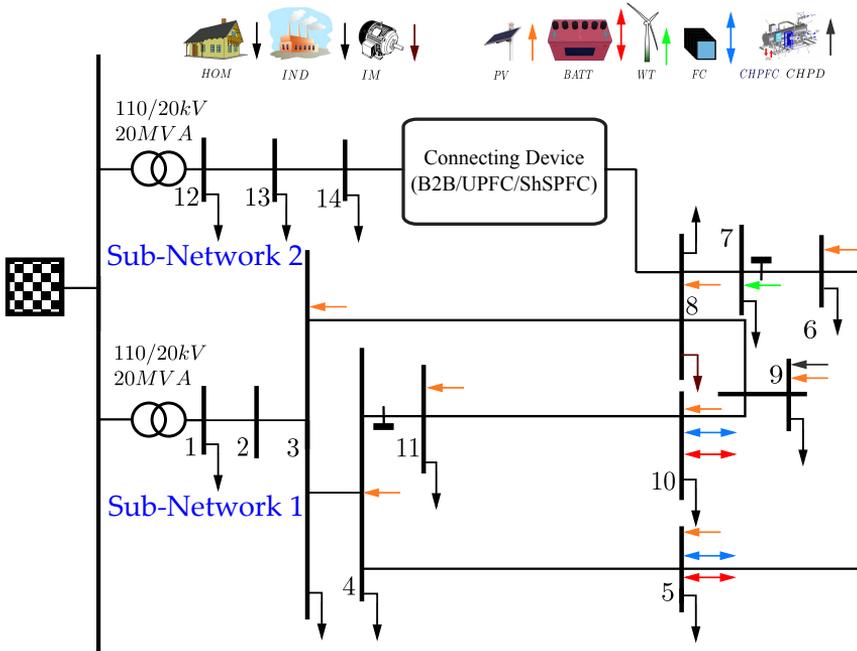


Figura 5.1: Sistema de distribución de referencia considerado.

La red original está compuesta por 14 nudos, donde se conectan diferentes cargas industriales y domésticas. El estado de carga del subsistema 1 es mucho mayor que el subsistema 2, siendo aproximadamente el 90% de la carga total del sistema de referencia. Este cálculo se realiza sin considerar las cargas de los nudos 1 y 12 de cabecera en cada subsistema. Además, la red cuenta con una alta penetración de GD que se encuentra localizada en el subsistema 1. El tipo de generación predominante es fotovoltaica (repartida en varios nudos) y eólica de 1.5 MW conectada en el nudo 7. La red también cuenta con sistemas de almacenamiento de energía, tales como baterías y células de combustible, además de cogeneración con grupos diesel y fuel. Los parámetros de las líneas y los perfiles diarios de cada tipo de carga y generación se encuentran definidos en el Apéndice B [142].

La red original ha sido modificada en este trabajo con el objetivo de mostrar, aún más, las ventajas de los dispositivos DFACTS en las redes de distribución. De esta forma, se ha añadido una carga extra de valor constante $P = 3$ MW y $Q = 1$ Mvar en el nudo 6. Adicionalmente se ha conectado en el nudo 8 un motor de inducción de 500 kW.

5.2. Esquema de operación de los dispositivos DFACTS

En esta sección se va a plantear la estrategia de control para la operación eficiente de los dispositivos DFACTS en los sistemas de distribución. Para ello se va a considerar el análisis en régimen permanente y dinámico de estos dispositivos.

En la Fig. 5.2 se muestra la estrategia utilizada, la cual se compone de diferentes niveles de control ordenados jerárquicamente de la siguiente forma:

- Sistema de gestión de la energía (*Energy Management System*, EMS). El EMS se encuentra en el nivel superior de la estructura jerárquica de control de los dispositivos DFACTS. En él se dispone de los datos correspondientes a la topología de la red, los consumos de potencia activa y reactiva de las cargas y la generación de la GD. Éstos son adquiridos desde los medidores inteligentes localizados en las subestaciones en intervalos del orden de los minutos. El EMS se encarga de gestionar toda esta información, con el objetivo de minimizar las pérdidas de explotación de la red.
- Lazo de control externo (*Outer Control Loop*, OCL). Este lazo se encarga de entregar las referencias de corrientes al lazo de control interno. Éstas se obtienen a partir del tratamiento de las referencias proporcionadas a este lazo por el EMS. Este lazo de control se ejecuta cada 10 milisegundos.
- Lazo de control interno (*Inner Control Loop*, ICL). Este lazo se corresponde con la última etapa de la estrategia de control. Su función consiste en estar a cargo del seguimiento de las corrientes proporcionadas por el OCL y el control de la tensión del enlace de continua. Este lazo de control se ejecuta cada $50 \mu\text{s}$.

El lazo de control interno para los VSCs conectados en paralelo y en serie en la red se ha descrito en la sección 2.4. Mientras, para la topología AC-link ShSPFC este lazo de control ha sido descrito en la sección 3.3. Los niveles de control correspondientes al EMS y al OCL se van a describir con más detalle en las siguientes subsecciones.

5.2.1. EMS: Planteamiento del OPF para minimizar pérdidas

En el EMS se resuelve un OPF en intervalos de tiempo regulares, utilizando como entradas la topología de la red, la generación de la GD y la demanda de las cargas. En este caso, el algoritmo de optimización se basa en minimizar las pérdidas de explotación de un sistema eléctrico cuando se utilizan dispositivos DFACTS para mallarlo.

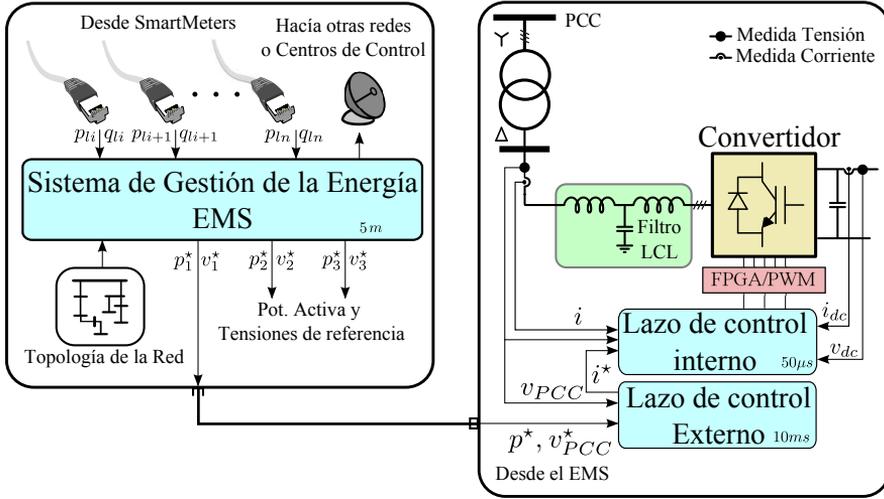


Figura 5.2: Esquema de control de los dispositivos DFACTS para la explotación óptima del sistema de distribución.

El algoritmo de optimización utilizado se describe en [143] y se basa en resolver repetidamente un problema de optimización no lineal convencional. Este problema de optimización se puede expresar de forma genérica como:

$$\begin{aligned} \min \quad & f(x, u) \\ \text{s.a.} \quad & g(x, u) = 0 \\ & h(x, u) \leq 0 \end{aligned} \quad (5.1)$$

donde x representa las variables de estado y u las variables de control. En esta tesis, las variables de estado consideradas son las magnitudes de las tensiones y los ángulos de cada uno de los nudos de la red. Mientras, las variables de control serán las consignas de potencia activa y tensión del PCC de cada convertidor en los dispositivos DFACTS. La función f representa la función objetivo, la cual está sujeta a unas restricciones de igualdad y/o desigualdad que deben ser resueltas durante el proceso de solución del problema de optimización. A continuación se van a definir la función objetivo y las restricciones del problema de optimización para minimizar pérdidas:

- Función objetivo. La función objetivo propuesta para cuantificar los beneficios de los dispositivos DFACTS en redes de distribución activas se define de la siguiente manera:

$$f(x) = \sum_{k=1}^{k=n_s} P_k^s \quad (5.2)$$

donde n_s define el número de subestaciones que alimentan el sistema de distribución donde se encuentran los dispositivos DFACTS, y P_k^s es la potencia activa suministrada por cada una de estas subestaciones al sistema.

Esta expresión se puede descomponer en tres términos: potencia demandada por las cargas, generación producida por la GD y pérdidas del sistema de la siguiente manera:

$$f(x) = P_{\text{loss}} + \sum_{i=1}^{i=n} P_i^l - P_i^g \quad (5.3)$$

donde P_i^l y P_i^g son las potencias activas consumidas y generadas en el nudo i , n es el número total de nudos del sistema de distribución considerado y P_{loss} son las pérdidas de potencia activa total del sistema.

La minimización de pérdidas del sistema se obtiene minimizando la función objetivo de (5.3) y considerando P_i^g y P_i^l parámetros conocidos que se obtienen desde los medidores inteligentes.

- Restricciones de igualdad. Las restricciones de igualdad incluidas en el problema de optimización son:

1. Balance de potencia en cada nudo de la red:

$$P_i^g - P_i^l = U_i \sum_j (U_j G_{ij} \cos \theta_{ij} + U_j B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (5.4)$$

$$Q_i^g - Q_i^l = U_i \sum_j (U_j G_{ij} \sin \theta_{ij} - U_j B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (5.5)$$

donde P_i^g y Q_i^g son la potencia activa y reactiva inyectada por los generadores en el nudo i , P_i^l y Q_i^l son la potencia activa y reactiva de las cargas en el nudo i y $(G_{ij} + jB_{ij})$ es el elemento ij de la matriz de admitancia de nudos.

2. La tensión de las subestaciones que alimentan la red. En el caso particular de la red de la Fig. 5.1, hay una única subestación de cabecera que se considerará el origen de fases. Por tanto, la amplitud de su tensión será 1 p.u. y su ángulo 0° .
3. Balance de potencia entre los terminales donde están conectados los convertidores de los dispositivos DFACTS. El balance de potencia activa para todas las topologías estudiadas debe cumplir la siguiente condición:

$$\sum_{j=m,n} P_j = 0 \quad (5.6)$$

donde P_j representa la potencia activa inyectada en el nudo m y n donde están conectados los convertidores, ver Fig. 4.1. Particularizando para la red de referencia de la Fig. 5.1, los nudos 8 y 14 se corresponden con los nudos m y n .

Adicionalmente, las topologías AC-link ShSPFC y UPFC-P0Q deben cumplir también el balance de potencia reactiva entre los nudos donde se encuentran conectadas:

$$\sum_{j=m,n} Q_j + Q_j^{loss} = 0 \quad (5.7)$$

donde Q_j representa la potencia reactiva inyectada en el nudo m y n donde están conectados los convertidores y Q_j^{loss} las pérdidas de potencia reactiva de los convertidores asociadas al nudo j . Los flujos de potencia P_j y Q_j se han definido para los VSCs en la sección 4.2.1. En el caso de la topología AC-link ShSPFC estos flujos de potencia se obtuvieron en la sección 3.5.

Resaltar que las topologías BTB, UPFC-P2Q y UPFC-P1Q no tienen que cumplir la restricción (5.7), ya que la potencia reactiva en cada uno de los nudos donde están conectadas se puede establecer de forma independiente.

- Restricciones de desigualdad. Las restricciones de desigualdad se definen mediante las siguientes expresiones:

1. Máxima corriente por las líneas para no sobrecargar los conductores:

$$0 \leq I_{ij} \leq I_{ij}^{max} \quad (5.8)$$

2. Límites en la magnitud de las tensiones. Las tensiones del sistema deben estar entre un valor mínimo y máximo para evitar subtensiones o sobretensiones en la red:

$$U_{min} \leq U \leq U_{max} \quad (5.9)$$

3. Máxima potencia del convertidor. La potencia aparente de cada convertidor no puede exceder la potencia nominal de los propios convertidores:

$$0 \leq S_j \leq S_{max} \quad j = m, n \quad (5.10)$$

4. En el caso de la topología AC-link ShSPFC se añade una restricción extra correspondiente a los *duty ratios* d_P y d_Q . Esta restricción se definió en (3.22).

5.2.2. Lazo de control externo: OCL

El lazo de control externo, OCL, se muestra en la Fig. 5.3. Este lazo se encarga de proporcionar las referencias de corriente i_{dq}^* al lazo de control interno, ICL, mediante el tratamiento de las referencias de potencia activa y tensión del PCC, p^* y v_{PCC}^* , proporcionadas por el EMS. Las diferentes etapas del controlador se definen a continuación:

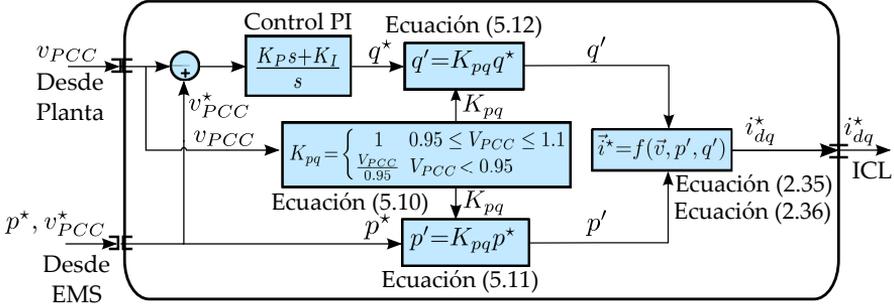


Figura 5.3: Lazo de control externo: OCL.

- Adaptación de la tensión de referencia proporcionada por el EMS a la potencia reactiva de referencia en el PCC. Esta adaptación se lleva a cabo mediante un controlador PI, cuya entrada es el error de las tensiones, $v_{PCC} - v_{PCC}^*$, y salida es la potencia reactiva de referencia q^* .
- Protección de los convertidores en caso de cortocircuito o grandes huecos de tensión. Con esta acción se evita que circulen altas corrientes por los convertidores que puedan dañar los componentes de electrónica de potencia. Para ello se define un factor dependiente de la tensión del PCC, denominado K_{pq} . Este factor se obtiene como:

$$K_{pq} = \begin{cases} 1 & 0.95 \leq V_{PCC} \leq 1.1 \\ \frac{V_{PCC}}{0.95} & V_{PCC} < 0.95 \end{cases} \quad (5.11)$$

Cuando la tensión del PCC se encuentra entre $[0.95-1.1]$ p.u. el valor de este factor es unitario. Mientras, si la tensión del PCC es inferior a 0.95 p.u., el factor K_{pq} será proporcional a la caída de tensión existente. En el primer caso, las referencias de potencia activa y reactiva se mantienen exactamente igual al valor proporcionado por el EMS y el controlador PI respectivamente. Sin embargo, si la tensión del PCC es inferior a 0.95 p.u. el factor K_{pq} será proporcional a la caída de tensión limitando las referencias de las potencias. Por tanto, las referencias de potencia activa y reactiva definitivas serán calculadas de la siguiente forma:

$$p' = K_{pq}p^* \quad (5.12)$$

$$q' = K_{pq}q^* \quad (5.13)$$

- El último paso de este lazo consiste en calcular las corrientes de referencia en coordenadas dq mediante (2.38) y (2.39), que relacionan dichas corrientes con las potencias activas y reactivas de referencia. Estas corrientes se envían al ICL.

5.3. Análisis en régimen permanente

En esta sección se van a presentar los resultados obtenidos en régimen permanente al mallar el sistema de referencia definido en la sección 5.1 con las diferentes topologías DFACTS estudiadas en esta tesis. Este análisis en régimen permanente va a consistir en realizar una secuencia de OPF cada 5 minutos, cuya función objetivo será minimizar las pérdidas de explotación del sistema de referencia. Los detalles del algoritmo OPF se han descrito en la subsección 5.2.1. El principal objetivo de este estudio será comparar las pérdidas de potencia activa y las tensiones de los nudos entre las diferentes topologías y la red original sin enlaces con dispositivos DFACTS.

Además, se va a realizar un análisis económico de las topologías BTB, UPFC-P2Q, UPF-P1Q, UPF-P0Q y AC-link ShSPFC, que se basa en obtener el tiempo de retorno de la inversión de estos dispositivos cuando se utilizan para minimizar las pérdidas en los sistemas de distribución.

5.3.1. Resultados obtenidos

A continuación se van a presentar los resultados para las topologías que enlazan dos nudos (biterminal) y tres nudos (triterminal) en el sistema de referencia.

Topologías biterminal

Las topologías biterminal consideradas en este estudio son: BTB, UPFC-P2Q, UPF-P1Q, UPF-P0Q y AC-link ShSPFC. Éstas se encuentran localizadas entre los nudos 8 y 14 de la red de referencia, enlazando así el subsistema 1 con el subsistema 2. Los valores nominales de cada topología se muestran en Tabla 5.1, donde la potencia y tensión base utilizada es 10 MVA y 20 kV.

La Fig. 5.4 representa la evolución de las pérdidas de potencia activa durante 24 horas para las diferentes topologías. En ella también se muestra el Caso Base, BC (del inglés *Base Case*), que representa las pérdidas totales del sistema cuando no hay ningún dispositivo conectado, es decir, la red original. Todos los dispositivos muestran una significativa reducción de las pérdidas respecto al BC. Destacar que los dispositivos con mayor eficiencia son aquellos con la mayor capacidad de control de potencia reactiva, ya que el incremento de las tensiones es un factor importante en la reducción de las pérdidas de potencia activa. De este modo, la topología UPFC con modos de

funcionamiento P1Q y P2Q alcanza los mejores resultados. En este caso, la topología BTB no llega a obtener los mismos resultados que la configuración UPFC, ya que esta vez, a diferencia de la Fig. 4.7 en la sección 4.3, se alcanza el límite impuesto por la intensidad nominal del dispositivo BTB.

Tabla 5.1: Potencia nominal de los convertidores, relación de transformación de los transformadores y reactancias de los dispositivos. Potencia base 10 MVA y tensión base 20 kV.

DFACTS	S_{nom} (MVA)	a_s (pu)	a_p (pu)	X_s (pu)	X_{sh} (pu)
BTB	6	—	40	—	0,333
UPFC-P2Q	6,25	1	40	0,0025	0,666
UPFC-P1Q	3,25	1	40	0,0025	0,333
UPFC-P0Q	0,5	1	40	0,0025	4
ShSPFC	0,25	1	40	0,0025	4

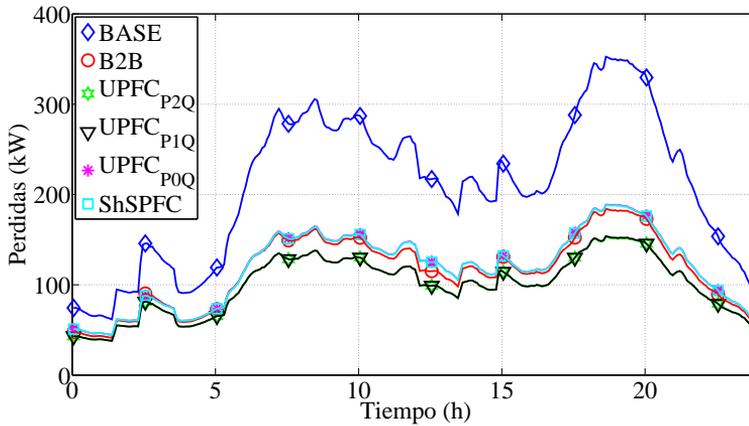


Figura 5.4: Pérdidas totales del sistema de distribución de 14 nudos.

La evolución de las tensiones de los nudos 8 y 14 se muestran en la Fig. 5.5. En este caso, la tensión del nudo 8 es mayor que la del BC para todos los dispositivos, ocurriendo lo contrario para el nudo 14. Este comportamiento se debe principalmente a dos razones. La primera razón es que el subsistema 1 se encuentra mucho más cargado que el subsistema 2 en el BC. Por consiguiente, cuando se interconectan los dos subsistemas mediante los dispositivos DFACTS, parte de la carga es alimentada desde el subsistema 2. Este transvase de energía, de una red a otra, se refleja en los flujos de potencia activa representados en la Fig. 5.6. La segunda razón se debe a que el incremento de tensión en el subsistema 1 es muy eficiente para reducir

las pérdidas del sistema. De esta manera, todas las topologías intentan inyectar potencia reactiva en el nudo 8. Este comportamiento es el principal motivo de las diferencias en la reducción de pérdidas alcanzadas por cada configuración.

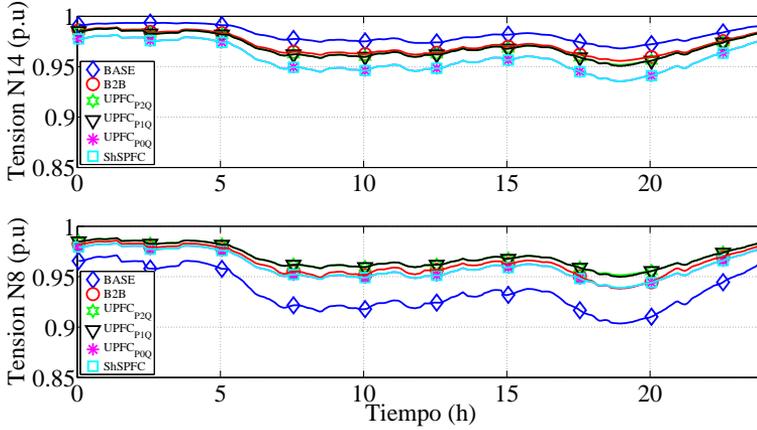


Figura 5.5: Tensiones de los nudos 14 y 8.

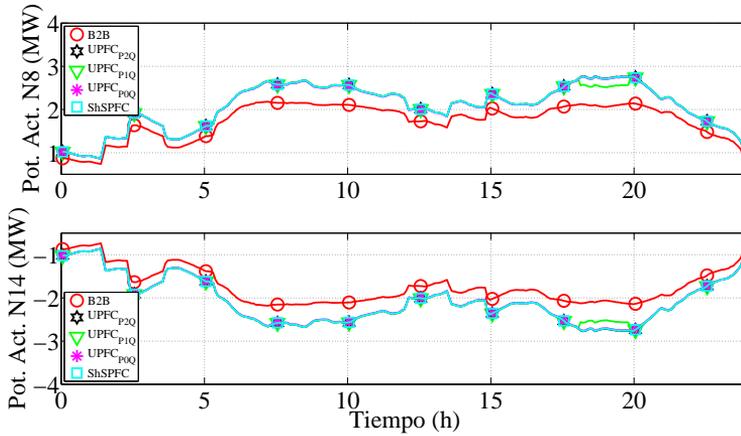


Figura 5.6: Flujos de potencia activa en los nudos 8 y 14.

Los flujos de potencia activa y reactiva se muestran en la Fig. 5.6 y la Fig. 5.7. Del análisis de estas figuras se concluye que todos los dispositivos transfieren potencia activa desde el subsistema 2 al subsistema 1 con un valor y forma similar.

Sin embargo, en cuanto a la potencia reactiva este comportamiento no se

cumple. Por un lado, las topologías BTB, UPFC-P2Q y UPFC-P1Q pueden inyectar potencia reactiva en el nudo 8 sin necesidad de extraerla del nudo 14. Por otro lado, las topologías UPFC-P0Q y AC-link ShSPFC tienen que extraer potencia reactiva del nudo 14 para inyectarla en el nudo 8. Ésto se debe a que ambas topologías sólo contienen dos grados de libertad, el flujo de potencia activa y reactiva entre ambos subsistemas. Destacar que la topología UPFC-P1Q, entre la hora 17.5 y 20, absorbe energía del nudo 14 para inyectarla al 8. Cuando el sistema se encuentra en un estado de carga medio-bajo, esta topología se comporta igual que la topología BTB y UPFC-P2Q, ya que el convertidor conectado en paralelo tiene la suficiente capacidad para inyectar potencia reactiva. Mientras, cuando el estado de carga del sistema es alto (horas 17.5-20), parte de la potencia reactiva inyectada en el nudo 8 proviene del convertidor paralelo, hasta que alcanza su potencia nominal, y otra parte se absorbe del nudo 14.

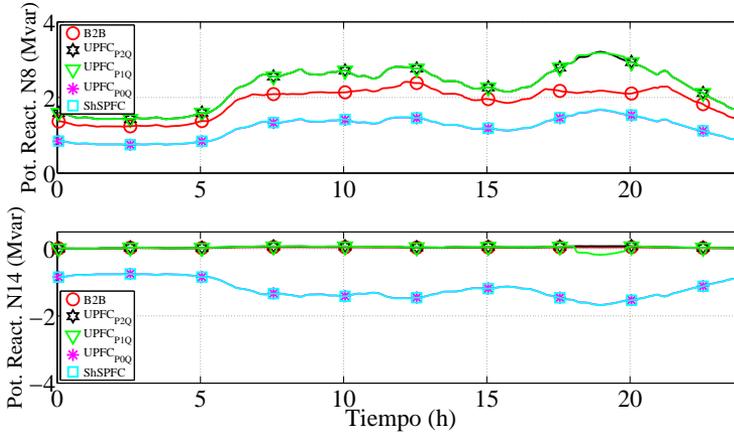


Figura 5.7: Flujos de potencia reactiva en los nudos 8 y 14.

Un análisis más detallado de los resultados se va a realizar para la topología AC-link ShSPFC. Para ello se muestra la Fig. 5.8, la cual representa la evolución de los *duty ratios* d_P y d_Q durante las 24 horas. Nótese que éstas son las variables de control en el OPF para la topología AC-link ShSPFC, que permiten alcanzar los flujos de potencia activa y reactiva necesarios para minimizar las pérdidas del sistema. La transformación \mathbf{T} propuesta en la sección 3.3.1 permite asociar con un mayor grado de dependencia el *duty ratio* d_P a la potencia activa y el *duty ratio* d_Q a la potencia reactiva [144]. Esta dependencia se puede observar comparando la Fig. 5.6, la Fig. 5.7 y la Fig. 5.8 correspondientes a los *duty ratios* y a los flujos de potencia activa y reactiva del AC-link ShSPC. La evolución del *duty ratio* d_P se caracteriza por tener la misma forma que el flujo de potencia activa inyectado en el nudo 8. De igual forma ocurre con el *duty ratio* d_Q y la potencia reactiva extraída

del nudo 14. Este resultado confirma la relación directa entre los *duty ratios* y sus respectivas potencias, demostrándose así que la selección de estos *duty ratios* son adecuadas para controlar los flujos de potencia activa y reactiva.

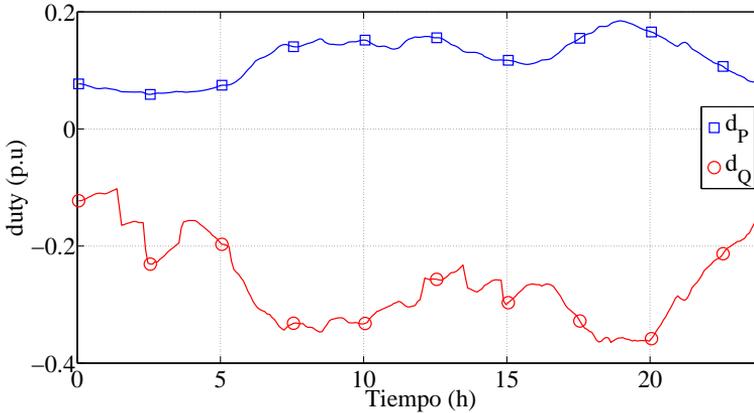


Figura 5.8: *Duty ratios* d_P y d_Q .

Topologías triterminal

En esta sección se van a mostrar los resultados obtenidos al mallar el sistema de referencia mediante la topología conocida como DC-link multiterminal. Esta topología es una ampliación de la topología BTB, donde se conectan 3 VSCs compartiendo el mismo enlace de continua. Al incorporar un VSC extra, los grados de libertad pasan de ser tres en la topología BTB, a cinco en el multiterminal DC-link (potencias reactivas en el PCC de cada VSC y la potencia activa de dos de los VSCs). El objetivo será, al igual que la sección anterior, minimizar las pérdidas de explotación del sistema de referencia mediante el mallado de la misma con esta topología.

Al sistema de referencia original se le han realizado los siguientes cambios para mostrar, aún más, los beneficios de la topología triterminal:

- Se añade un nudo nuevo, el nudo 15, conectado al nudo 6 a través de una línea.
- Se añade el DC-link multiterminal conectado entre los nudos 6, 8 y 15.
- Por último, se añade una carga en el enlace de continua del DFACTS triterminal, la cual representa la futura integración del coche eléctrico. La potencia máxima considerada para esta carga es de 500 kW. En el BC, sin VSCs, la carga correspondiente al coche eléctrico se conectará directamente al nudo 15.

Las ecuaciones que modelan el multiterminal son las mismas que en la topología BTB pero ampliadas a 3 VSCs. En este caso, el balance de potencia activa debe cumplir:

$$P_{VSC1} + P_{VSC2} + P_{VSC3} = 0 \quad (5.14)$$

El sistema de referencia modificado según los criterios anteriores se muestra en la Fig. 5.9.

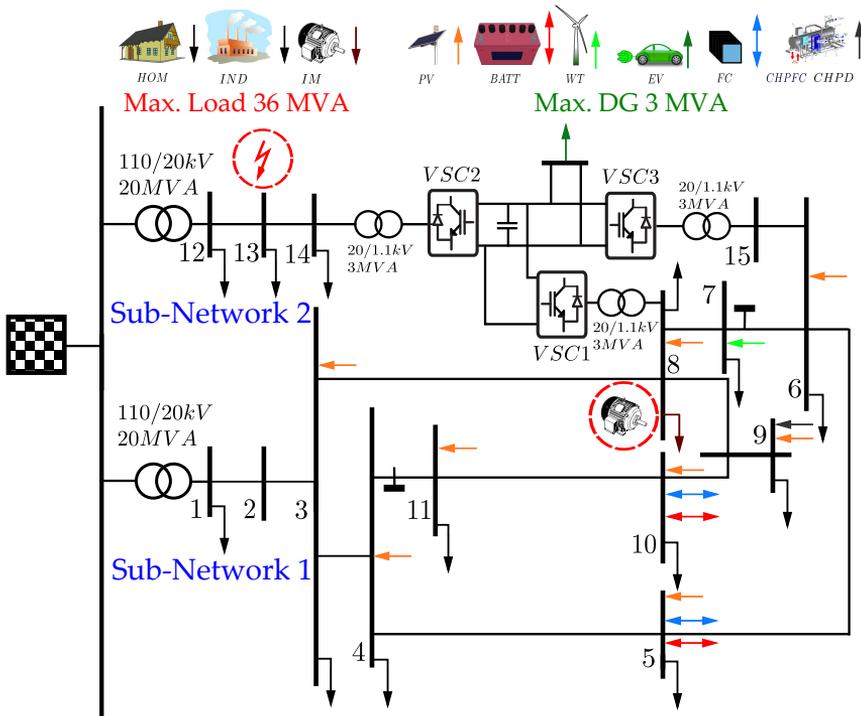


Figura 5.9: Sistema de referencia modificado para el análisis del DC-link multiterminal.

En la Fig. 5.10 se muestra la tensión de los nudos 6 y 9, así como las pérdidas totales diarias comparadas para ambos casos. Éstas son claramente más bajas en el caso con VSCs. Las pérdidas totales diarias en el BC se elevan a 6680 kWh, mientras en el caso con VSCs se reducen a 3465 kWh. Por tanto, se ha conseguido ahorrar alrededor de 3200 kWh al introducir el multiterminal DC-link en el sistema, suponiendo una reducción de casi la mitad de pérdidas respecto al BC.

Para alcanzar estos resultados, los flujos de potencia activa a través del DC-link fluyen desde los alimentadores menos cargados hacia los más cargados, equilibrándose así la corriente a lo largo de la red. La Fig. 5.11 muestra

la inyección de potencia activa de los VSCs. En ella, se observa que el VSC2 conectado a la subred 2 absorbe energía para inyectarla a la subred 1 a través de los VSC1 y VSC3, que se encuentran conectados a los alimentadores más cargados. También, cabe destacar el efecto positivo de la topología triterminal en las tensiones del sistema. Las tensiones de los nudos 6 y 9 son las más propensas a tener subtensiones debido a la topología de la red y las condiciones de carga. En este sentido, los VSCs son forzados a inyectar potencia reactiva en sus nudos de conexión, tal y como se muestra en la Fig. 5.11, provocando un aumento importante en las tensiones de estos nudos.

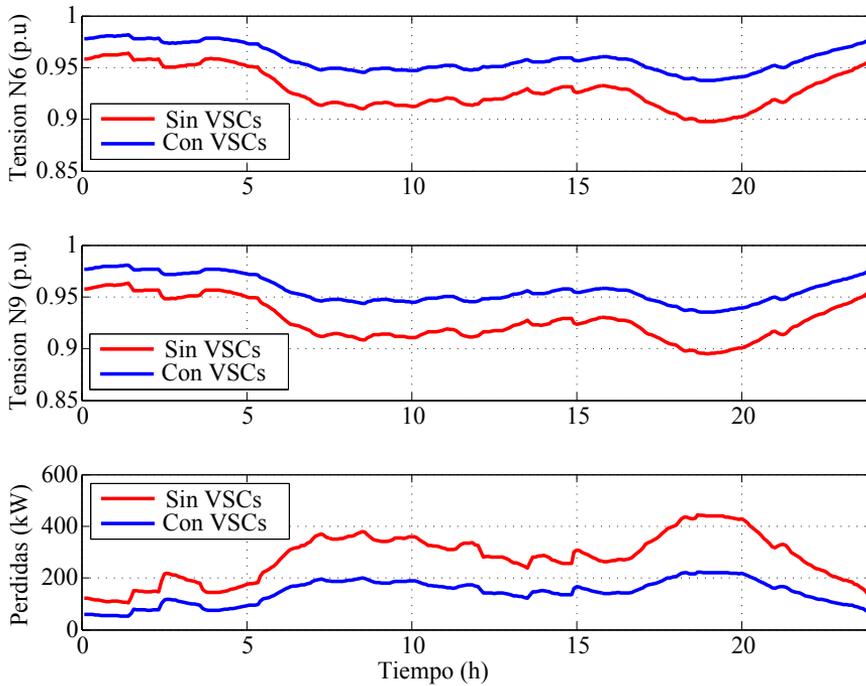


Figura 5.10: Comparación de la tensión de los nudos 6 y 9 y las pérdidas totales del sistema en el BC y VSCs.

5.3.2. Análisis económico

En esta subsección se van a comparar las topologías biterminal desde un punto de vista económico. Para ello, se tendrán en cuenta los resultados obtenidos en la subsección 5.3.1 para estas topologías. La Tabla 5.2 muestra los parámetros que se han utilizado en el análisis económico. En ella se recogen el número de VSCs o VeSC de cada topología, la potencia nominal, una estimación del coste de los VSCs o VeSC (incluyendo controladores,

medidores, aparata y transformadores de acoplamiento), el valor medio del precio de la energía (caso español) y las horas de operación anuales.

Destacar que el coste específico (euro/kVA) es diferente entre las topologías consideradas. Ésto se debe a que las topologías con dispositivos conectados en serie (AC-link ShSPFC y UPFC-P2Q/P1Q/P0Q) necesitan medidas de protección adicionales que protejan el transformador serie y los convertidores en caso de cortocircuito. Además, el coste de la topología AC-link ShSPFC se ha incrementado mediante un factor de corrección de 1.5, al tenerse en cuenta el hecho de que es una nueva topología que no tiene el grado de madurez tecnológica de los VSCs.

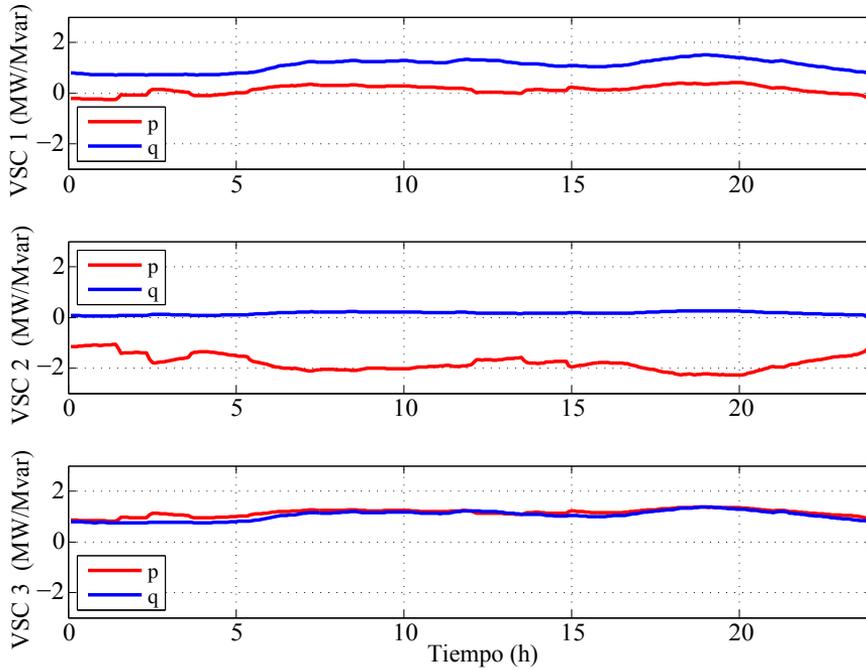


Figura 5.11: Flujos de potencia activa y reactiva de los VSCs.

En la Tabla 5.3 se muestra el ahorro energético diario de cada topología con respecto al BC. Este ahorro se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$E_k = A_{BC} - A_k; \quad (5.15)$$

donde $k = \text{BTB, UPFC-P2Q/P1Q/P0Q y AC-link ShSPFC}$, A_{BC} es el área existente entre la curva de pérdidas del BC y el eje de abscisas de la Fig. 5.4 y A_k se refiere al área existente entre la curva de pérdidas y el eje de abscisas de la topología k en la Fig. 5.4.

Las pérdidas totales del sistema en el BC son 5027 kWh, y el ahorro con los dispositivos DFACTS varía desde el 43.1 % en la topología UPFC-P0Q

Tabla 5.2: Parámetros económicos.

Parámetros	BTB	P2Q	P1Q	P0Q	ShSPFC
Número VSC/VeSC	2	2	2	2	1
Potencia Nominal (MVA)	6	6.25	3.25	0.5	0.25
Coste VSC/VeSC (euro/kVA)	150	180	180	180	270
Precio Energía (euro/kWh)	0.06				
Factor de Operación Anual (%)	80				
Tasa de interés anual (%)	3				

al 52.3% en la topología UPFC-P2Q. Por tanto, se puede concluir que la energía ahorrada es bastante elevada al utilizar cualquiera de las topologías estudiadas.

La tasa de recuperación de la inversión, PB (del inglés payback ratio), de cada topología se muestra en la última columna de la Tabla 5.3. Ésta se define mediante la siguiente expresión:

$$PB_k = \frac{B_k}{(1+m)^{ir}} - IC_k \text{ (mes)} \quad (5.16)$$

donde B_k se refiere a los beneficios debidos a la energía ahorrada, IC_k es el coste inicial de la inversión de cada una de las topologías, m es el mes en el que se está calculando el PB e ir es la tasa de interés mensual.

La variable B_k está calculada a partir de la energía ahorrada E_k , el número de días del mes n (30 días), el precio de la energía EP y el factor de operación anual F de la siguiente forma:

$$B_k = E_k EP \cdot F \cdot n \text{ (euro)} \quad (5.17)$$

El último término de (5.16) se corresponde con la inversión inicial IC_k , el cual se define de la siguiente forma:

$$IC_k = C_k P_k^{rated} \text{ (euro)} \quad (5.18)$$

donde C_k y P_k^{rated} son el coste y la potencia nominal de cada topología respectivamente, definidos en la Tabla 5.2.

Del análisis de la Tabla 5.3 se obtienen las siguientes conclusiones:

- La topología BTB tiene el valor de PB más alto y la topología AC-link ShSPFC tiene el valor más bajo. Ésto se debe a que la energía ahorrada E_k es muy parecida entre las diferentes topologías, sin embargo la potencia nominal P_k^{rated} es muy diferente entre ellas. La potencia nominal de la topología BTB es 6 MVA, mientras que la potencia nominal de la topología AC-link ShSPFC es 0.25 MVA. La ecuación (5.18) muestra que la inversión inicial está directamente relacionada con la potencia nominal, por tanto, la topología BTB requiere una alta inversión inicial causando un alto PB .

- La topología UPFC-P2Q tiene un PB similar a la topología BTB. Su ahorro energético es el más alto de todas las topologías, al igual que su potencia nominal. Este ahorro permite compensar su alta inversión inicial, de manera que le permite alcanzar un PB inferior al de la topología BTB.
- La topología UPFC-P1Q tiene un valor intermedio de PB , ya que su potencia nominal es prácticamente la mitad del de las topologías UPFC-P2Q y BTB y su ahorro energético es muy parecido.
- La topología UPFC-P0Q obtiene resultados similares a la configuración AC-link ShSPFC, al tener también una potencia nominal reducida y un ahorro energético similar.

En vista de los resultados alcanzados, las topologías UPFC-P0Q y AC-link ShSPFC serían las más recomendadas a la hora de mallar los sistemas de distribución. El valor del PB en ambas topologías es inferior a 10 años, el cual se considera un periodo de tiempo aceptable para el retorno de una inversión.

Tabla 5.3: Análisis energético y económico.

Topología	E_k (kWh/día)	E_k (%)	PB_k (mes)
BTB	2255	44.9	461
UPFC-P2Q	2626	52.3	364
UPFC-P1Q	2447	48.7	145
UPFC-P0Q	2168	43.1	27
AC-link ShSPFC	2176	43.3	22

5.4. Análisis en régimen dinámico

En esta sección se van a validar el OCL y el ICL mediante simulaciones dinámicas. Para ello se van a controlar los flujos de potencia activa y reactiva en los nudos 8 y 14 del sistema de referencia cuando se conectan las diferentes topologías consideradas en este trabajo. En concreto, para realizar estas simulaciones el sistema de referencia se va a reducir al sistema de la Fig. 5.12, donde los dos subsistemas se representan mediante una fuente de tensión y una impedancia equivalente. La tensión de cada subsistema se va a considerar igual en módulo y ángulo, debido a que en el sistema de referencia ambos subsistemas parten de la misma subestación. Mientras, la impedancia equivalente de cada subsistema se obtendrá a partir de su equivalente Thevenin, representado por las resistencias e inductancias R_1 , L_1 , R_2 y L_2 respectivamente. Los parámetros del sistema reducido se muestran en la Tabla 5.4.

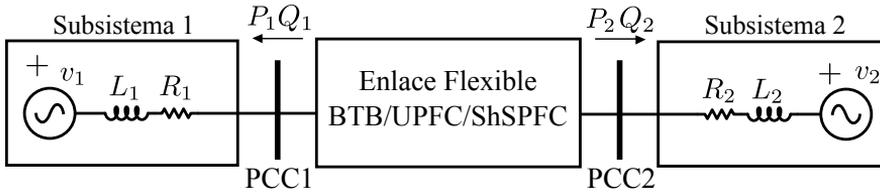


Figura 5.12: Esquema del sistema de referencia reducido utilizado para las simulaciones dinámicas.

Tabla 5.4: Parámetros del sistema de referencia reducido utilizados para la simulación dinámica.

Parámetros del sistema	Valor
Potencia base, S_b	10 MVA
Tensión nominal subsistema 1, V_1	20 kV
Tensión nominal subsistema 2, V_2	20 kV
Fase subsistema 1, θ	0 ($^\circ$)
Fase subsistema 2, θ	0 ($^\circ$)
Frecuencia del sistema, ω	50 Hz
Thevenin subsistema 1, R_1 y L_1	0.294 Ω + 0.4 mH
Thevenin subsistema 2, R_2 y L_2	0.202 Ω + 0.4 mH

La validación del ICL se llevará a cabo mediante un cambio en las consignas de referencia de potencia activa y reactiva en cada uno de los PCCs de las topologías DFACTS estudiadas. En el caso de las topologías con enlace de continua, BTB y UPFC, esta estrategia de control se ha desarrollado en la sección 2.4. Mientras, la estrategia de control utilizada para la topología AC-link ShSPFC será FL, desarrollada en la subsección 3.3.2.

Finalmente se procederá a validar el OCL. Para ello se van a realizar dos ensayos que permitirán analizar el comportamiento transitorio de este controlador. El primero de los ensayos va a consistir en provocar un cortocircuito en uno de los nudos del sistema de referencia. Mientras, el segundo ensayo consistirá en simular el arranque de una gran máquina de inducción que produzca un hueco de tensión en la red. Resaltar que la validación del OCL se realizará para la topología triterminal presentada en la sección 5.3.1.

Todas las simulaciones de los dispositivos DFACTS han sido realizadas utilizando MATLAB[®]/Simulink[®].

5.4.1. Cambio de consigna de referencia

En esta subsección se van a validar los controladores propuestos para cada topología mediante cambios de las referencias de potencias en forma de escalón. La respuesta dinámica alcanzada con cada topología y el grado de desacople entre las potencias activa y reactiva permitirá analizar si los controladores utilizados son adecuados para cada una de las topologías estudiadas.

Topología BTB

En este apartado se van a presentar los resultados de simulación correspondientes a la topología BTB. En la Fig. 5.13 se representan los elementos que componen esta topología. El valor de éstos se muestran en el Apéndice C. Destacar que los filtros de acoplamiento utilizados para ambos VSCs son filtros LCL , que la potencia nominal de los VSCs es 3 MVA y que se utiliza un transformador de conexión red, cuya relación de transformación es 20/0.5 kV.

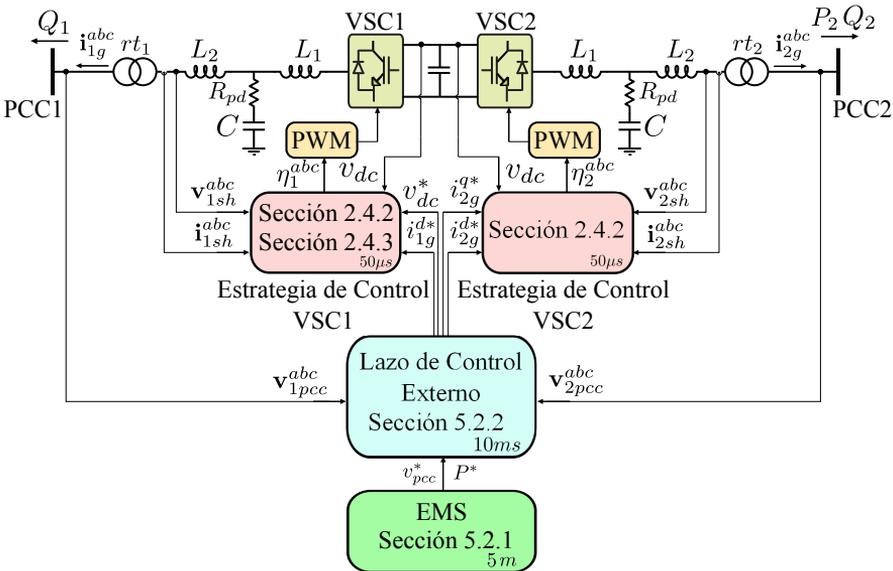


Figura 5.13: Esquema de la topología BTB utilizado para las simulaciones dinámicas.

El control aplicado a cada uno de los VSCs se basa en garantizar el control de sus grados libertad Q_1 , P_2 y Q_2 . De esta forma, cada VSC estará encargado de uno o varios grados de libertad según los siguientes criterios:

- El VSC1 se va a encargar de controlar la tensión del enlace de continua. Por tanto, la estrategia de control utilizada para este VSC será la desa-

rollada en la sección 2.4.3. Además, este convertidor podrá controlar la potencia reactiva inyectada en el PCC1. Para ello se utilizará la estrategia de control desarrollada en la sección 2.4.2. En este caso, el control de la potencia reactiva se realiza a través de la corriente i_{1sh}^d inyectada por el VSC a la red.

- El VSC2 estará encargado de controlar la potencia reactiva inyectada en el PCC2 y el flujo de potencia activa entre ambos subsistemas. La estrategia de control utilizada para este VSC fue desarrollada en la sección 2.4.2, donde el control de la potencia activa y reactiva se lleva a cabo mediante las corrientes i_{2sh}^q e i_{2sh}^d respectivamente.

Una vez se ha definido la tarea encomendada a cada VSC, se va a proceder a describir las simulaciones realizadas para analizar el diseño y el control de esta topología:

- La tensión de referencia del enlace de continua se fija en 1000 V. Esta tensión se selecciona de forma genérica como el doble de la tensión de la red donde el VSC está conectado.
- Inicialmente, la potencia reactiva controlada por el VSC1 se encuentra fijada en -1 Mvar. En el instante de tiempo $t=0.3$ s se produce un cambio de referencia hasta 0 Mvar.
- La potencia reactiva controlada por el VSC2 se encuentra fijada inicialmente en 0 Mvar. En el instante de tiempo $t=0.5$ s se produce un cambio de referencia hasta -1 Mvar.
- Finalmente, se produce un cambio en la referencia de potencia activa controlada por el VSC2, desde 0.5 MW hasta -0.5 MW en el instante $t=0.7$ s.

Resaltar que los cambios producidos en las referencias de potencia suponen aproximadamente 1/3 de la potencia nominal de los VSCs.

La Fig. 5.14 representa las potencias activas y reactivas, reales y de referencia, de los dos VSCs cuando se realiza el ensayo anterior. La potencia reactiva del VSC1, Q_1 , muestra un adecuado seguimiento de su referencia Q_1^* , respondiendo de forma exponencial al cambio producido en forma de escalón. Esta respuesta se corresponde adecuadamente con el controlador de primer orden diseñado para controlar estas potencias. Los siguientes cambios de referencia, producidos en los instantes de tiempo 0.5 s y 0.7 s, se corresponden con la potencia reactiva y activa del VSC2. Nuevamente se observa un adecuado seguimiento de las referencias para este VSC, respondiendo al cambio producido en escalón de forma exponencial. También es importante destacar que los cambios de referencia producidos para una potencia no afectan a las otras dos. Por tanto, se puede afirmar que el controlador desarrollado consigue un adecuado desacoplamiento entre ambos VSCs y sus respectivas potencias.

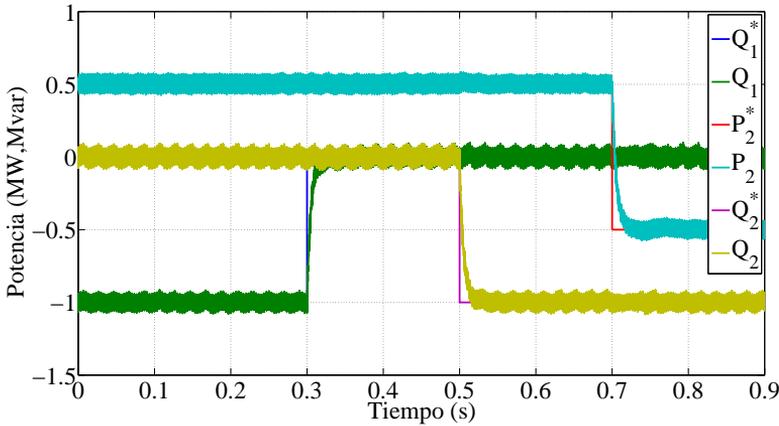


Figura 5.14: Seguimiento de los flujos de potencia activa y reactiva en la simulación dinámica de la topología BTB.

El seguimiento de la tensión del enlace de continua se muestra en la Fig. 5.15. Esta tensión es controlada por el VSC1 y, como se puede observar en esta figura, el seguimiento de la referencia de tensión v_{dc}^* se realiza de forma adecuada. Destacar que en el instante $t=0.7$ s se produce una sobreoscilación de esta tensión, que coincide con el cambio producido en la potencia activa de referencia del VSC2. La potencia activa inyectada por el VSC2 es absorbida desde el VSC1 circulando a través del enlace de continua. Por tanto, cualquier variación de esta potencia afectará a la tensión del enlace. A pesar de esta sobreoscilación se puede considerar que el controlador trabaja adecuadamente, ya que su variación apenas supone 20 V respecto al valor de referencia (1000 V) y su recuperación se produce en corto periodo de tiempo, 0.1 s.

Finalmente, se muestra la Fig. 5.16 correspondiente a la corriente inyectada en coordenadas abc de los PCCs de cada VSC. Estas corrientes se caracterizan por ser predominante sinusoidales con una frecuencia fundamental de 50 Hz. El THD de estas corrientes es 3.87 % para el VSC1 y 4.05 % para el VSC2, demostrándose así que el diseño del filtro LCL se ha realizado de forma adecuada. Es importante destacar que los VSCs se encuentran trabajando a $1/3$ de su potencia nominal en este ensayo. Si estuvieran trabajando a su potencia nominal, el THD de ambos VSCs sería inferior a los valores anteriores. Para ambas figuras se representa un intervalo de tiempo de 0.2 s, de tal forma que se puedan apreciar la forma de onda de las corrientes. Para la corriente i_{g1}^{abc} se representa el intervalo de tiempo entre los instantes [0.2-0.4] s, que coincide con el cambio de referencia de potencia reactiva Q_1 a los 0.3 s. De forma similar se procede con la corriente i_{g2}^{abc} , representando el intervalo de tiempo entre [0.4-0.6] s que coincide con el cambio de potencia

de reactiva Q_2 en el instante 0.5 s.

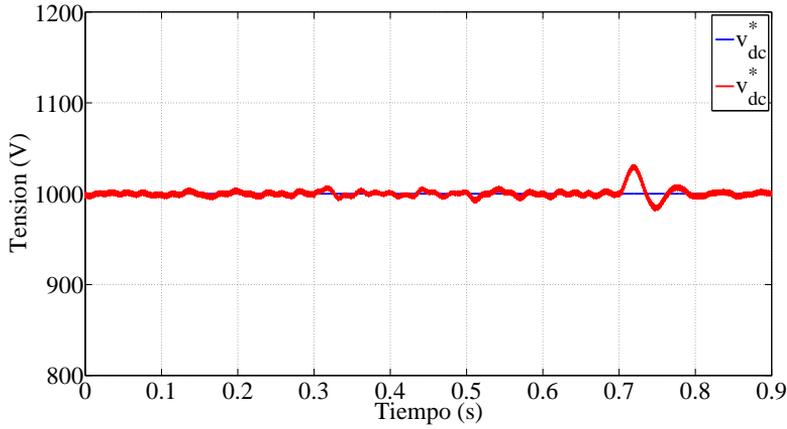


Figura 5.15: Seguimiento de la tensión del enlace de continua v_{dc} en la simulación dinámica de la topología BTB.

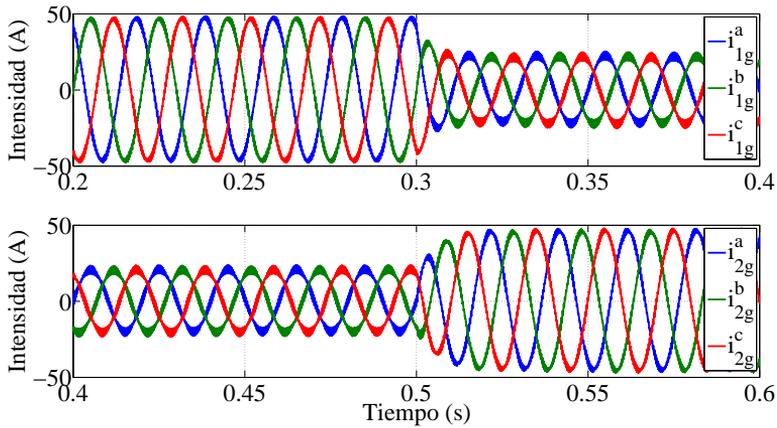


Figura 5.16: Corrientes en coordenadas abc inyectadas por los VSCs en la simulación dinámica de la topología BTB.

Topología UPFC

En este apartado se van a presentar los resultados de simulación correspondientes a la topología UPFC. En la Fig. 5.17 se representan los elementos más importantes correspondientes a esta topología. El valor de los parámetros de esta topología se recogen en el Apéndice C. Resaltar que el filtro de

acoplamiento utilizado para ambos VSCs es un filtro LCL . En el caso del VSC conectado en serie, VSCse, la inductancia de acoplamiento a red L_{2se} representa la inductancia de cortocircuito del transformador conectado en serie. La potencia nominal del VSC conectado en paralelo y en serie es 3 MVA y 250 kVA respectivamente. La relación de transformación del transformador conectado en paralelo es 20/0.5 kV, igual que la de los VSCs de la topología BTB, mientras que la relación de transformación del convertidor serie es 0.5/0.5 kV.

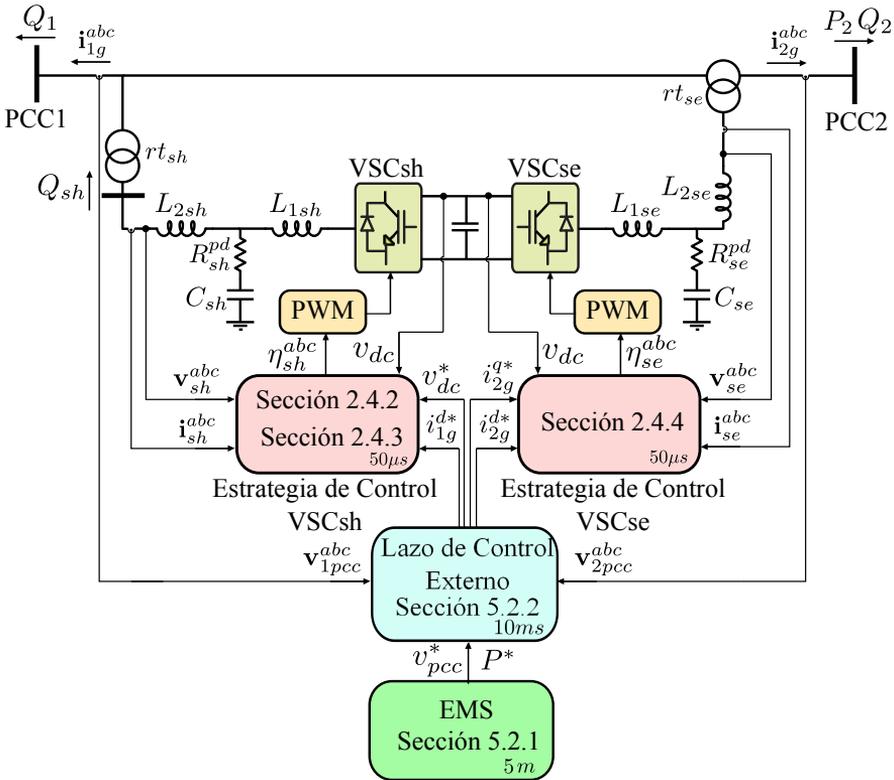


Figura 5.17: Esquema de la topología UPFC utilizado para las simulaciones dinámicas.

La estrategia de control aplicada a cada VSC se basa en asegurar la independencia en el control de sus grados libertad Q_1 , P_2 y Q_2 . Para ello cada VSC se encargará de controlar las siguientes potencias:

- El VSC conectado en serie se va a encargar de controlar la potencia reactiva inyectada en el PCC2 y el flujo de potencia activa entre ambos subsistemas. Para ello se aplicará la estrategia de control desarrollada en la sección 2.4.4, donde el control de la potencia activa y reactiva se lleva a cabo mediante las corrientes i_{se}^q e i_{se}^d respectivamente.

- El VSC conectado en paralelo se encargará de controlar la tensión del enlace de continua utilizando la estrategia de control desarrollada en la sección 2.4.3. Además, este VSC podrá controlar la potencia reactiva hacia el subsistema 1 a través de la propia potencia reactiva inyectada por el convertidor. La ecuación (5.19) presenta el cálculo de la referencia de potencia para este convertidor. Ésta se basa en el cumplimiento del balance de potencia reactiva a lo largo de la línea. Una vez se conoce la referencia de potencia reactiva de este convertidor, se puede aplicar el algoritmo de control desarrollado en la sección 2.4.2 que permite el adecuado seguimiento de esta potencia.

$$Q_{sh}^* = Q_1^* + Q_2^* \quad (5.19)$$

La simulación llevada a cabo para validar la estrategia de control de la topología UPFC consiste en las siguientes acciones:

- La tensión de referencia del enlace de continua se fija en 1000 V.
- La potencia reactiva inyectada al subsistema 1 se encuentra fijada en -2 Mvar. En el instante de tiempo $t=0.1$ s se realiza un cambio de referencia hasta -3 Mvar.
- El flujo de potencia activa entre ambos subsistemas se encuentra fijado inicialmente en 1 MW. En el instante de tiempo $t=0.3$ s se lleva a cabo un cambio de referencia hasta los 2 MW.
- Por último, se produce un cambio en la referencia de potencia reactiva inyectada al subsistema 2 desde -2 Mvar hasta -3 Mvar en el instante de tiempo $t=0.5$ s.

En la Fig. 5.18 se muestran los flujos de potencia activa y reactiva, reales y de referencia, hacia los subsistemas 1 y 2. El seguimiento de las referencias se realiza de forma adecuada, obteniéndose error nulo en estado estacionario. Además, la respuesta dinámica al cambio en escalón se produce de forma exponencial, conforme a los controladores de primer orden diseñados en la sección 2.4.2 y 2.4.4 para el VSC conectado en paralelo y el VSC conectado en serie respectivamente. Respecto al acoplamiento entre las potencias, el cambio de referencia en la potencia reactiva del subsistema 1 no produce ningún efecto sobre la potencia activa y reactiva hacia el subsistema 2. Sin embargo, un cambio de potencia reactiva o activa en el subsistema 2 afecta levemente a las otras dos potencias. A pesar de esto, esta variación es muy pequeña en comparación con el cambio de 1 MW/Mvar producido en las referencias y el controlador actúa rápidamente para volver a seguir su referencia. Por tanto, se puede afirmar que el desacoplamiento alcanzado con esta topología también es satisfactorio.

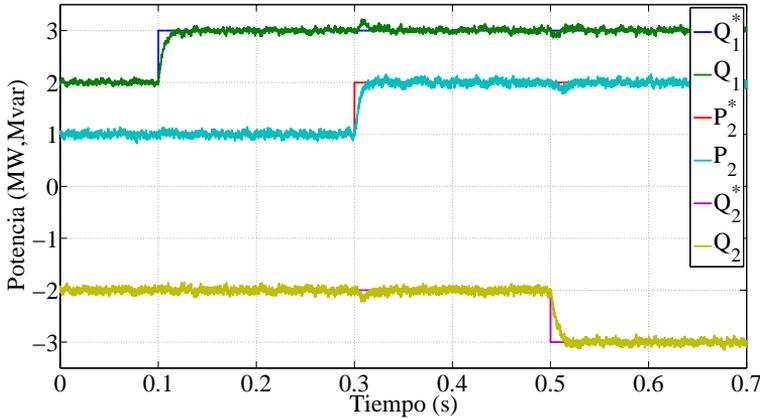


Figura 5.18: Seguimiento de los flujos de potencia activa y reactiva en la simulación dinámica de la topología UPFC.

En la Fig. 5.19 se muestran las potencias inyectadas por los VSCs conectados en paralelo y en serie. La gráfica superior representa la potencia reactiva Q_{sh} correspondiente al convertidor paralelo, cuyo valor debe dar cumplimiento a (5.19). De hecho, entre los instantes de tiempo $[0-0.1]$ s y $[0.5-0.7]$ s, donde las potencias reactivas entre el subsistema 1 y 2 son idénticas, el convertidor paralelo no inyecta potencia reactiva alguna al sistema, ya que el control de la potencia reactiva del subsistema 2 permite obtener la potencia reactiva demanda por el subsistema 1. Destacar que en los instantes de tiempo anteriores, la topología UPFC se comportaría como si trabajara con el modo de operación P0Q. Respecto a la gráfica inferior, correspondiente a la potencia activa y reactiva del VSC serie P_{se} y Q_{se} , resaltar que esta potencia es alrededor de 100 veces menor que la potencia circulante por la línea. Ésta es la característica más importante de la topología UPFC: con un VSC de baja potencia se puede provocar una potencia circulante entre ambos subsistemas de gran magnitud.

La Fig. 5.20 representa las corrientes en coordenadas abc hacia los subsistemas 1 y 2. Con el objetivo de mostrar la forma de onda de estas corrientes de la manera más clara posible se representa un intervalo de tiempo de 0.2 s de simulación. La corriente hacia el subsistema 1 se representa para el intervalo de tiempo entre $[0.2-0.4]$ s, que coincide con el cambio producido de la potencia reactiva Q_1 en el instante de tiempo $t=0.3$ s. Para el subsistema 2, se representa la corriente entre los intervalos de tiempo $[0.4-0.6]$ s, que coinciden con el cambio de referencia en escalón de la potencia reactiva Q_2 en el instante de tiempo $t=0.5$ s. Como se puede observar en esta figura, la forma de onda es claramente sinusoidal con una frecuencia fundamental de 50 Hz. El THD correspondiente a las corrientes circulantes hacia los subsistemas 1 y 2 es 1.8 % y 2.3 %, respectivamente. El bajo contenido armónico obtenido

indica que los filtros *LCL* para el VSC paralelo y serie se han diseñado de forma adecuada.

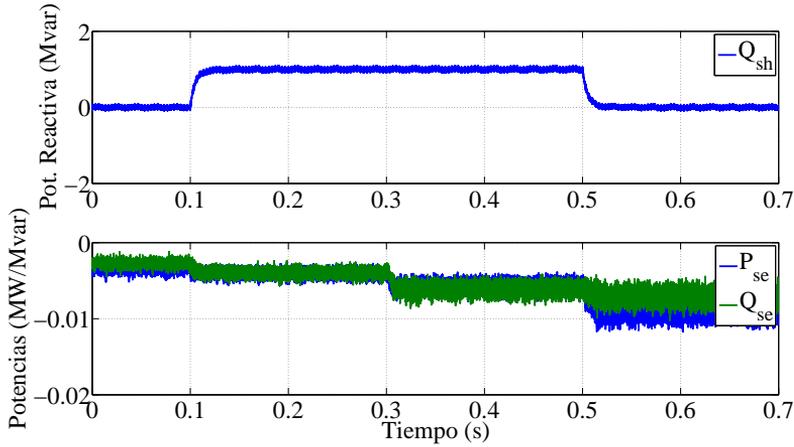


Figura 5.19: Potencia reactiva inyectada por el VSC paralelo y potencia activa y reactiva inyectada por el VSC conectado en serie en la simulación dinámica de la topología UPFC.

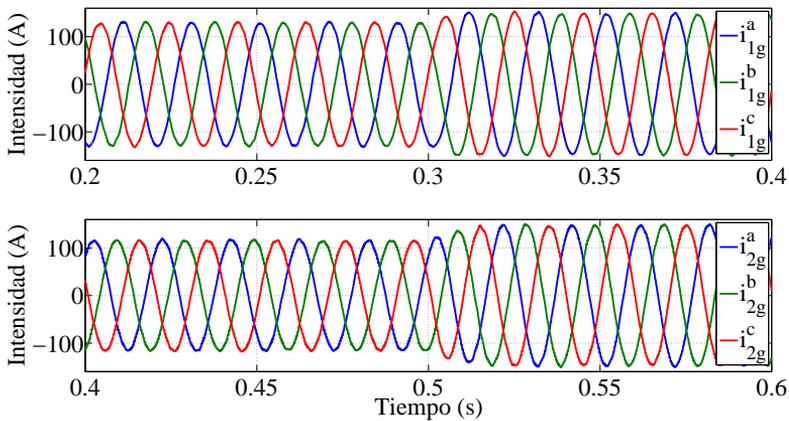


Figura 5.20: Corrientes en coordenadas *abc* en la simulación dinámica de la topología UPFC.

Para finalizar el análisis de los resultados de esta topología se muestra la tensión del enlace de continua v_{dc} y la tensión inyectada en serie al sistema \mathbf{v}_{se}^{abc} en la Fig. 5.21. Respecto a la tensión del enlace de continua se observa un adecuado seguimiento de ésta, validándose así el controlador desarrolla-

do en la sección 2.4.3. Sin embargo, se producen leves perturbaciones en los instantes de tiempo 0.1, 0.3 y 0.5 s correspondientes a los cambios en las referencias de potencia. Estas variaciones son totalmente asumibles por el sistema, ya que apenas suponen una variación de 10 V en el enlace de continua teniendo en cuenta que los cambios realizados en las potencias son de 1 MW/Mvar y que la tensión del enlace es 1000 V. La gráfica inferior muestra la tensión serie inyectada al sistema en el intervalo de tiempo [0.4-0.6] s. Esta tensión muestra un alto contenido armónico debido a la conmutación de los IGBTs en el VSCse. Sin embargo, la tensión del sistema apenas se ve afectada por ella porque la tensión serie es una fracción de la tensión nominal de la red.

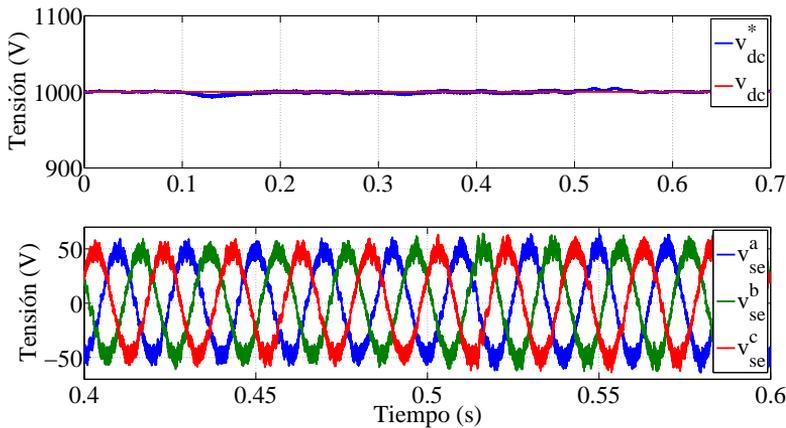


Figura 5.21: Tensión del enlace de continua y tensión inyectada en serie en la simulación dinámica de la topología UPFC.

Topología AC-link ShSPFC

En este apartado se van a presentar los resultados obtenidos en la simulación de la topología AC-link ShSPFC. En la Fig. 5.22 se representan los elementos más importantes de esta topología, cuyos valores se recogen en el Apéndice C. Destacar que el filtro de entrada al VeSC es un filtro del tipo LC y el de salida un filtro LCL . La inductancia L_{sh} representa la inductancia de cortocircuito del transformador conectado en paralelo. Mientras, la inductancia L_{se} representa la inductancia de cortocircuito del transformador conectado en serie. La potencia nominal del VeSC y de los transformadores paralelo y serie es 250 kVA. La relación de transformación de estos transformadores es 20/0.5 kV y 0.5/0.5 kV respectivamente.

La estrategia de control seleccionada para la simulación de la topología AC-link ShSPFC es FL. Esta estrategia fue desarrollada en la sección 3.3.2

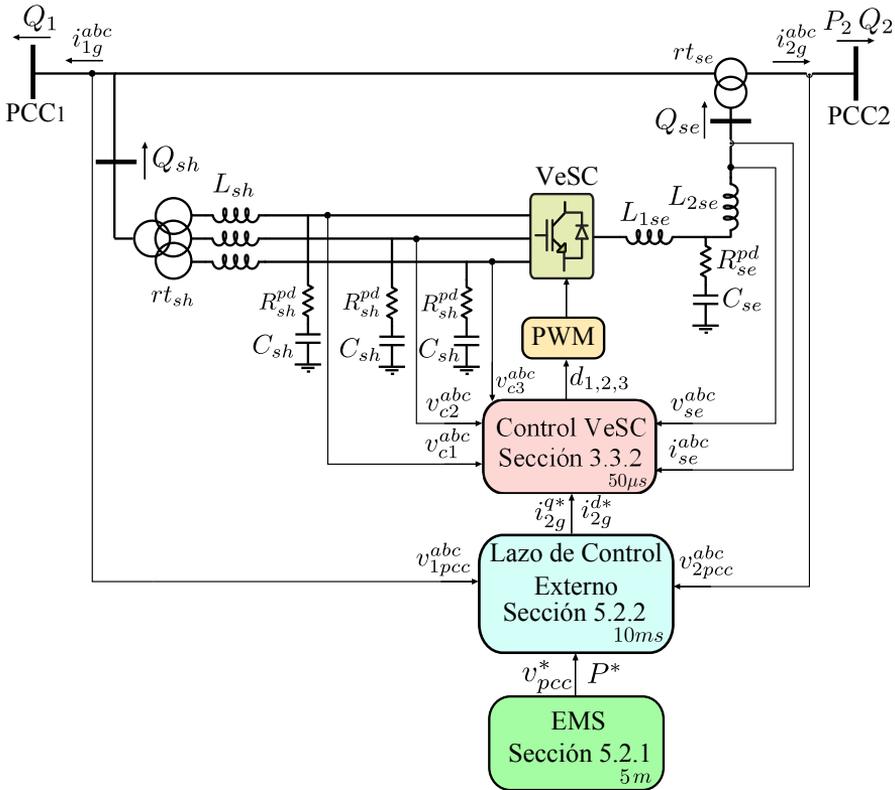


Figura 5.22: Esquema de la topología AC-link ShSPFC utilizado para las simulaciones dinámicas.

y mostró mejores resultados que el controlador PI desarrollado en la sección 3.3.2, al no depender del punto de funcionamiento sobre el que se linealiza el sistema.

La simulación llevada a cabo para validar la topología AC-link ShSPFC en sistemas de distribución consta de las siguientes acciones:

- Inicialmente, el flujo de potencia activa hacia al subsistema 2 se encuentra fijado en 1.5 MW. En el instante de tiempo $t=0.1$ s se produce un cambio de referencia hasta los 2.5 MW.
- El flujo de potencia reactiva entre ambos subsistemas se fija en un valor inicial de referencia de -1 Mvar. En el instante de tiempo $t=0.3$ s se produce un cambio de referencia hasta los -2 Mvar.

En la Fig. 5.23 se representan los flujos de potencia activa y reactiva intercambiados entre ambos subsistemas. Esta topología se caracteriza por tener dos grados de libertad, P_2 y Q_2 , en el PCC2. Como se puede observar,

el seguimiento de las referencias se realiza de forma adecuada alcanzándose error en régimen permanente nulo y respondiendo exponencialmente a los cambios de las referencias en forma escalón. Este comportamiento está acorde con el controlador FL de primer orden diseñado para esta topología. Ambas potencias presentan un buen grado de desacoplamiento, ya que un cambio en la potencia de referencia de una no produce variación en la otra.

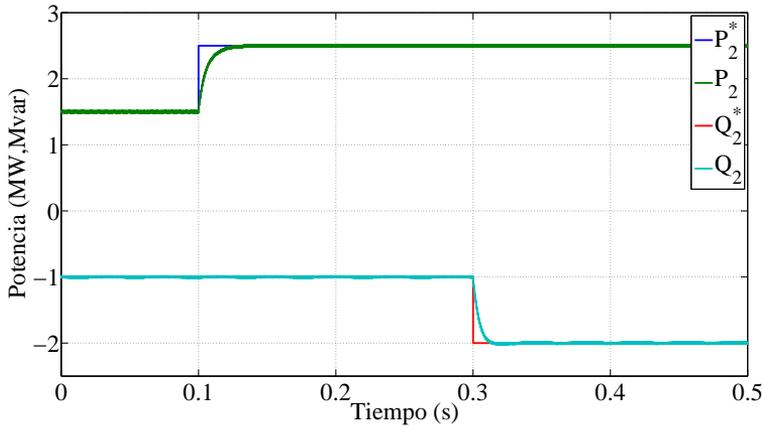


Figura 5.23: Seguimiento de los flujos de potencia activa y reactiva en la simulación dinámica de la topología AC-link ShSPFC.

En la Fig. 5.24 se muestran las corrientes circulantes por el subsistema 1 y 2 en coordenadas abc . Estas corrientes se caracterizan por tener forma similar en ambos subsistemas, al ser los flujos de potencia muy similares en los PCCs. La forma de onda se caracteriza por ser predominante sinusoidal con una frecuencia de 50 Hz. Los THD de las corrientes del subsistema 1 y 2 son 0.49 y 0.35 % respectivamente, permitiendo afirmar que el diseño de los filtros de entrada y salida al VeSC se ha realizado adecuadamente.

Finalmente se muestra la tensión serie inyectada a la red y el valor de los *duty ratios* en la Fig. 5.25. La tensión serie se caracteriza por tener un alto contenido armónico de alta frecuencia. Sin embargo, esta tensión apenas tendrá efecto sobre la calidad de onda de las tensiones del sistema al ser una fracción de la tensión nominal de la red. La evolución de los *duty ratios* se muestra en la figura inferior. En ella se observa cómo varían los *duty ratios* al producirse los cambios de potencia activa y reactiva en los instantes 0.1 y 0.3 s, respectivamente. Destacar que estos valores están comprendidos entre [0-1] p.u. y que la suma de éstos es igual a la unidad, dando así cumplimiento a (2.11).

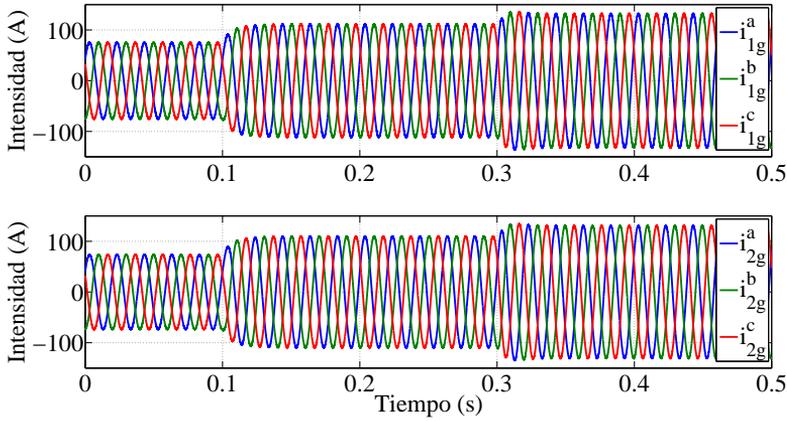


Figura 5.24: Corrientes en coordenadas abc en la simulación dinámica de la topología AC-link ShSPFC.

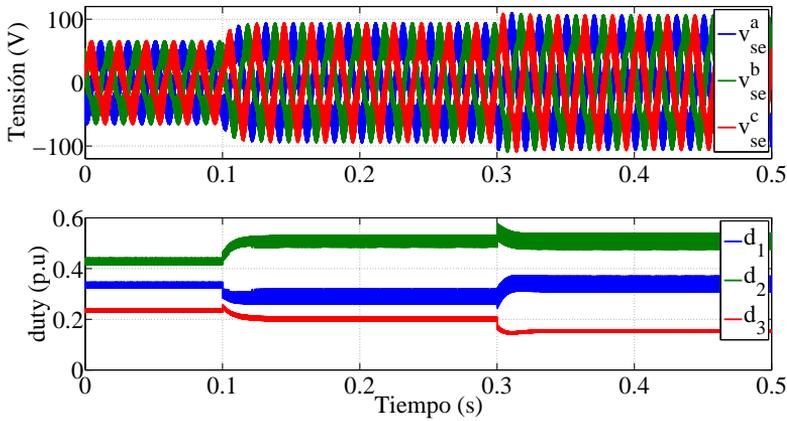


Figura 5.25: Tensión inyectada en serie al sistema y valor de los $duty$ ratios en la simulación dinámica de la topología AC-link ShSPFC.

5.4.2. Comportamiento ante falta

En esta subsección se va a validar el funcionamiento del OCL cuando ocurre una falta trifásica. La topología utilizada para validar este funcionamiento es la topología triterminal presentada en la sección 5.3.1. Cuando ocurre un cortocircuito, los VSCs deben limitar sus corrientes debido principalmente a dos importantes razones:

- Proteger a los VSCs de sobrecorrientes.

- Limitar la corriente de falta para mantener la misma corriente de cortocircuito que en el caso radial sin operación de VSCs.

La simulación de la falta va a consistir en provocar un cortocircuito franco trifásico en el nudo 13, de tal manera que se pueda evaluar el funcionamiento del OCL. En la Fig. 5.26 se muestran los resultados obtenidos al simular un cortocircuito en el intervalo de tiempo [1.25-3.5] s.

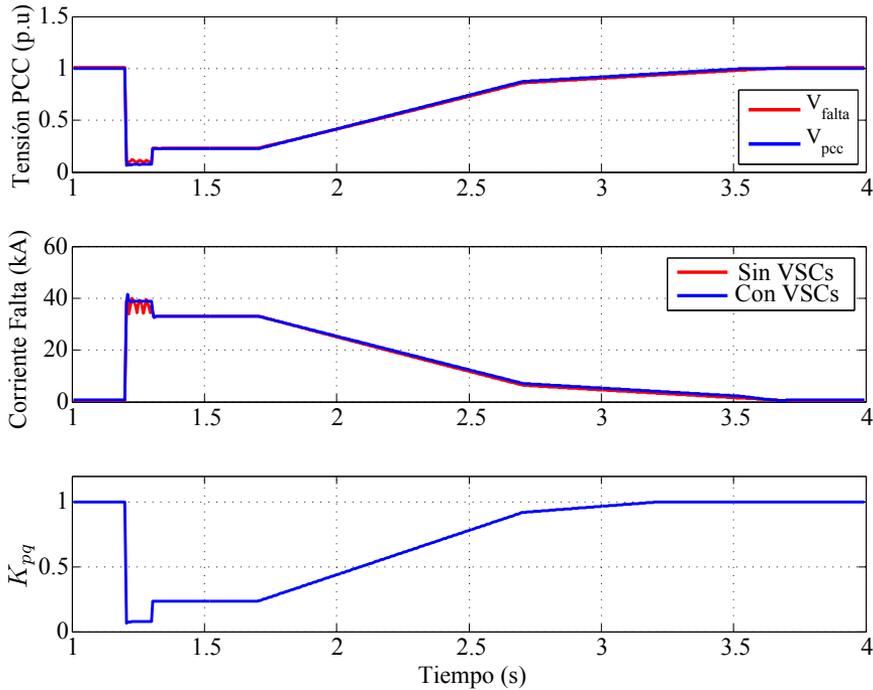


Figura 5.26: Comportamiento del VSC2 en la topología triterminal durante una falta trifásica en el nudo 13.

La figura de arriba muestra la tensión del nudo donde se ha producido la falta y la tensión del PCC2 donde el VSC2 está conectado. En el momento inicial del cortocircuito, estas tensiones evolucionan a un valor cercano a cero. Posteriormente, estas tensiones se van recuperando hasta alcanzar su valor nominal conforme el cortocircuito va desapareciendo. La figura central representa la evolución de las corrientes de cortocircuito cuando se utiliza la topología triterminal (con VSCs) y en el BC (sin VSCs). En esta figura se puede observar que las corrientes de cortocircuito son similares en ambos casos, cumpliéndose así una de las exigencias solicitadas a los VSCs en caso de cortocircuito. Finalmente, se muestra la evolución del factor K_{pq} durante el cortocircuito en la figura inferior. Este valor disminuye conforme a la evolución de la tensión del PCC, asegurando, mediante (5.12) y (5.13), que

las potencias de referencia enviadas a los VSCs son reducidas protegiéndose así a los VSCs contra sobrecorrientes.

5.4.3. Compensación dinámica de potencia reactiva

En esta subsección también se va a comprobar la respuesta del OCL. En este caso, el objetivo será provocar un pequeño hueco de tensión y ver la respuesta de los VSCs cuando disminuye esta tensión.

Los VSCs se pueden utilizar para mitigar pequeños huecos o fluctuaciones de tensión gracias a su capacidad de inyectar potencia reactiva de forma rápida. En el caso de pequeños huecos de tensión, éstos podrían aparecer en sistemas de distribución cuando se produce el arranque de una gran máquina de inducción. Mientras, las fluctuaciones de tensiones podrían ser provocadas cuando aparecen ráfagas de viento continuadas en generadores eólicos [145]. En la Fig. 5.27 se muestra el hueco de tensión producido por el arranque

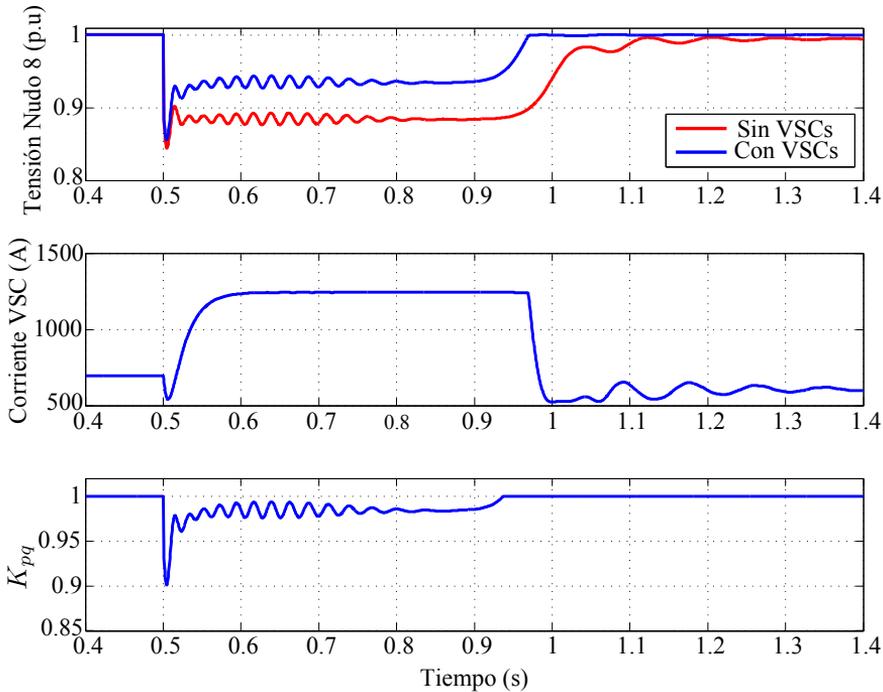


Figura 5.27: Comportamiento del VSC durante el arranque de un motor de inducción en el nudo 8.

de un motor de inducción de 500 kW en el nudo 8. En la gráfica superior se representa la evolución de la tensión de este nudo con VSCs y sin VSCs, observándose una mejora en la evolución de la misma en el caso de utilizar VSCs, tanto en la reducción del hueco de tensión como en una más rápida

recuperación de la tensión a su valor de referencia. Esta mejora se debe a la inyección de potencia reactiva desde el VSC1, cuya corriente se muestra en la gráfica central. En este caso, el controlador PI aplicado a la tensión del PCC provoca una fuerte inyección de potencia reactiva (ver control PI de la Fig. 5.3), de tal forma que el error en tensión sea nulo lo más rápidamente posible. Finalmente, en la última gráfica se muestra el factor de corrección K_{pq} durante el hueco de tensión. Este factor es inferior a uno durante el hueco, con el objetivo de proteger al propio convertidor de sobrecorrientes. Si este factor no existiera, el VSC1 inyectaría tanta potencia reactiva como fuera posible para mitigar el hueco de tensión, provocando sobrecorrientes en el propio VSC que causarían su deterioro.

Capítulo 6

Resultados Experimentales

Este capítulo tiene como objetivo mostrar los resultados experimentales obtenidos al realizar los montajes en laboratorio de las topologías BTB y AC-link ShSPFC. En el caso de la topología BTB se han desarrollado tres montajes experimentales con una potencia de 20, 100 y 500 kVA, respectivamente. Estos prototipos surgen a raíz de un proyecto de transferencia tecnológica financiado por ENDESA.

En cuanto a la topología AC-link ShSPFC, su desarrollo en laboratorio ha permitido validar experimentalmente el funcionamiento propio de la topología, así como los algoritmos de control desarrollados para la misma en la sección 3.3.

6.1. Resultados experimentales BTB

En esta sección se van a mostrar los resultados experimentales alcanzados con los diferentes prototipos desarrollados para la topología BTB. Para ello se van a definir: los elementos que componen cada dispositivo, los parámetros nominales de diseño de los mismos, las estrategias de control aplicadas, el tipo de controlador utilizado, las mejores efectuadas entre los diferentes prototipos y los ensayos realizados para validar el funcionamiento.

6.1.1. Topología BTB de 20 kVA

Esta topología consta de dos VSCs trifásicos, de dos niveles y 20 kVA cada uno, compartiendo el mismo enlace de continua. La Fig. 6.1 y la Fig. 6.2 muestran el esquema unifilar de la topología completa y el prototipo real montado en el laboratorio respectivamente. En ellas, se observan las diferentes partes del montaje experimental destacando los siguientes elementos:

- Red de distribución a escala. El objetivo de este montaje es escalar

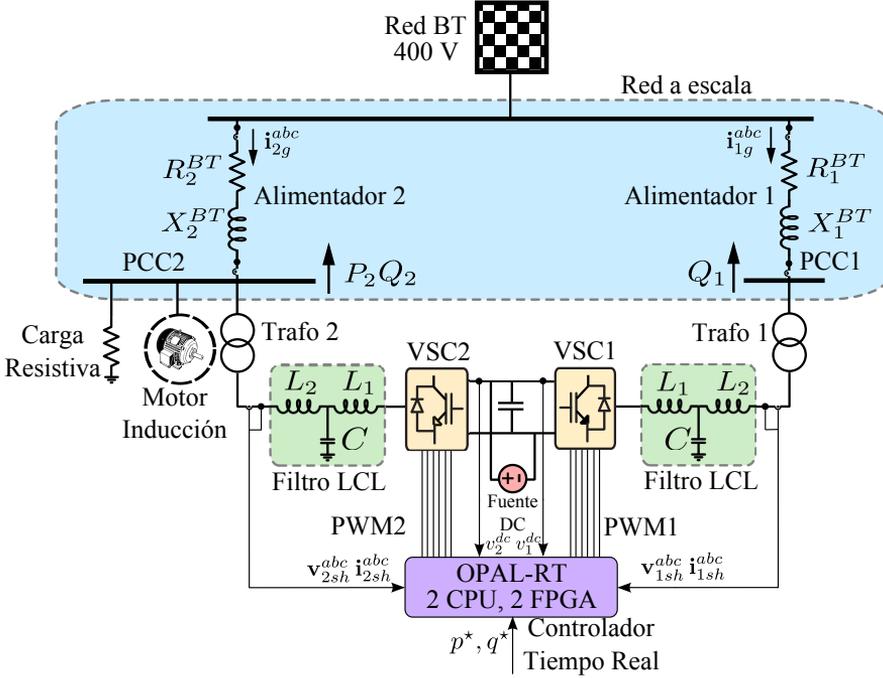


Figura 6.1: Esquema unifilar del montaje en laboratorio correspondiente a la topología BTB de 20 kVA.

en baja tensión una red típica de media tensión. La red original de media de tensión está formada por dos alimentadores de 6.5 y 8 km, cuya tensión y potencia base son 20 kV y 10 MVA respectivamente. El escalado en baja tensión se realiza para una tensión y potencia base de 400 V y 20 kVA respectivamente. Una vez se han fijado los valores base del sistema de media y baja tensión, se pueden obtener los valores de reactancia, X , y resistencia, R , en baja tensión, mediante las ecuaciones (6.1)-(6.2). En este caso concreto, el escalado se basa en mantener la misma relación X/R en baja tensión, que la existente en la línea original de media tensión:

$$Z_{base}^{MT} = \frac{V_{MT}^2}{S_{MT}} \Rightarrow \begin{cases} X_{pu} = \frac{X_{MT}}{Z_{base}^{MT}} \\ R_{pu} = \frac{R_{MT}}{Z_{base}^{MT}} \end{cases} \quad (6.1)$$

$$Z_{base}^{BT} = \frac{V_{BT}^2}{S_{BT}} \Rightarrow \begin{cases} X_{BT} = X_{pu} Z_{base}^{BT} \\ R_{BT} = R_{pu} Z_{base}^{BT} \end{cases} \quad (6.2)$$

donde Z_{base}^{MT} y Z_{base}^{BT} son las impedancias base del sistema en media y baja tensión, V_{MT} y V_{BT} son las tensiones base en media y baja

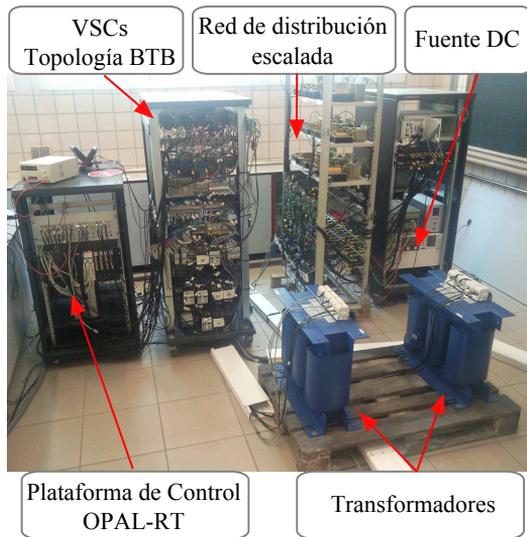


Figura 6.2: Montaje en laboratorio de la topología BTB de 20 kVA.

tensión, S_{MT} y S_{BT} son las potencias base en media y baja tensión, X_{pu} y R_{pu} son las reactancias y resistencias en p.u., X_{MT} y X_{BT} son las reactancias de la línea en media y baja tensión y, R_{MT} y R_{BT} las resistencias de la línea en media y baja tensión.

Con las ecuaciones anteriores se pueden obtener los valores de R y X de cada uno de los alimentadores en baja tensión, resultando un valor total de impedancia de: $0.25+j0.28 \Omega$ para el alimentador 1 y $0.1517+j0.17 \Omega$ para el alimentador 2. En la Fig. 6.3 se muestra la red de distribución escalada, donde los valores de impedancia de cada línea se han obtenido conectando en serie y paralelo diferentes valores de resistencias e inductancias. Destacar que la red se encuentra monitorizada en la cabecera y en el final de cada línea mediante mediciones de tensiones e intensidades trifásicas.

- Topología BTB. Esta topología se utiliza para mallar la red de distribución a escala. Cada VSC se conecta a uno de los alimentadores mediante un transformador de acoplamiento de 40 kVA, 400/280 V y grupo de conexión Dy1. De esta manera, se puede reproducir la forma en la que estos dispositivos estarían conectados en una red de distribución de media tensión. Los VSCs utilizados se realizan a partir de un módulo de Semiteach IGBT desarrollado por Semikron, con una tensión AC nominal de 400 V, una corriente nominal de 30 A, una tensión DC nominal de 750 V y una frecuencia de conmutación de 5 kHz. En la Fig. 6.4 se muestra dicho VSC resaltándose los elementos más importantes del mismo: bornes de salida AC del VSC, bornes de



Figura 6.3: Red de distribución a escala en baja tensión utilizada para probar la topología BTB de 20 kVA.

acceso al enlace de continua, rectificador para la precarga del enlace de continua, conectores BNC para las señales de control de los IGBTs, drivers de control de los IGBTs y módulos de IGBTs de cada columna del VSC.

El filtro que se utiliza para acoplar los VSCs a la red es un filtro LCL , cuyos valores son los siguientes: $L_1=2$ mH, $C=4$ μ F y $L_2=2$ mH. Es importante aclarar que el filtro original diseñado para esta topología fue un filtro puramente inductivo de 5 mH. Sin embargo, y como paso previo para el diseño de las futuras topologías de 100 y 500 kVA, se cambió este filtro por el filtro LCL anterior con el objetivo de probar los controladores y mejorar la calidad de onda. El éxito en el cambio del filtro acoplamiento fue de suma importancia, puesto que permitió reducir el valor total de la inductancia y por tanto su volumen, peso y coste. Es importante resaltar que en esta topología no se utilizó resis-

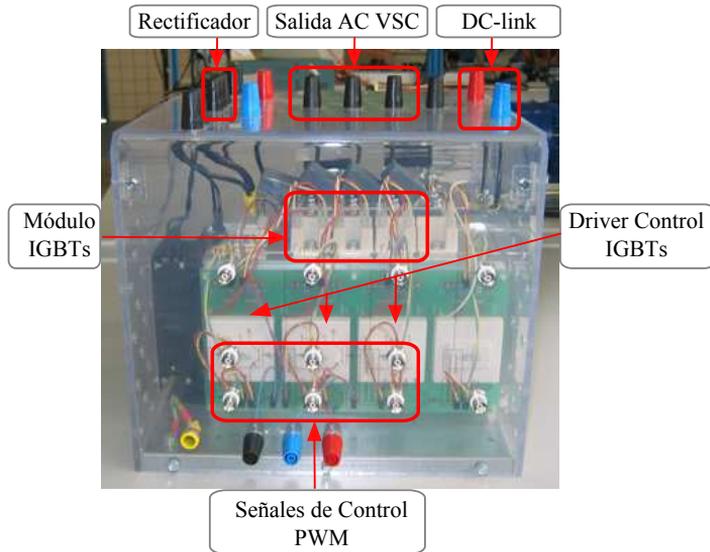


Figura 6.4: VSC de 20 kVA Semiteach IGBT desarrollado por Semikron utilizado en la topología BTB de 20 kVA.

tencia de amortiguamiento, puesto que las resistencias asociadas a las inductancias de acoplamiento, transformadores y alimentadores de la red a escala eran suficientes para amortiguar el sistema.

- Fuente regulable DC. Una de las posibles aplicaciones de la topología BTB es la de integrar fuentes de energía renovable directamente en el enlace de continua. Por esta razón, se conectó una fuente DC programable unidireccional (sólo entrega potencia) en el enlace de continua, de tensión e intensidad nominal 1000 V y 30 A, respectivamente.
- Plataforma de control. El control de los VSCs se ha llevado a cabo mediante una plataforma de control en tiempo real desarrollada por OPAL-RT Technologies. Esta plataforma está formada por dos CPU y dos FPGA, encargadas de registrar las medidas de tensión e intensidad de cada VSC, ejecutar los algoritmos de control y generar las señales de control PWM a cada VSC. En la Fig. 6.5 se representan las entradas y salidas a esta plataforma, indicando su procedencia o destino, el tipo de señal y el soporte de comunicación en el que se transportan las señales. Básicamente, la operación con esta plataforma se divide en dos partes: la estación de trabajo y el ordenador en tiempo real. En la estación de trabajo se realiza la supervisión y la operación de los VSCs. Además, durante el funcionamiento en tiempo real, se pueden visualizar las variables del sistema y actuar sobre los parámetros del mismo. El tiempo de ejecución de la estación de trabajo se fija en 0.5

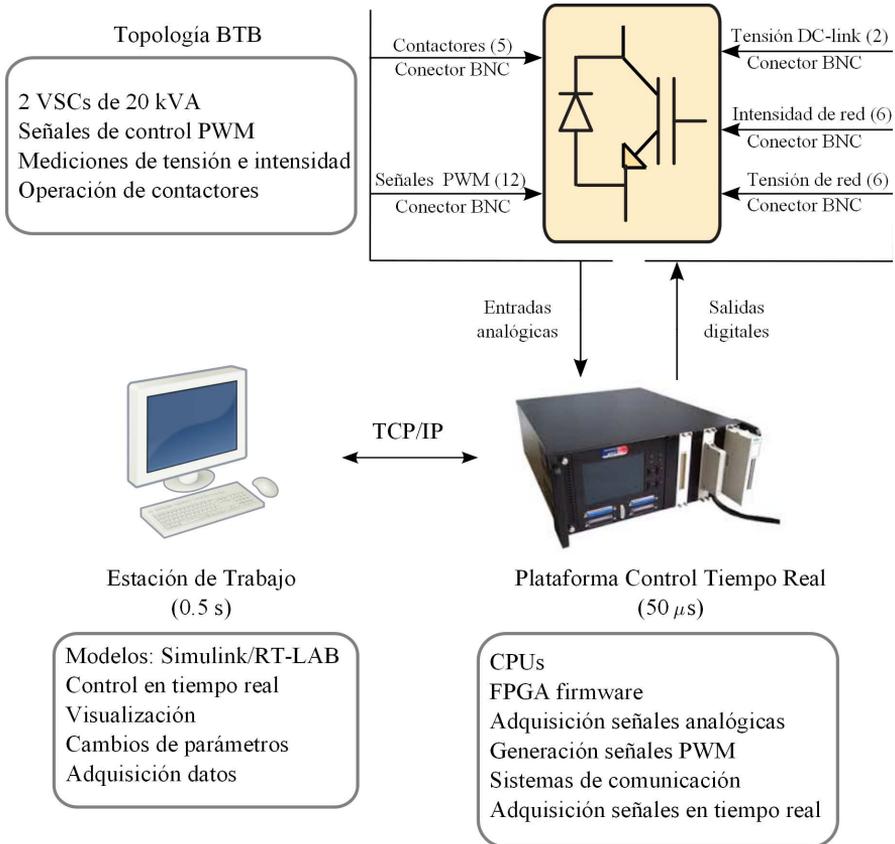


Figura 6.5: Plataforma de control en tiempo real utilizada para la operación de la topología BTB de 20 kVA.

s. En el ordenador en tiempo real están implementados los algoritmos de control de la topología BTB. Éste recibe de los VSCs las medidas analógicas (adquiridas por la FPGA), ejecuta el controlador (realizado en la CPUs) y manda las señales de control PWM hacia los VSCs (enviadas desde las FPGA). La interacción en tiempo real con la estación de trabajo consiste en proporcionarle las señales adquiridas, y recibir de ella los cambios en los parámetros desarrollados del modelo. El tiempo de ejecución del ordenador en tiempo real se fija en 50 μ s. Resaltar que el tiempo de ejecución de las tarjetas FPGA es del orden de los nanosegundos, de tal forma que las señales de control PWM se generen con la mayor precisión posible.

- Tarjetas de medida. En la Fig. 6.5 se indican las medidas de tensión e intensidad necesarias para poder controlar los VSCs. Estas medidas

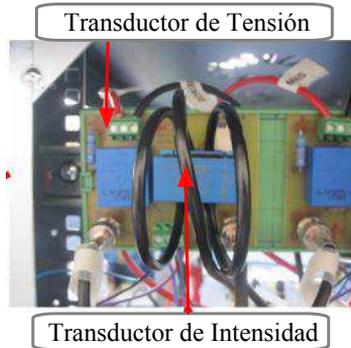


Figura 6.6: Transductor de tensión e intensidad de la fase de un VSC. Topología BTB de 20 kVA.

se realizan mediante el transductor de tensión LV-25P y el transductor de corriente HAS 50-S. Ambos transductores se muestran en la Fig. 6.6, donde cada medida se transporta mediante un cable unifilar apantallado con conectores de entrada y salida BNC.

La estrategia de control aplicada a la topología BTB de 20 kVA es la misma que la desarrollada en la sección 5.4.1, donde el VSC1 se encarga de controlar la tensión del enlace de continua y la potencia reactiva de su PCC y el VSC2 el flujo de potencia activa entre ambos alimentadores y la potencia reactiva en su PCC. Los ensayos realizados con esta topología, y los resultados obtenidos, se definen a continuación:

1. Cambio de la referencia de potencia activa del VSC2, desde 6 kW hasta 1 kW en el instante de tiempo $t=1.5$ s. Las referencias de potencia reactiva se mantienen en 0 kvar para el VSC1 y 5 kvar para el VSC2. En la Fig. 6.7 se muestra el comportamiento transitorio de estas potencias. Destacar que la potencia reactiva de ambos VSCs no varía cuando se produce el cambio de referencia en la potencia activa, gracias al desacoplamiento realizado en la estrategia de control en coordenadas dq . La respuesta dinámica de la potencia activa es lenta (alrededor de 1 s) debido a la introducción de una limitación en forma de rampa para las referencias, que mitiga las oscilaciones del enlace de continua cuando se producen cambios bruscos de potencia activa. Finalmente, es interesante resaltar que las pérdidas totales de la topología BTB son alrededor de 1 kW. Esta estimación se obtiene de la diferencia entre las potencias activa del VSC1 y VSC2 en sus respectivos PCCs.
2. Ecuilibración de los alimentadores mediante la topología BTB. Al final de la línea 2 se conectaron 2 cargas: una carga resistiva de 10 A y 400 V, y un motor de inducción de 400 V y 11 kW. El objetivo de este ensayo consiste en alimentar estas cargas desde ambos alimentadores,

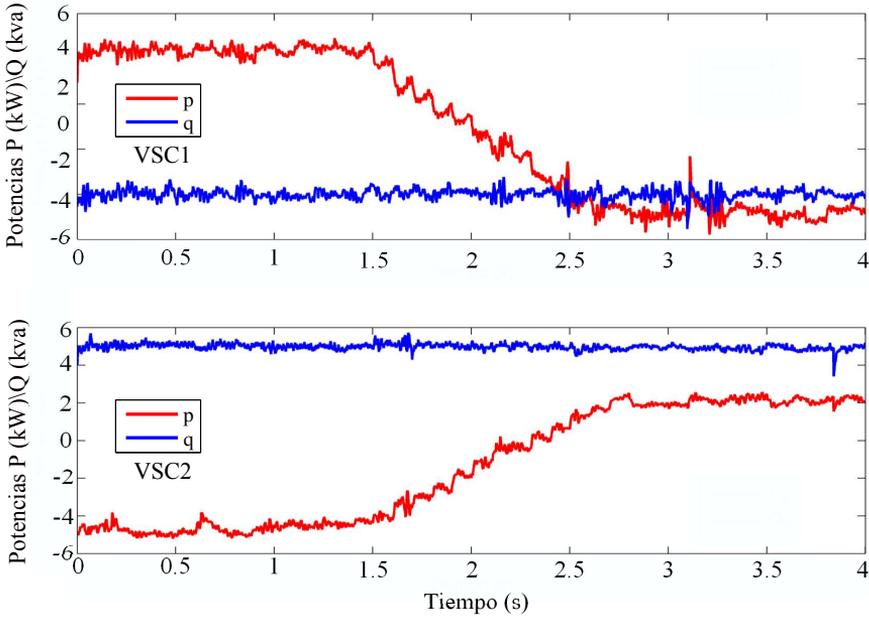


Figura 6.7: Control de flujos de potencia activa y reactiva entre los alimentadores de la red a escala de la topología BTB de 20 kVA.

utilizando para ello la topología BTB. En concreto, se provoca que la corriente circulante por ambas líneas sea idéntica. En la Fig. 6.8 se muestran los resultados obtenidos con este ensayo. En la primera figura se representan las corrientes circulantes en la cabecera de las líneas. En el instante inicial, la alimentación de las cargas se produce únicamente desde el alimentador 2, ya que sólo circula corriente por esta línea. Para ello, se seleccionan las referencias de potencia activa y reactiva en un valor nulo, de forma que la alimentación a las cargas se produzca exclusivamente desde el alimentador donde están conectadas. En cierto modo es como si la topología BTB no existiera en el instante inicial. En torno al instante $t=3.0$ s de ensayo se cambia la referencia de potencia activa del VSC2, de tal manera que la mitad de la potencia hacia las cargas provenga del alimentador 1. Esta igualdad en la alimentación de las cargas se refleja en la similitud de las corrientes de los alimentadores a partir de dicho instante. En la gráfica inferior de la Fig. 6.8 se muestran las pérdidas totales del sistema. La utilización del enlace BTB para ecualizar la carga en las líneas reduce las pérdidas totales del sistema alrededor del 50 %, demostrándose así que el uso de estos dispositivos es beneficioso para los sistemas de distribución.

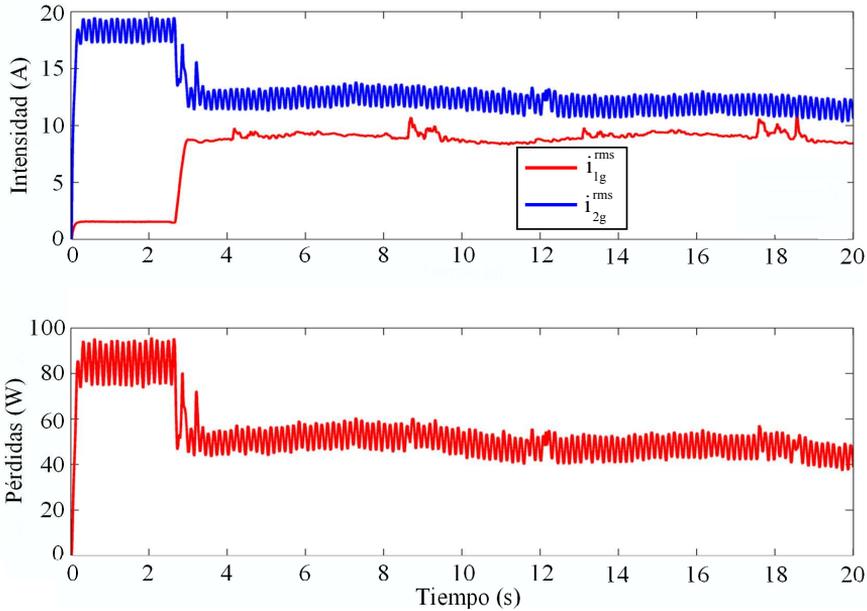


Figura 6.8: Ensayo de equalización de los alimentadores utilizando la topología BTB de 20 kVA

6.1.2. Topología BTB de 100 kVA

Una vez que se ha demostrado experimentalmente, con el prototipo de 20 kVA, la viabilidad de la topología BTB y sus beneficios en una red de distribución a escala, el siguiente paso consistió en aumentar la potencia y el nivel de tensión a la que se conectan los VSCs. El prototipo de 100 kVA se conecta directamente a la red de baja tensión sin transformador elevador de acoplamiento. En la Fig. 6.9 y la Fig. 6.10 se muestran el esquema unifilar de la topología completa y el prototipo real desarrollado en laboratorio respectivamente. Los elementos más importantes de este prototipo se definen a continuación:

- VSCs de 100 kVA. La topología se encuentra formada por dos VSCs trifásicos, de dos niveles y compartiendo el enlace de continua. El VSC utilizado es el SKS 150F B6CI 104 V12 de Semikron con una potencia nominal de 100 kVA, una frecuencia de conmutación 5 kHz y una tensión nominal AC y DC de 400 V y 800 V respectivamente.
- Filtro de conexión a red *LCL*. En la Fig. 6.11 se muestra en detalle el filtro de conexión a red. Los valores de este filtro son: $L_1=200 \mu\text{H}$, $C=4 \mu\text{F}$ y $L_2=200 \mu\text{H}$. La resistencia de amortiguamiento R_{pd} se fija en 0.5Ω .

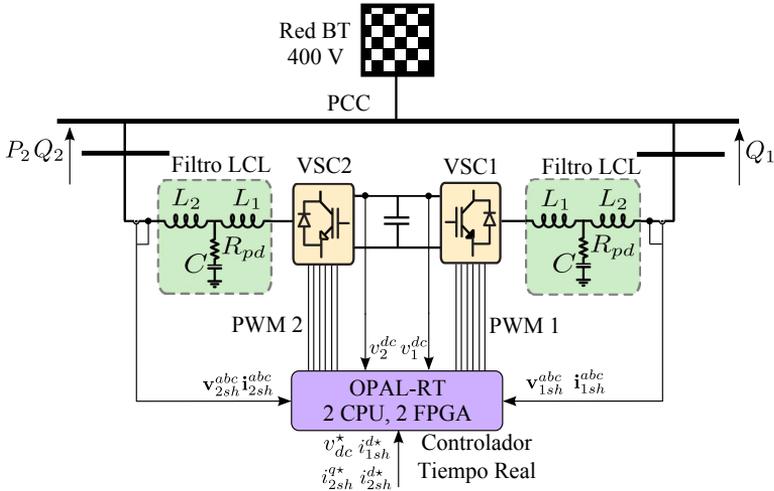


Figura 6.9: Esquema unifilar del montaje en laboratorio correspondiente a la topología BTB de 100 kVA.

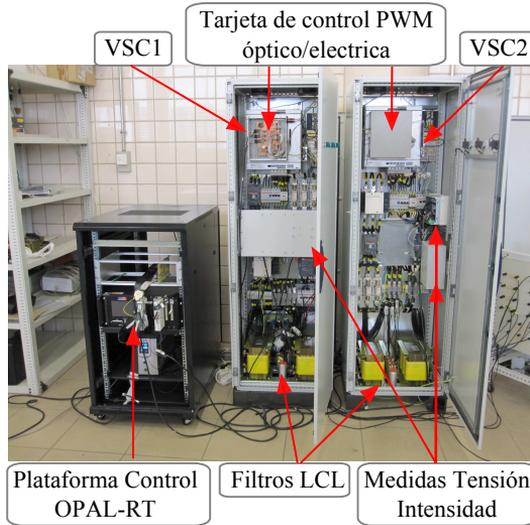


Figura 6.10: Montaje en laboratorio de la topología BTB de 100 kVA.

- Plataforma de control. La plataforma de control en tiempo real utilizada para controlar la topología BTB de 100 kVA es la misma que para la topología BTB de 20 kVA. Sin embargo, el medio de transporte de las señales analógicas y digitales se realiza de manera diferente. En la

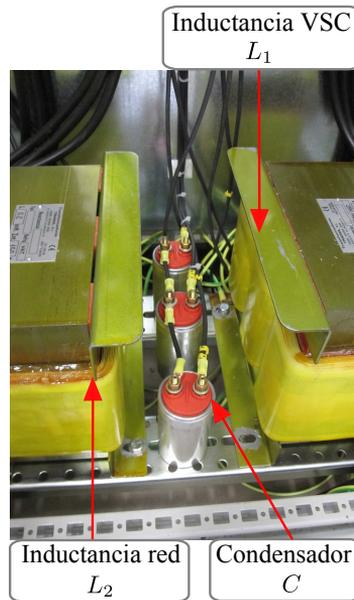


Figura 6.11: Filtro LCL de conexión a red para los VSCs de 100 kVA.

topología de 20 kVA, cada señal de control PWM y medida de tensión e intensidad se transportaba de forma eléctrica mediante su propio cable unifilar apantallado. Para la topología de 100 kVA, cada señal de control PWM a los VSCs se transporta de manera óptica, con el objetivo de inmunizar estas señales de las interferencias electromagnéticas provocadas por la conmutación de los IGBTs. En cuanto a las medidas de tensión e intensidad, se transportan de forma eléctrica en un único cable plano apantallado de 40 vías. De esta forma, se reduce, concentra e inmuniza de EMI, todas las señales entre la plataforma de control en tiempo real y los VSCs. En la Fig. 6.12 se representa de forma esquemática el tipo de señal y el medio en el que se transportan todas las señales utilizadas en este prototipo.

- Placas de medida. Los transductores utilizados para las medidas de tensión e intensidad son el LV-25P y el HAS-200S respectivamente. En la Fig. 6.13 se muestran las placas diseñadas para estas medidas, las cuales se encuentran alojadas en cajas metálicas para inmunizar las mediciones contra EMI. Resaltar que para cada punto de medición se diseña una única placa, la cual recoge todas las medidas trifásicas de tensión e intensidad de cada VSC. Estas señales se concentran en una placa, de tal manera que todas son enviadas hacia la plataforma de control en el cable apantallado de 40 vías comentado anteriormente. Todas estas conexiones y placas se representan de forma esquemática

en la Fig. 6.12.

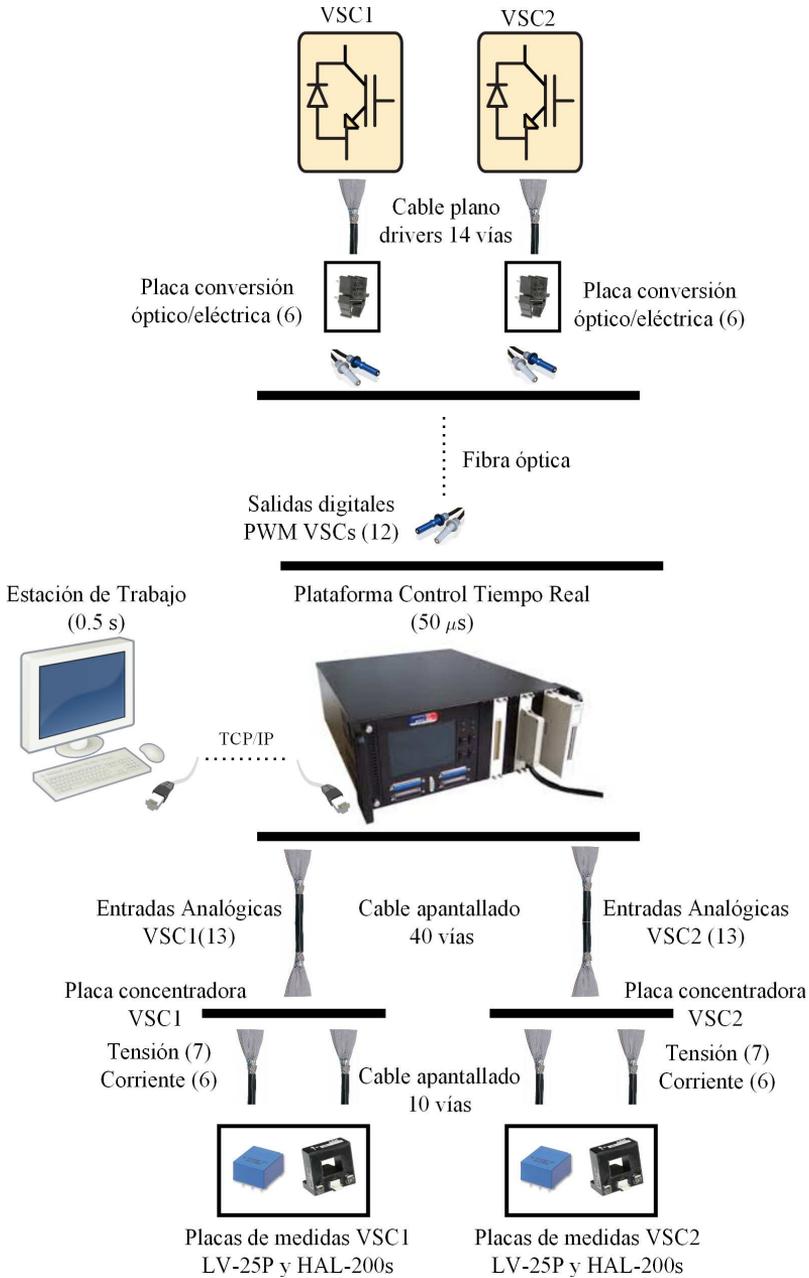


Figura 6.12: Conexión de señales de control y medida de la topología BTB de 100 kVA.

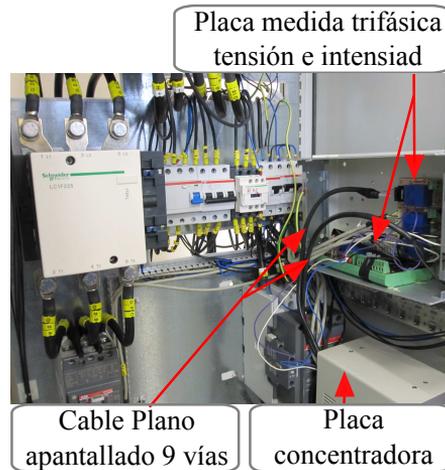


Figura 6.13: Medidas de tensión e intensidad del VSC de 100 kVA.

- Placa de conversión óptico/eléctrico de la señal PWM. La función de esta placa es convertir las señales ópticas PWM, procedentes de la plataforma de control en tiempo real, a señales eléctricas de entrada a los drivers que controlan los IGBTs de los VSCs, ver Fig. 6.14. La placa se encuentra fijada en los VSCs, tal y como se puede apreciar en la Fig. 6.10, de tal manera que la conexión eléctrica tenga el menor recorrido posible para minimizar las interferencias EMI.

Con la topología BTB de 20 kVA se demostró el adecuado control y desacople existente entre las potencias activa y reactiva de los VSCs. El principal objetivo del prototipo de 100 kVA es conseguir una buena calidad de onda en las corrientes inyectadas por los VSCs, trabajando con diferentes valores y sentidos de los flujos de potencias activas y reactivas.

El control de la topología de 100 kVA requiere de nuevas estrategias de control además de las desarrolladas en las secciones 2.4.2 y 2.4.3. Ésto se debe a las siguientes causas:

1. La tensión generada por los VSCs, como consecuencia del control PWM, está formada por distintas componentes: fundamental y armónicos de baja y alta frecuencia que contienen secuencia homopolar [146].
2. Cuando se conectan dos VSCs en el mismo PCC compartiendo el enlace de continua, aparece un circuito por el que puede circular libremente las componentes homopolares de la intensidad, tal y como se muestra en la Fig. 6.15. El valor de estas componentes puede llegar a ser tan alto que la calidad de onda de las corrientes no sería aceptable, además de provocar posibles daños en los VSCs debido a sobrecorrientes. Nótese que la conexión de un transformador entre los VSCs y el PCC evita que

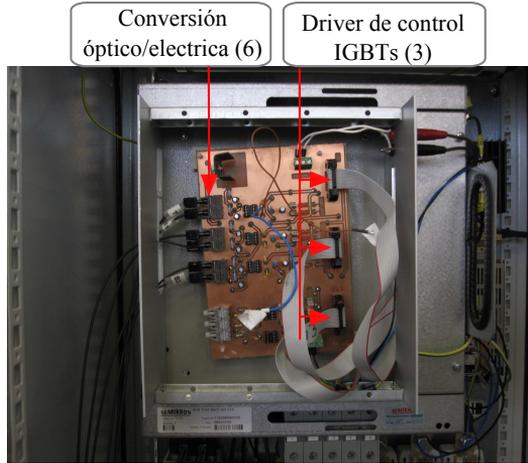


Figura 6.14: Placa de conversión óptico/eléctrica de los VSCs de 100 kVA.

circule esta corriente homopolar entre ellos, al no existir un circuito de retorno de la intensidad. Los VSCs de la topología BTB de 20 kVA se encuentran conectados de esta forma, mientras que el prototipo de 100 kVA no utiliza ningún transformador de acoplamiento para conectar los VSCs a la red.

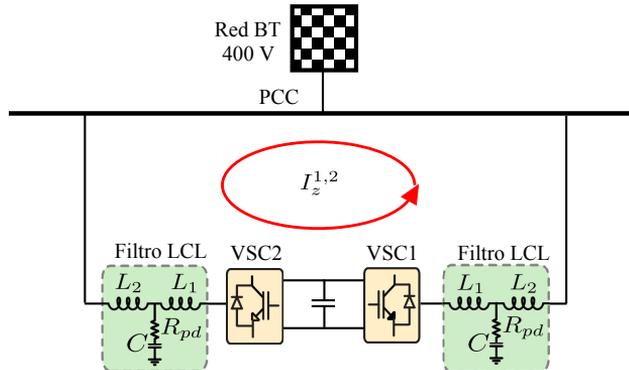


Figura 6.15: Corriente homopolar circulante entre los VSCs cuando están conectados al mismo PCC sin transformador de acoplamiento y compartiendo enlace de continua.

Por estos motivos, es crucial minimizar la diferencia de tensión homopolar entre dichos convertidores. Por tanto, se ha de implementar una nueva estrategia de control que elimine la circulación de la corriente homopolar

entre los VSCs de 100 kVA. Esta estrategia se encuentra dividida en dos acciones [147]:

- Sincronización de las señales PWM de ambos VSCs. El objetivo de esta estrategia consiste en sincronizar la señal portadora del PWM de los VSCs. De esta forma, el contenido armónico de alta frecuencia es el mismo para ambos dispositivos, provocando que la corriente homopolar de esta frecuencia sea nula. Nótese que la corriente de esta frecuencia no puede ser atenuada con el control de corriente.
- Control de la componente homopolar. Las componentes DC y de baja frecuencia se eliminan mediante el control de la coordenada z en la transformada de Park. La estrategia de control utilizada es un controlador PI con una referencia de corriente i_z^* nula, consiguiéndose así eliminar la circulación de corriente homopolar entre los VSCs.

La estrategia de control de los VSCs en la topología BTB de 100 kVA queda definida con el control de las corrientes en coordenadas dq , la sincronización de los PWMs de los VSCs y el control de la coordenada z . Algunos de los ensayos realizados con esta topología en el laboratorio se muestran a continuación:

1. Funcionamiento a media carga de los VSCs. Referencias: $v_{dc}^*=800$ V, $i_{1sh}^{d*}=70$ A ($-Q_1$), $i_{2sh}^{d*}=70$ A ($-Q_2$) y $i_{2sh}^{q*}=70$ A ($+P_2$).

En este ensayo, la topología BTB se encuentra funcionando en torno a la mitad de la corriente nominal de los VSCs. La corriente nominal de éstos es 144 A. En la Fig. 6.16 se representa la tensión fase-neutro del PCC de ambos VSCs (igual para los dos al estar conectados en el mismo punto) y la tensión del enlace de continua controlada por el VSC1. El valor de la tensión DC es 800 V, por tanto se puede afirmar que se produce un adecuado seguimiento de la referencia seleccionada, validando así el controlador desarrollado en la sección 2.4.3.

En la Fig. 6.17 se muestran las corrientes en coordenadas abc de ambos VSCs. En ella, se puede observar que las corrientes son prácticamente sinusoidales, aunque contienen el típico contenido armónico debido a la conmutación de los IGBTs. Destacar que el valor eficaz de las corrientes es 70 A, lo que implica que los VSCs se encuentran trabajando a la mitad de su corriente nominal, tal y como se fijó mediante las referencias. El contenido armónico de estas corrientes se representa en la Fig. 6.18. La gráfica superior representa el contenido armónico de órdenes bajos (armónicos inferiores al 14) y la inferior el contenido armónico de las frecuencias cercanas a la de conmutación. Los armónicos de orden alto son de valores bajos y muy similares en ambos VSCs, pudiéndose afirmar que el diseño del filtro LCL se ha realizado de forma adecuada.

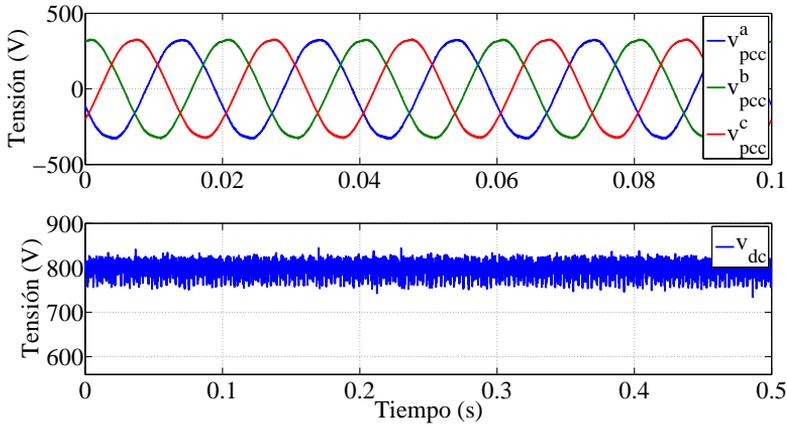


Figura 6.16: Tensión del PCC de los VSCs y del enlace de continua para el ensayo a media carga de la topología BTB de 100 kVA.

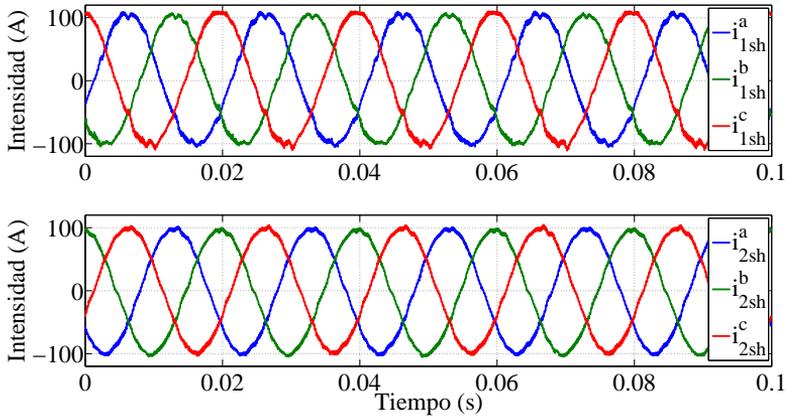


Figura 6.17: Corrientes en coordenadas abc inyectadas por los VSCs para el ensayo a media carga de la topología BTB de 100 kVA.

Sin embargo, los armónicos de orden bajo, provocados por la tensión distorsionada del PCC, son mayores en el VSC1. La causa de esta diferencia se debe a que este convertidor se encuentra controlando la tensión del enlace de continua, y el ajuste de las ganancias de este controlador tiene una gran influencia sobre estos armónicos. A pesar de esto, el THD de las corrientes es bajo, 4.8 y 3% para el VSC1 y VSC2 respectivamente.

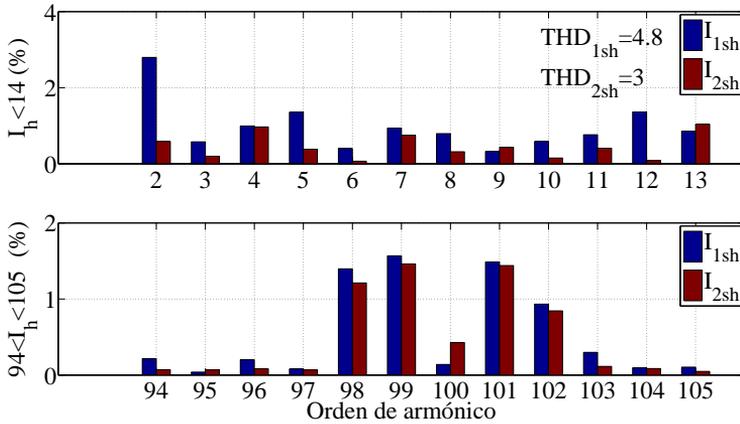


Figura 6.18: Contenido armónico de baja y alta frecuencia de los VSCs para el ensayo a media carga de la topología BTB de 100 kVA.

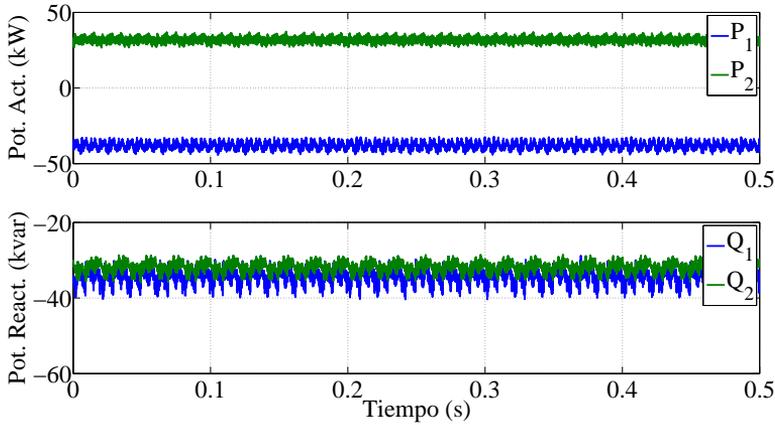


Figura 6.19: Flujos de potencia activa y reactiva para el ensayo a media carga de la topología BTB de 100 kVA.

Los flujos de potencia activa y reactiva se representan en la Fig. 6.19. El VSC2 controla la potencia activa y reactiva de su PCC mediante el control de las corrientes i_{2sh}^{d*} e i_{2sh}^{q*} . Mientras, el VSC1 controla la potencia reactiva de su PCC. En la primera figura se observa que la potencia activa inyectada por el VSC2 es proporcionada por el VSC1, cumpliéndose así el balance de potencia entre los dispositivos. La diferencia entre una y otra se corresponde con las pérdidas de los dispositivos, reflejadas en la Fig. 6.20, y cuyo valor es alrededor de los 7.5

kW. De esta forma, el rendimiento de la topología funcionando a media carga está en torno al 85%. En cuanto a la potencia reactiva, el valor de ambas es similar, ya que se fija el mismo valor de referencia i_d en ambos VSCs. Por último, es importante comentar que las oscilaciones de las potencias se deben al contenido armónico de baja frecuencia de las tensiones de la red.

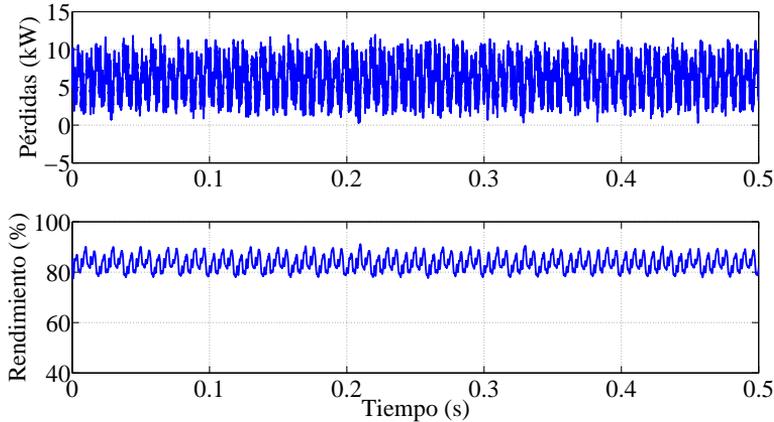


Figura 6.20: Pérdidas de potencia activa y rendimiento para el ensayo a media carga de la topología BTB de 100 kVA.

2. Funcionamiento a potencia nominal de los VSCs. Referencias: $v_{dc}^* = 800$ V, $i_{1sh}^{d*} = -140$ A ($+Q_1$), $i_{2sh}^{d*} = -140$ A ($+Q_2$) y $i_{2sh}^{q*} = -140$ A ($-P_2$).

En este ensayo los VSCs se controlan para que funcionen a su potencia nominal con corrientes de -140 A de valor eficaz. En la Fig. 6.21 se representan la tensión fase-neutro del PCC y la tensión del enlace de continua, observándose nuevamente un adecuado seguimiento de la referencia de tensión DC.

Las corrientes en coordenadas abc y el contenido armónico de los VSCs se muestran mediante la Fig. 6.22 y la Fig. 6.23 respectivamente. El valor pico de las corrientes es 200 A, cuyo valor eficaz es 140 A y, por tanto, se puede afirmar que el control de las corrientes se ha realizado de forma adecuada. El THD se ve reducido respecto al caso anterior, debido al aumento en el valor de la corriente fundamental y la consiguiente disminución relativa del contenido armónico. Nuevamente, el THD del VSC2 es mejor que el del VSC1, aunque los valores de ambos siguen siendo bajos, 3.7 y 2.8 % respectivamente.

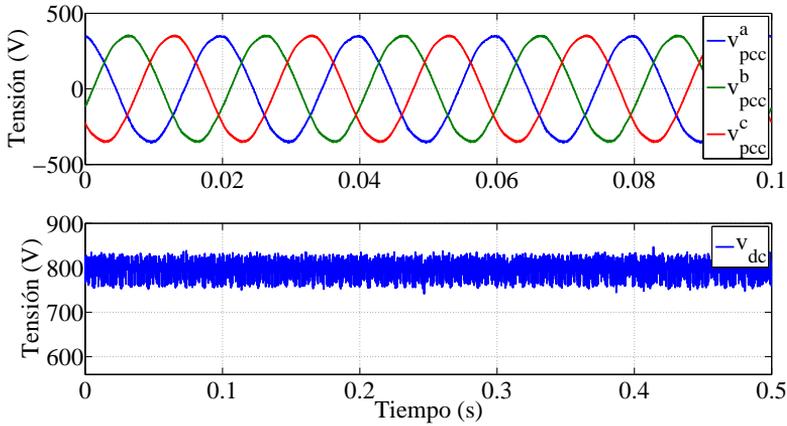


Figura 6.21: Tensión del PCC de los VSCs y del enlace de continua para el ensayo a plena carga de la topología BTB de 100 kVA.

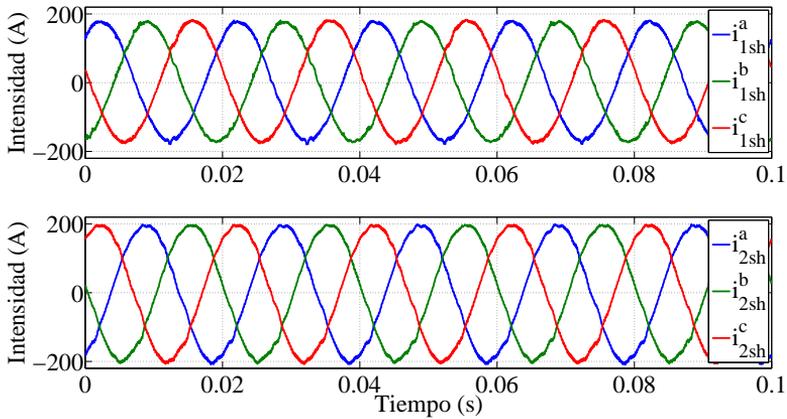


Figura 6.22: Corrientes en coordenadas abc inyectadas por los VSCs para el ensayo a plena carga de la topología BTB de 100 kVA.

Finalmente, se representan los flujos de potencia de cada VSC, las pérdidas del sistema y el rendimiento del mismo mediante la Fig. 6.24 y la Fig. 6.25 respectivamente. En este caso, los flujos de potencia se invierten respecto al ensayo anterior, debido al cambio de signo en las referencias. Ahora, el VSC1 inyecta potencia activa, la cual es proporcionada desde el VSC2. Las pérdidas vuelven a tener un valor cercano a los 7.5 kW, alcanzándose un rendimiento de la topología BTB a plena carga próximo al 95%. En cuanto a la potencia reactiva,

ambos VSCs se encuentran inyectando potencia en el PCC.

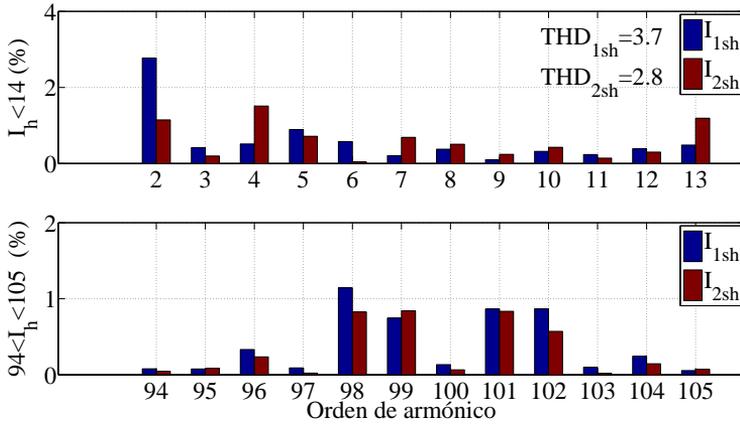


Figura 6.23: Contenido armónico de baja y alta frecuencia de los VSCs para el ensayo a plena carga de la topología BTB de 100 kVA.

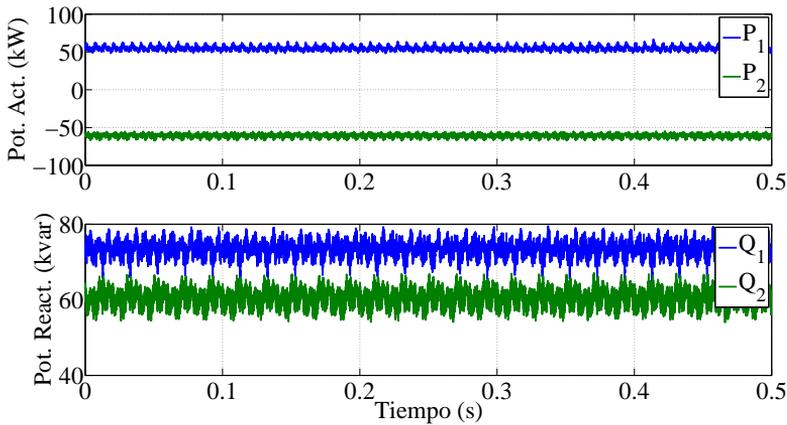


Figura 6.24: Flujos de potencia activa y reactiva para el ensayo a plena carga de la topología BTB de 100 kVA.

3. Cambio de referencia en escalón, i_{1sh}^{d*} , de 100 A. Este ensayo consiste en provocar un cambio de referencia en forma de escalón a la corriente i_{1sh}^{d*} , de tal manera que se pueda analizar la respuesta dinámica conseguida con el controlador. La corriente de referencia y la corriente real se representan mediante la Fig. 6.26. El seguimiento de la referencia se realiza de forma adecuada, alcanzándose error nulo en estado estacio-

nario. Sin embargo, en el momento que se produce el escalón aparece una sobreoscilación en la corriente, debido principalmente a la falta

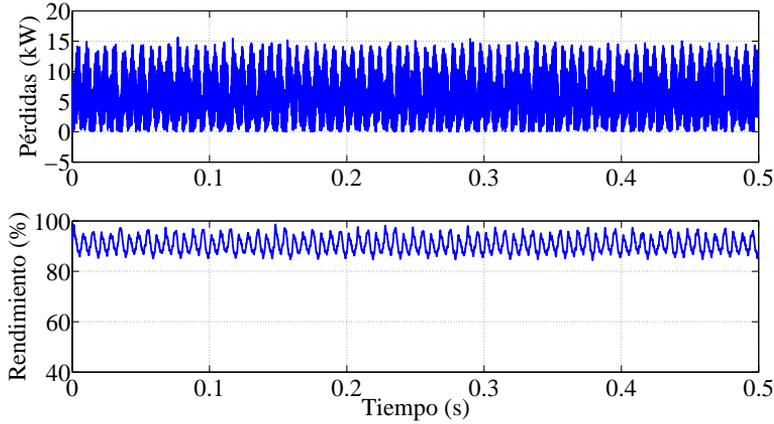


Figura 6.25: Pérdidas de potencia activa y rendimiento para el ensayo a plena carga de la topología BTB de 100 kVA.

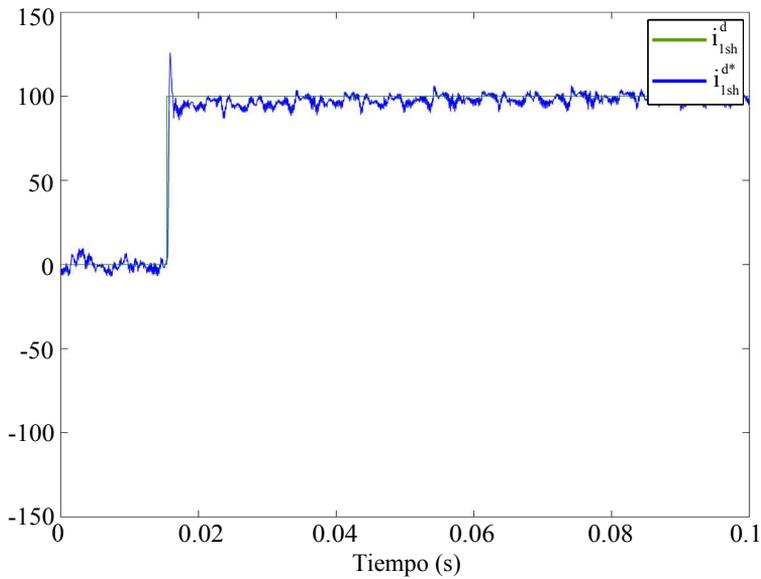


Figura 6.26: Escalón de intensidad de 100 A i_{1sh}^{d*} realizado con la topología BTB de 100 kVA.

de amortiguamiento del sistema. Ésto se podría reducir mediante la estrategia de control conocida como *active damping*, o añadiendo más resistencia en serie al condensador del filtro *LCL*. De todas formas, esta sobreoscilación no provocaría ningún problema en el dispositivo, ya que el pico máximo alcanzado es de 20 A respecto a la referencia de 100 A.

A la vista de los resultados, se ha demostrado que la topología BTB de 100 kVA desarrollada en laboratorio controla adecuadamente sus 3 grados de libertad Q_1 , P_2 y Q_2 de manera independiente. Además, la forma de onda obtenida con las corrientes para diferentes estados de carga presenta una distorsión razonable. Finalmente, el comportamiento dinámico alcanzado con los controladores diseñados presenta un seguimiento adecuado a los cambios de referencia provocados en forma de escalón.

6.1.3. Topología BTB de 500 kVA

El desarrollo de la topología BTB de 500 kVA se realiza para conectarse a una red real de media tensión. Para ello, cada VSC se conecta mediante un transformador de 20/0.4 kV a una réplica de un CT realizada en laboratorio. De esta forma, los ensayos realizados se harán en unas condiciones similares a las existentes en una red de distribución real. El esquema unifilar completo de esta topología, así como el prototipo real desarrollado en laboratorio se representan mediante la Fig. 6.27 y la Fig. 6.28 respectivamente. Los elementos más importantes de este prototipo se definen a continuación:

- VSCs de 500 kVA. La topología se encuentra formada por dos VSCs trifásicos de dos niveles que comparten el enlace de continua. El VSC utilizado es el IGD-4-424-P1F7-BL-FA de Semikron con una potencia nominal de 500 kVA, una frecuencia de conmutación 3.125 kHz y una tensión nominal AC y DC de 400 V y 800 V respectivamente. En la Fig. 6.29 se muestra el montaje de uno de los dos VSCs, con todos los elementos necesarios para su conexión a red.
- El filtro de conexión a red es un filtro *LCL*. Los elementos que lo componen y su ubicación se muestran en la figura anterior. Los valores de las inductancias y condensadores del filtro son: $L_1=100 \mu\text{H}$, $C=173 \mu\text{F}$ y $L_2=100 \mu\text{H}$. La resistencia de *passive damping* R_{pd} se fijó en 0.086Ω .
- Transformadores de acoplamiento. El sistema se encuentra compuesto por tres transformadores de 20/0.4 kV Dy5, ver Fig. 6.27 y Fig. 6.30. Los transformadores 1 y 2, de potencia nominal 400 kVA, se encuentran conectados por el lado de baja tensión al VSC1 y VSC2 respectivamente. Mientras, el lado de alta tensión de ambos transformadores se conecta a la parte de alta tensión del transformador 3, cuya potencia nominal es 100 kVA. La alimentación del sistema se produce desde el

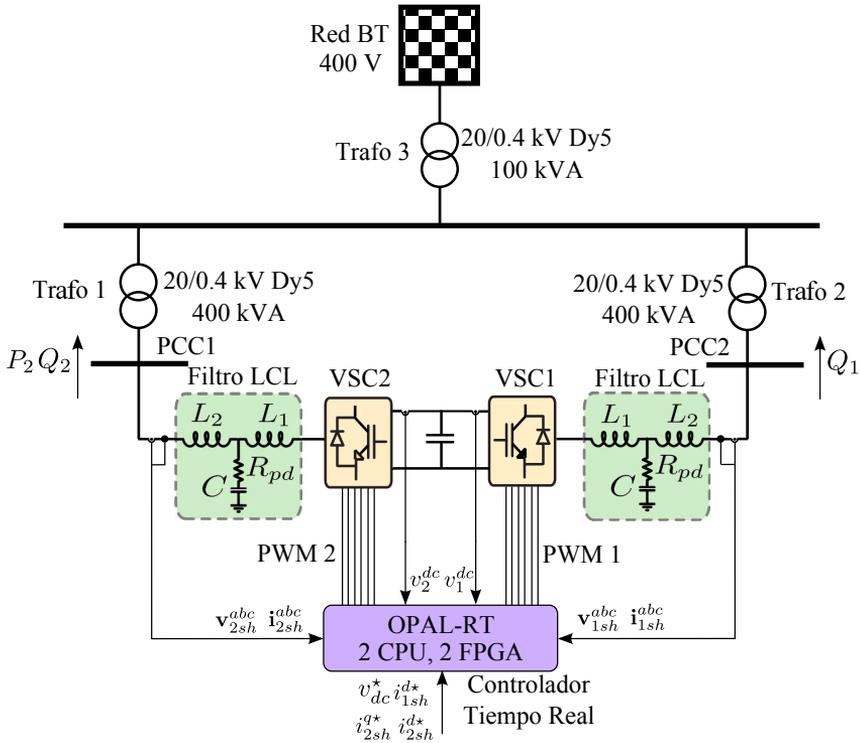


Figura 6.27: Esquema unifilar del montaje en laboratorio correspondiente a la topología BTB de 500 kVA.

transformador 3 mediante la conexión del lado de baja tensión a la red eléctrica de los laboratorios. Para evitar sobrecargar el transformador 3, las referencias de potencia reactiva de ambos VSCs se fijan con el mismo valor y con signos contrarios. De esta forma, la potencia inyectada por un convertidor es absorbida por el otro, evitándose así que circule potencia hacia el transformador 3 y la red eléctrica de baja tensión. Con esta estrategia de operación, los VSCs pueden trabajar con potencias cercanas a su potencia nominal (400 kVA), sin sobrecargar el transformador 3 de 100 kVA que consumirá sólo las pérdidas del sistema.

- Plataforma de control. La plataforma de control en tiempo real utilizada para controlar los VSCs de 500 kVA vuelve a ser OPAL-RT. La conexión de los VSCs con esta plataforma se realiza de la misma forma que en el prototipo de 100 kVA, por lo que sigue siendo válido el esquema de la Fig. 6.12.

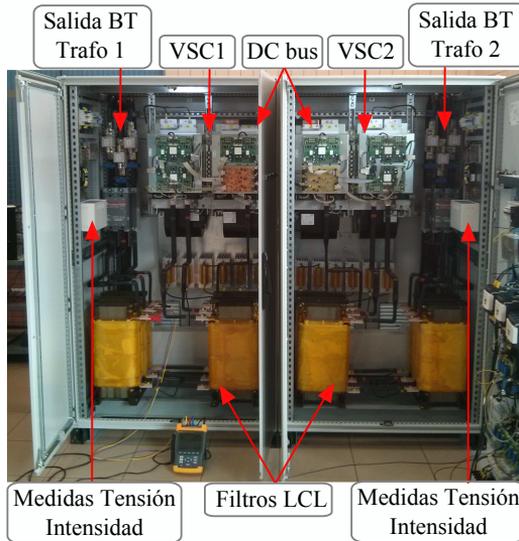


Figura 6.28: Montaje en laboratorio de la topología BTB de 500 kVA.

- Placas de medida de tensión e intensidad. Los transductores utilizados para las medidas de tensión e intensidad son el LV-25P y el HAS-800S respectivamente. Estas señales se concentran en una única placa, alojada en una caja metálica para evitar EMI en las mediciones.
- Placa de conversión óptico/eléctrico de la señal PWM. Esta placa se sitúa en el propio VSC, de tal manera que su conexión eléctrica hacia los drivers del VSC tenga el menor recorrido posible. De esta forma, se consigue disminuir el contenido EMI en las señales de control PWM.

El objetivo de este prototipo es comprobar el funcionamiento adecuado de la topología BTB en un sistema de media tensión. En concreto, el control de cada VSC se va a centrar en conseguir una buena calidad de onda en las corrientes, al igual que en la topología BTB de 100 kVA. Los VSCs se encuentran aislados eléctricamente entre sí por la parte AC, al estar conectados mediante los transformadores 1 y 2. Esta configuración evita que circule corriente homopolar entre ellos y, por tanto, no es necesario implementar el control de la coordenada z y sincronizar los PWM de cada VSC. La estrategia de control aplicada a cada convertidor está desarrollada en la sección 5.4.1. A continuación se definen los ensayos y los resultados obtenidos con esta topología:

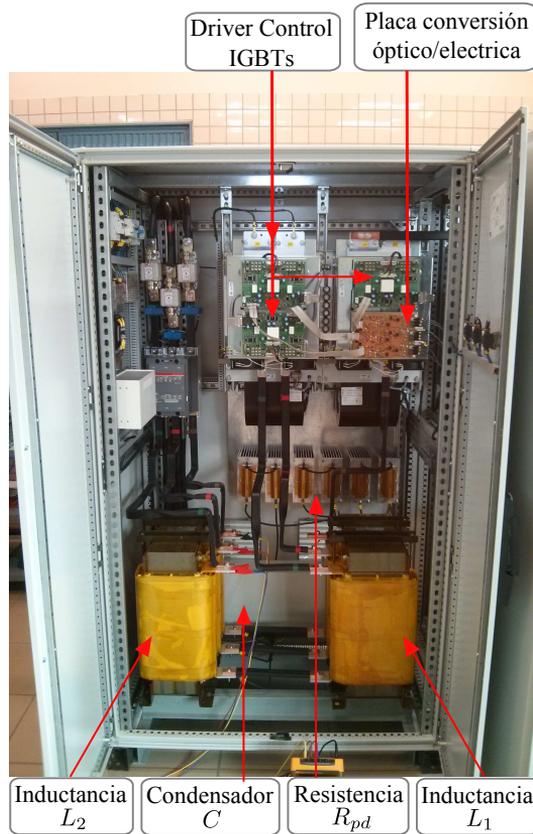


Figura 6.29: Armario completo de un VSC de 500 kVA.

1. Funcionamiento al 60 % de potencia nominal de los VSCs. Referencias: $v_{dc}^* = 800$ V, $i_{1sh}^{d*} = 420$ A ($-Q_1$), $i_{2sh}^{d*} = -420$ A ($+Q_2$) y $i_{2sh}^{q*} = -420$ A ($-P_2$).

En este ensayo, la topología BTB se encuentra funcionando al 60 % de la potencia nominal de los VSCs. La corriente nominal de los convertidores es 720 A de valor eficaz. Con las referencias anteriores se alcanzan los 420 A de valor eficaz que representan el 60 % de la corriente de los VSCs. La tensión del PCC del VSC1 y la tensión del enlace de continua se representan mediante la Fig. 6.31. La tensión DC es 800 V, alcanzándose un adecuado seguimiento de la referencia fijada. Respecto a las tensiones AC, el contenido armónico de alta y baja frecuencia es importante debido principalmente al transformador de 100 kVA. La alimentación a cada VSC se produce desde los transformadores de 400



Figura 6.30: Transformadores de acoplamiento a red 20/0.4 kV Dy5. Transformador 1 y 2 (400 kVA) y transformador 3 (100 kVA).

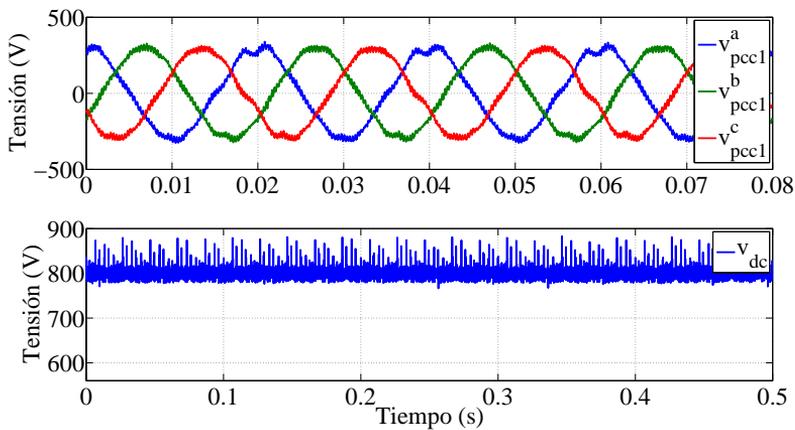


Figura 6.31: Tensión del PCC del VSC1 y del enlace de continua para el ensayo al 60 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.

kVA, cuya impedancia de cortocircuito es un 6%. Éstos, a su vez, se conectan a la red de baja tensión mediante el transformador de 100 kVA, el cual tiene la misma impedancia de cortocircuito, 6%. La

impedancia del transformador de 100 kVA es muy alta debido a su baja potencia. Por tanto, cuando circula corriente por este transformador, la tensión del PCC de ambos VSCs se ve modificada respecto a la tensión de la red de baja tensión en el laboratorio. De esta forma, se puede afirmar que los VSCs se encuentran conectados a una red débil, con baja potencia de cortocircuito, donde la tensión del PCC1 y PCC2 es dependiente de la corriente circulante por el transformador de 100 kVA.

La alta distorsión de la tensión del PCC puede provocar efectos negativos en el controlador, principalmente en la obtención del ángulo por parte del PLL. Por esta razón, se utiliza un separador de secuencias basado en observador de estados [148], que permite obtener la tensión de secuencia directa de la componente fundamental. Esta tensión es la utilizada por el PLL para calcular el ángulo de la tensión en los PCCs.

Las corrientes en coordenadas abc y el contenido armónico de ambos VSCs se muestran en la Fig. 6.32 y la Fig. 6.33 respectivamente. En ellas se puede observar que estas corrientes son predominantes sinusoidales a una frecuencia de 50 Hz, con un bajo contenido armónico tanto de conmutación como de armónicos de orden bajo. El THD obtenido en las corrientes es 1.8 y 1.6 % para el VSC1 y VSC2 respectivamente, pudiendo afirmarse que el diseño del filtro LCL se ha realizado de forma adecuada. Es importante resaltar la buena calidad de onda obtenida en estas corrientes a pesar de la alta distorsión de las tensiones en el PCC.

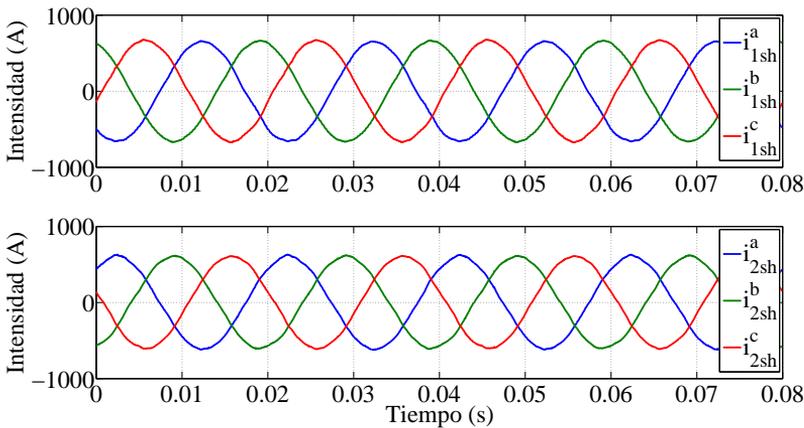


Figura 6.32: Corrientes en coordenadas abc inyectadas por los VSCs para el ensayo al 60 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.

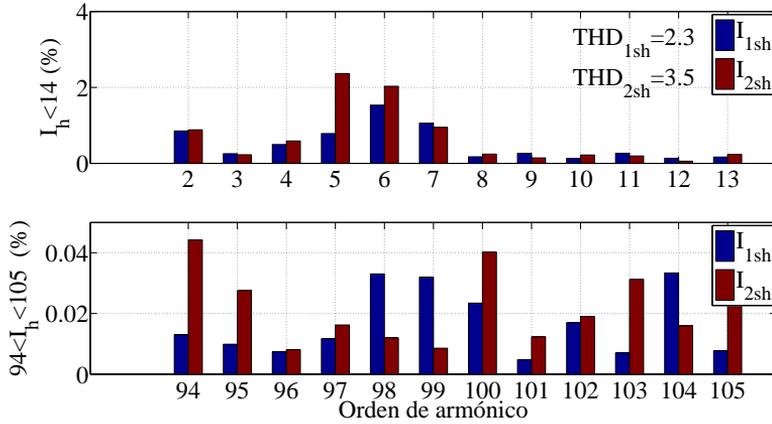


Figura 6.33: Contenido armónico de baja y alta frecuencia de los VSCs para el ensayo al 60 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.

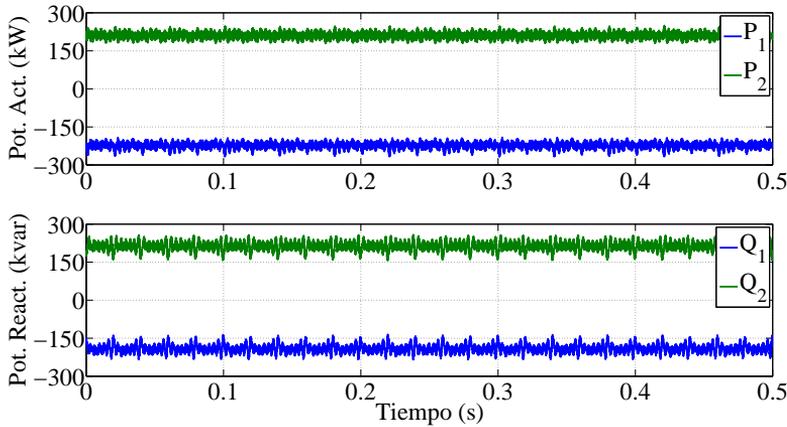


Figura 6.34: Flujos de potencia activa y reactiva para el ensayo al 60 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.

Los flujos de potencia activa y reactiva de los VSCs se representan mediante la Fig. 6.34. El VSC2 controla la potencia activa y reactiva de su PCC mediante el control de las corrientes i_{2sh}^{d*} e i_{2sh}^{q*} . Mientras, el VSC1 controla la potencia reactiva de su PCC1 a través de la corriente i_{1sh}^{q*} . En la primera figura se observa que la potencia activa inyectada por el VSC2 es proporcionada por el VSC1, cumpliéndose así el balance de potencia en los dispositivos. La diferencia entre una y otra son las pérdidas del sistema, reflejadas en la Fig. 6.35, y cuyo valor es próximo

a los 10 kW, obteniéndose así un rendimiento del 97 % cuando los VSCs están trabajando al 60 % de carga. En cuanto a la potencia reactiva, el valor absoluto de ambas es similar al fijar el mismo valor de referencia, i_d , en los dos VSCs pero con signos diferentes. La oscilación de estas potencias se debe a la alta distorsión de la tensión en los PCCs.

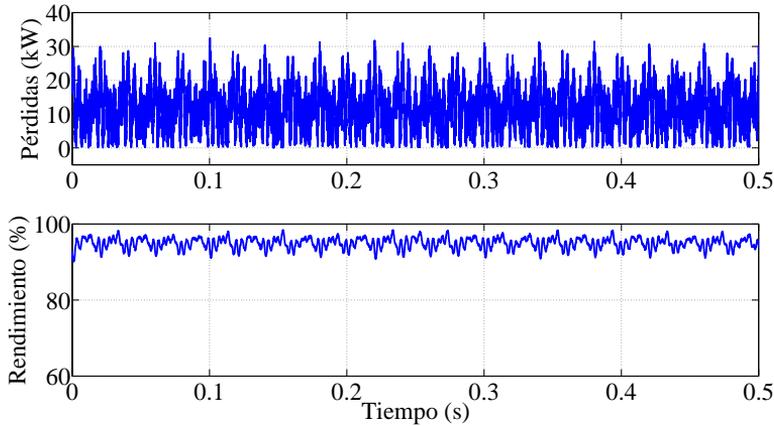


Figura 6.35: Pérdidas de potencia activa y rendimiento de la topología BTB para el ensayo al 60 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.

2. Funcionamiento al 90 % de la potencia nominal de los VSCs. Referencias: $v_{dc}^* = 800$ V, $i_{1sh}^{d*} = -640$ A ($+Q_1$), $i_{2sh}^{d*} = 640$ A ($-Q_2$) y $i_{2sh}^{q*} = -640$ A ($-P_2$).

En este ensayo se hace trabajar a los VSCs al 90 % de su corriente nominal. Para ello, se fijan las corrientes de referencia en un valor de 640 A que proporciona el 90 % de la corriente nominal de los VSCs. En la Fig. 6.36 se representa la tensión del PCC y la tensión del enlace de continua, observándose nuevamente una alta distorsión de las primeras y un adecuado seguimiento de la referencia de tensión DC.

Las corrientes en coordenadas abc y el contenido armónico de éstas se muestran mediante la Fig. 6.37 y la Fig. 6.38 respectivamente. El valor pico alcanzando es 900 A, cuyo valor eficaz es 640 A, consiguiéndose así el adecuado control de las corrientes. El THD obtenido para las corrientes del VSC1 y VSC2 es del 1.3 y 1.7 %, respectivamente. Este resultado es similar al THD obtenido con el ensayo anterior, incluso se produce una disminución del THD en la corriente del VSC1. A la vista de este resultado se puede afirmar que tanto el controlador como el filtro están trabajando de forma adecuada.

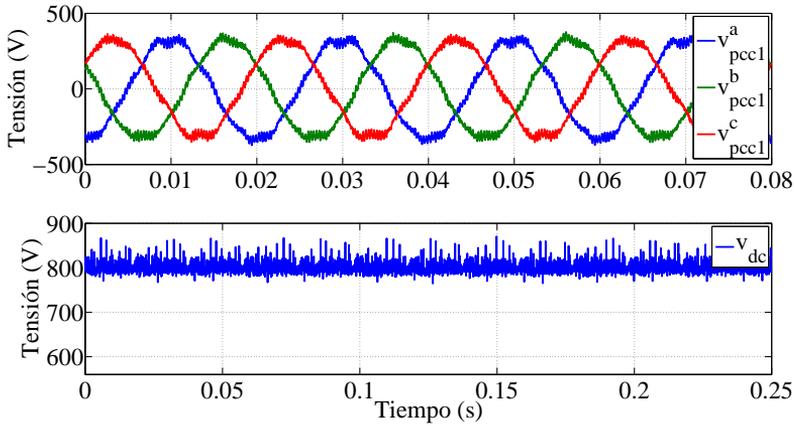


Figura 6.36: Tensión del PCC de los VSCs y del enlace de continua para el ensayo al 90 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.

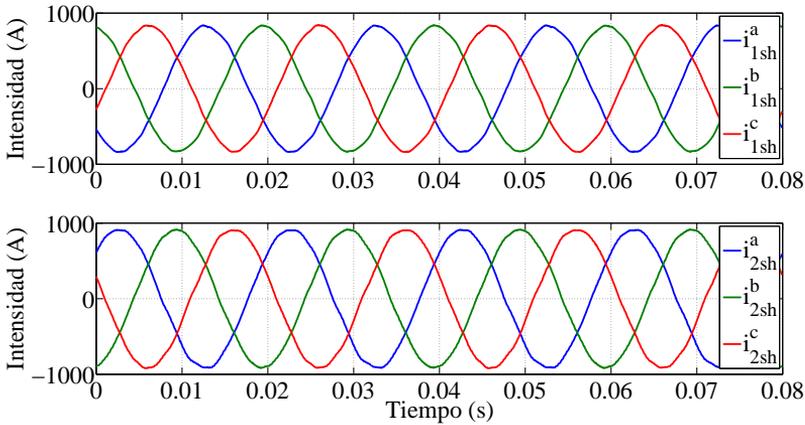


Figura 6.37: Corrientes en coordenadas abc inyectadas por los VSCs para el ensayo al 90 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.

Los flujos de potencias en los PCCs de cada VSC, así como el rendimiento y las pérdidas del sistema se muestran en la Fig. 6.39 y la Fig. 6.40 respectivamente. En este caso, los flujos de potencia se invierten respecto al ensayo anterior debido al cambio de signo en las referencias de las corrientes. El VSC2 absorbe potencia activa en su PCC la cual es evacuada por el VSC1. La diferencia entre ambas potencias representan las pérdidas de los dispositivos, reflejadas en la Fig. 6.40. Éstas son cercanas a los 20 kW volviéndose a obtener un rendimiento

próximo al 95 %. En cuanto a los flujos de potencia reactiva, se observa que la potencia es idéntica para los dos VSCs en valor absoluto. Sin embargo, su sentido es diferente a causa de la diferencia de signo entre las corrientes de referencia de la coordenada d en ambos dispositivos.

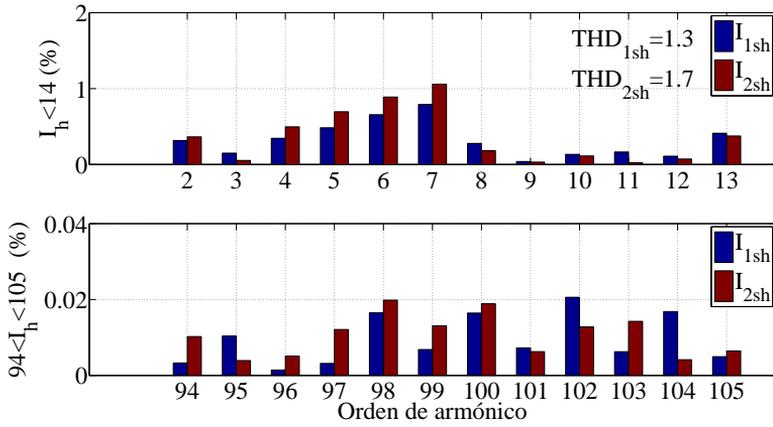


Figura 6.38: Contenido armónico de baja y alta frecuencia de los VSCs para el ensayo al 90 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.

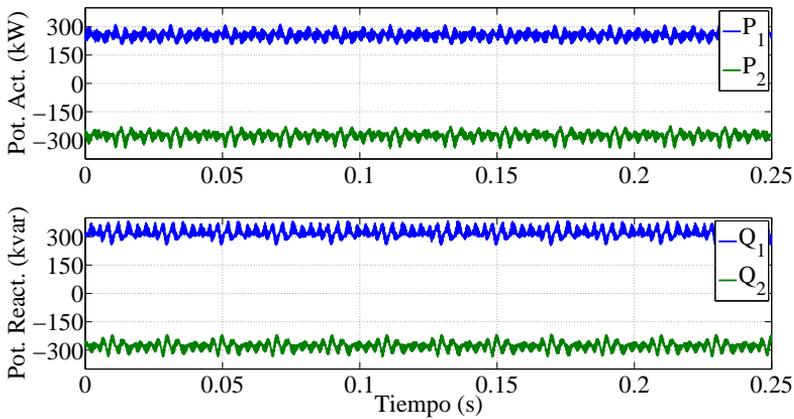


Figura 6.39: Flujos de potencia activa y reactiva para el ensayo al 90 % de carga de la topología BTB de 500 kVA.

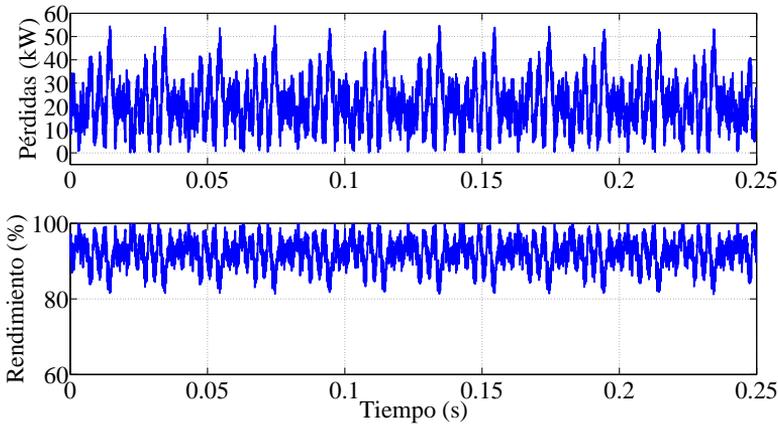


Figura 6.40: Pérdidas de potencia activa y rendimiento de la topología BTB para el ensayo al 90% de carga de la topología BTB de 500 kVA.

3. Cambio de referencia en forma de escalón, i_{1sh}^{d*} e i_{2sh}^{d*} , de 100 A.

Este ensayo consiste en provocar un cambio de referencia en escalón de 100 A a las corrientes i_{1sh}^{d*} e i_{2sh}^{d*} , de tal manera que se pueda comprobar el seguimiento conseguido con el controlador diseñado. En la Fig. 6.41 se representa este ensayo, observándose un adecuado seguimiento de la referencia para ambas corrientes. Su respuesta dinámica se caracteriza por un rápido seguimiento inicial del escalón, la no existencia de sobreoscilación y el alcance de error nulo en régimen permanente 0.2 segundos después de producirse el escalón. Estos resultados indican que el sistema se encuentra suficientemente amortiguado y que las ganancias del controlador proporcional podrían relajarse y las del controlador integral aumentarse. Estas ganancias dependen del valor de los parámetros resistivos e inductivos del sistema y la dificultad en el conocimiento de los mismos, sobretodo de los parámetros resistivos, hace que el valor exacto sea obtenido experimentalmente. Es importante resaltar que las ganancias iniciales se obtienen desde el cálculo teórico, al igual que en los resultados de simulación. Posteriormente, se hace un reajuste de las ganancias experimentalmente hasta obtener una respuesta dinámica y en régimen permanente satisfactoria. En este caso, las ganancias teóricas calculadas para el controlador proporcional e integral de corrientes fueron 0.08 y 2.5 respectivamente. Después de hacer el reajuste experimental, basado en obtener una buena calidad de onda en las corrientes, estas ganancias quedaron fijadas en 0.3 y 5. Destacar que los valores finales de las ganancias del controlador son del mismo orden de magnitud que los valores teóricos.

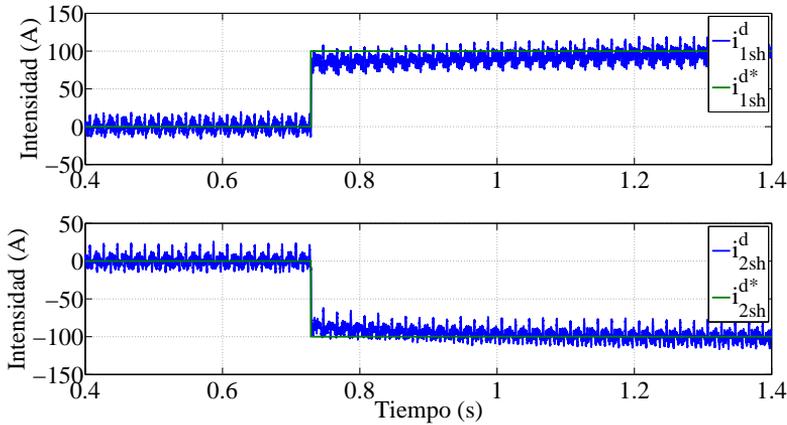


Figura 6.41: Escalón de intensidad de 100 A en las corrientes i_{1sh}^{d*} e i_{2sh}^{d*} de la topología BTB de 500 kVA.

6.2. Resultados experimentales AC-link ShSPFC

En esta sección se van a mostrar los resultados experimentales de la topología AC-link ShSPFC desarrollada en laboratorio. Para ello, se van a describir los elementos que componen el montaje experimental y los ensayos realizados para validar el funcionamiento del prototipo. Además, los resultados experimentales se van a comparar con los resultados obtenidos en las simulaciones, de tal manera que la estrategia de control aplicada a la topología AC-link ShSPFC quede totalmente validada.

El esquema unifilar y el montaje realizado en laboratorio de la topología AC-link ShSPFC se muestran mediante la Fig. 6.42 y la Fig. 6.43, respectivamente. Los elementos que componen el sistema se definen a continuación:

- *Vector Switching Converter*. Esta topología utiliza un VeSC de corriente nominal 30 A, tensión nominal 400 V y frecuencia de conmutación 5 kHz desarrollado por Rectificadores Guasch. El prototipo desarrollado se muestra en la Fig. 6.44 y su esquema de conexionado en la Fig. 6.45. Su configuración se corresponde con la topología presentada en la Fig. 3.1, donde se utilizan nueve IGBTs combinados de tres en tres para proporcionar unas tensiones determinadas a la salida del convertidor. Los IGBTs se encuentran ubicados sobre una plataforma metálica aleteada, que permite disipar las pérdidas de calor cuando funciona el convertidor. Además, esta plataforma también se encuentra ventilada para evitar sobrecalentamiento del VeSC. Las señales de control PWM se proporcionan a través de un conector DB-37. Estas señales se gestionan mediante dos placas de drivers, que actúan sobre

la apertura y cierre de los IGBTs. Cada placa de control contiene 6 señales de control, por tanto, son necesarias dos placas para controlar los nueve IGBTs.

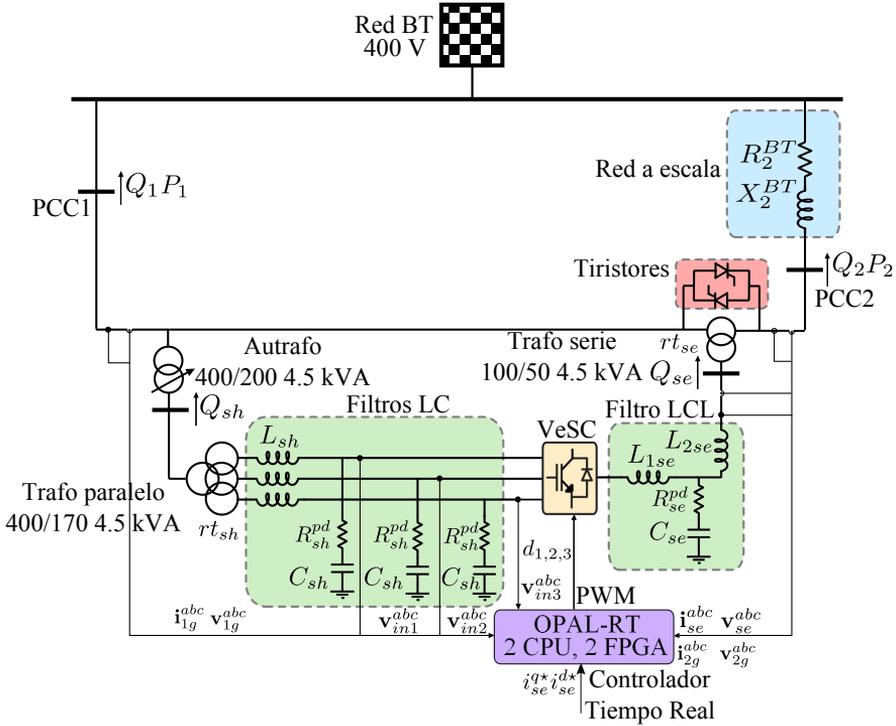


Figura 6.42: Esquema unifilar del montaje en laboratorio correspondiente a la topología AC-link ShSPFC de 20 kVA.

- Controlador en tiempo real. La plataforma de control utilizada es OPAL-RT. En esta plataforma se reciben las medidas analógicas, se ejecuta el controlador y se proporcionan la señales de control PWM al VeSC. La conexión entre las señales de la plataforma de control y el prototipo AC-link ShSPFC se realiza de forma similar a la topología BTB de 100 kVA, tal y como se muestra en la Fig. 6.12.
- Tarjeta de conversión óptico/eléctrica. Esta tarjeta se utiliza para convertir la señales ópticas de PWM, proporcionadas por la plataforma OPAL-RT, a señales eléctricas necesarias para operar los IGBTs del VeSC. Esta placa se muestra en la Fig. 6.46, a la cual llegan tres señales ópticas correspondientes a los *duty ratios*, d_1 , d_2 y d_3 . Cada una de estas señales se convierten en señales eléctricas y se dividen en tres señales,

de tal forma que se obtengan las nueve señales de control necesarias para controlar los IGBTs. Esta placa se encuentra alojada dentro de una caja metálica, para evitar que las señales de control se vean contaminadas por EMI debidas a la conmutación de los IGBTs.



Figura 6.43: Montaje en laboratorio de la topología AC-link ShSPFC de 20 kVA.

- Tarjetas de medida de tensión e intensidad. Los sensores de tensión e intensidad utilizados son el LV-25 P y el HAS 50-S respectivamente. Las medidas necesarias para controlar este prototipo son la tensión e intensidad del sistema 1, \mathbf{v}_{1g}^{abc} e \mathbf{i}_{1g}^{abc} , la tensión e intensidad del sistema 2, \mathbf{v}_{2g}^{abc} e \mathbf{i}_{2g}^{abc} , la tensión e intensidad del sistema serie, \mathbf{v}_{se}^{abc} e \mathbf{i}_{se}^{abc} , y la tensión de los filtros capacitivos de entrada, \mathbf{v}_{in1}^{abc} , \mathbf{v}_{in2}^{abc} y \mathbf{v}_{in3}^{abc} . Cada uno de estos puntos de medición se transportan hacia una placa concentradora, mostrada en la Fig. 6.47, que centraliza todas estas medidas para enviarlas a la plataforma OPAL-RT. Esta placa se encuentra alojada en una caja metálica para minimizar el contenido de

EMI en las señales de medidas.

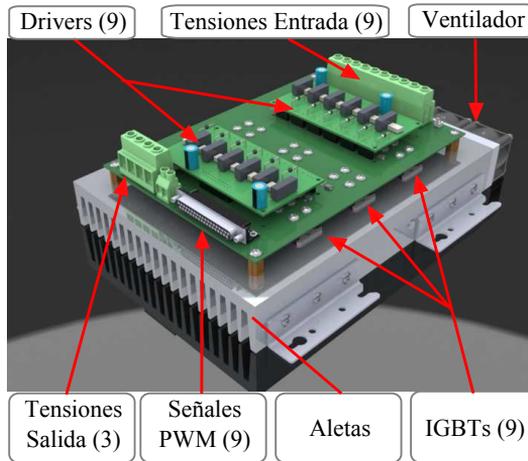


Figura 6.44: VeSC utilizado para la topología AC-link ShSPFC.

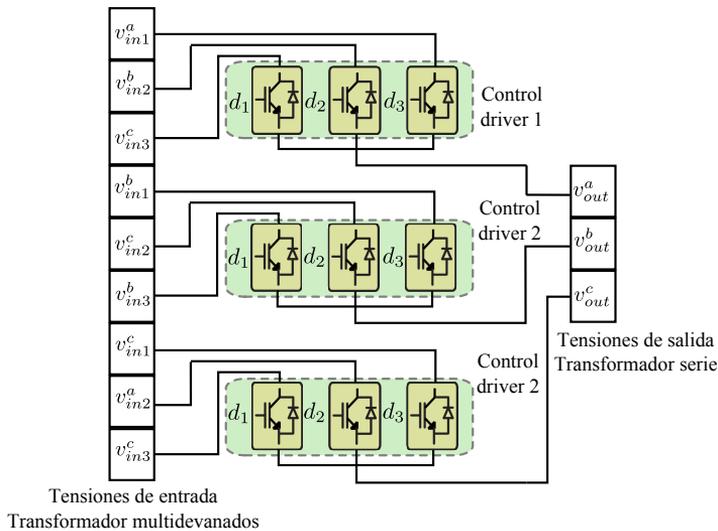


Figura 6.45: Esquema de conexionado del VeSC.

- Transformador multidevanados. Este transformador se encarga de proporcionar las tensiones de entrada al VeSC, \mathbf{v}_{in1}^{abc} , \mathbf{v}_{in2}^{abc} y \mathbf{v}_{in3}^{abc} . La potencia nominal del transformador multidevanados es 4.5 kVA. Su relación de transformación y grupo de conexión es 400/170/170/170 V Yy0y0y0 con una impedancia de cortocircuito del 5%. Esta impedancia se ha

representado mediante la inductancia L_{sh} en la Fig. 6.42. El transformador real utilizado en laboratorio se muestra en la Fig. 6.48.

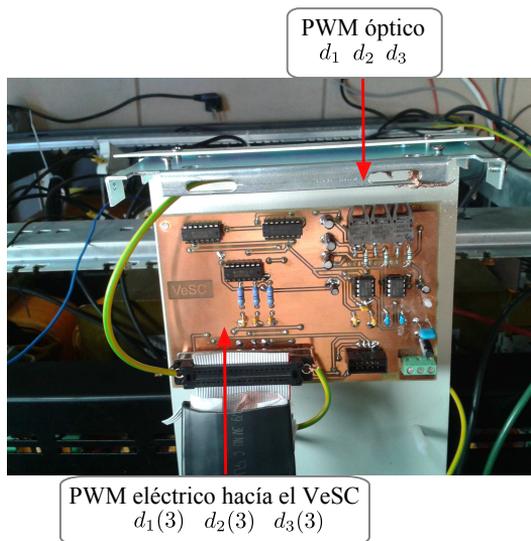


Figura 6.46: Placa de conversión óptico/eléctrica de la topología AC-link ShSPFC.

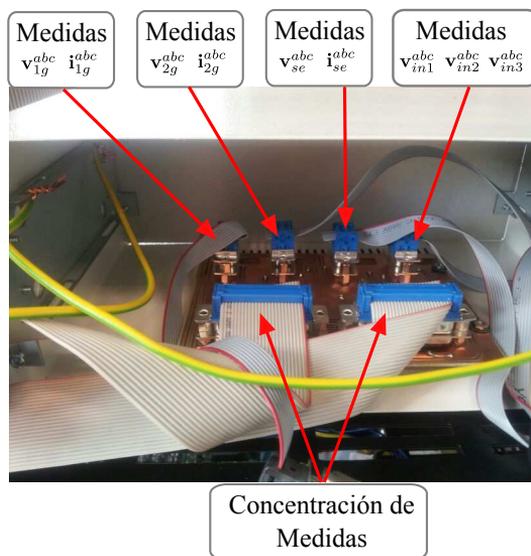


Figura 6.47: Tarjeta concentradora de medidas de tensión e intensidad utilizada para la topología AC-link ShSPFC.

- Filtros de entrada. El filtro de entrada al VeSC es un filtro LC . La impedancia del transformador multidevanados proporciona el valor de la inductancia del filtro, mientras la capacidad se obtiene al conectar nueve condensadores en paralelo a la entrada del VeSC. El objetivo de este filtro consiste en reducir el contenido armónico de las corrientes y tensiones de entrada al dispositivo. Los condensadores del filtro se muestran en la Fig. 6.49, a las cuales se le añade una resistencia serie de *passive damping*, R_{sh}^{pd} , de 2Ω para amortiguar el sistema.

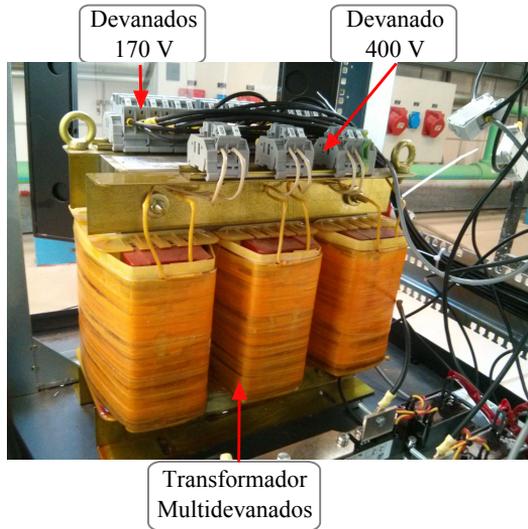


Figura 6.48: Transformador multidevanados 400/170/170/170 V Yy0y0y0 de 4.5 kVA utilizado para la topología AC-link ShSPFC.

- Filtro de salida del VeSC. El filtro de salida del VeSC es un filtro LCL , con un valor de inductancia L_{1se} , mostrada en la Fig. 6.50, de 1.1 mH, un valor de condensador C_{se} de $10 \mu\text{F}$, una resistencia serie de *passive damping* R_{se}^{pd} de 2Ω y una inductancia L_{2se} correspondiente a la impedancia de cortocircuito del transformador serie del 5%. El transformador serie del prototipo de laboratorio se muestra en la Fig. 6.49. En este caso, se trata de tres transformadores monofásicos con una relación de transformación 100/50 V y una potencia nominal de 1.5 kVA.
- Tiristores de protección. La conexión de un transformador en serie requiere de medidas de seguridad adicionales. En caso de que el secundario de este transformador quedara abierto, podrían producirse sobretensiones y dañarse el propio transformador y el VeSC. Para evitar posibles daños, se conectan en paralelo con el transformador serie

un grupo de tiristores. Estos tiristores se encargan de cortocircuitar el transformador serie cuando el VeSC no está funcionando o cuando existe una falta en el sistema. El grupo de tiristores se muestran en la Fig. 6.50.

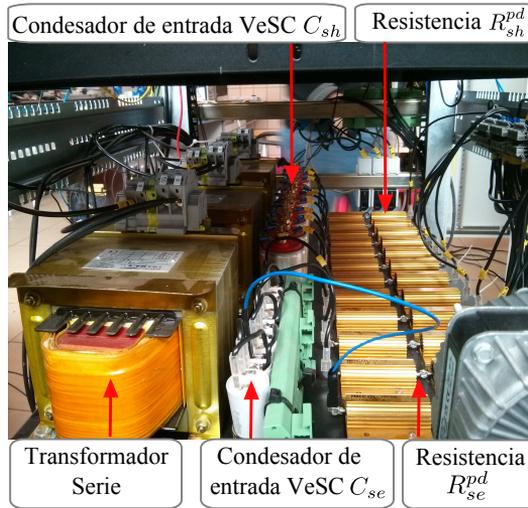


Figura 6.49: Filtro capacitivo de entrada y salida del VeSC, transformador serie y resistencias de *passive damping* utilizados para la topología AC-link ShSPFC.

- Autotransformador. Se utiliza un autotransformador con relación de transformación 400/200 V, con intención de disminuir la tensión de entrada al transformador multidevanados y, por tanto, al VeSC. Esta reducción se realiza para limitar las sobretensiones producidas por la conmutación de los IGBTs, que pueden alcanzar un elevado valor de pico y dañar el convertidor. Además de reducir la tensión de entrada, se ha conectado un circuito *snubber* RC serie en paralelo con cada IGBT y se ha reducido el *dead-time* de las señales PWM para reducir las sobretensiones.
- Red a escala. Al igual que la red a escala desarrollada para el prototipo de BTB de 20 kVA, se simula una pequeña red de distribución para este prototipo. La tensión de la red se fija en 400 V y el valor de la impedancia de la red en: $0.086+j0.125 \Omega$.

En las siguientes subsecciones se van definir los ensayos realizados para validar la topología AC-link ShSPFC. Éstos recogen desde el funcionamiento básico del VeSC hasta el desarrollo final del prototipo. De esta forma, el primer ensayo va a consistir en alimentar una resistencia mediante una tensión proporcionada por el VeSC. Esta tensión se obtendrá a partir de unas

tensiones de entrada proporcionadas por el transformador multidevanados y por los valores de los *duty ratios* consignados a lazo abierto. El segundo ensayo consistirá en alimentar la misma resistencia del ensayo anterior, pero esta vez desde la red de baja de tensión del laboratorio y una tensión en serie inyectada por el dispositivo VeSC. Por último, el tercer ensayo va a consistir en desarrollar el prototipo AC-link ShSPFC. Para ello, se va a aplicar la estrategia de control FL desarrollada en la sección 3.3.2. Cada uno de los ensayos anteriores se va a comparar con los resultados obtenidos en su simulación, de tal manera que se pueda validar el funcionamiento completo de esta topología.

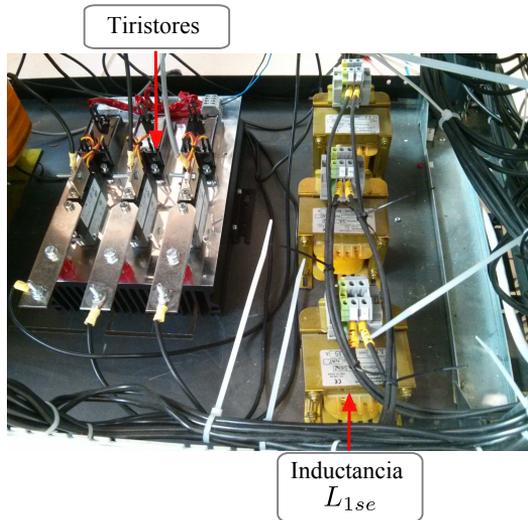


Figura 6.50: Inductancia de salida del VeSC y tiristores de protección utilizados para la topología AC-link ShSPFC.

6.2.1. VeSC alimentando circuito RL

El esquema unifilar de este ensayo se representa mediante la Fig. 6.51. El VeSC se alimenta desde el transformador multidevanados y su salida se conecta directamente a una carga resistiva, R_{load} , de valor 11Ω . En este ensayo no se utiliza ni el transformador serie ni el autotransformador. El primero porque no es necesario para alimentar la carga y el segundo para tener disponible más tensión en el VeSC y, por tanto, en la carga resistiva.

Los *duty ratios* se consideran la entrada de este sistema. Éstos se asignan a través de la plataforma de control en tiempo real OPAL-RT. Los valores consignados en este ensayo son: $d_1=0.2$, $d_2=0.2$ y $d_3=0.6$. A continuación se van a mostrar, analizar y comparar los resultados obtenidos en laboratorio con los resultados obtenidos en simulación. Cada magnitud analizada se va

a representar en una figura doble. En la parte superior se van a mostrar las variables reales medidas en laboratorio, y en la parte inferior las variables obtenidas en simulación. Para diferenciar los resultados experimentales de simulación, se ha añadido el superíndice r a las variables reales y el superíndice s a las variables simuladas.

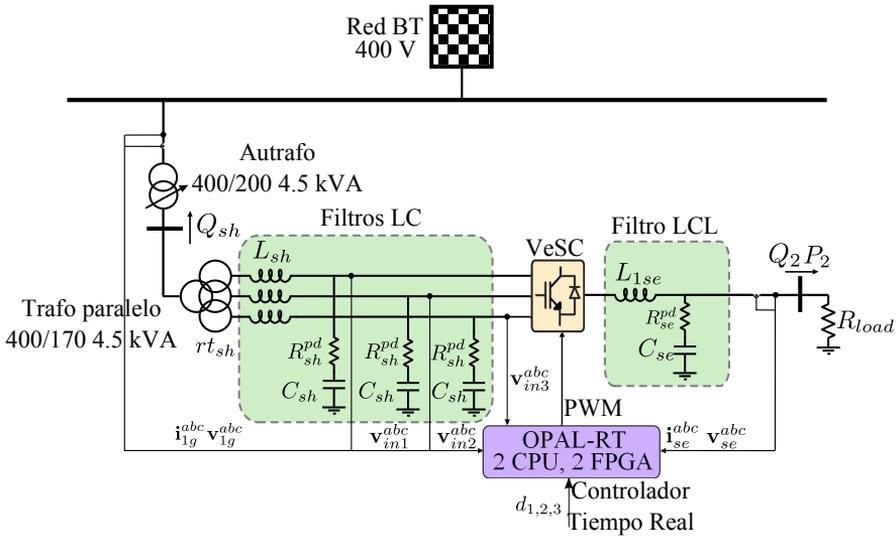


Figura 6.51: Esquema unifilar del montaje en laboratorio del VeSC correspondiente a la alimentación de una carga resistiva de 11 Ω .

La primera magnitud que se analiza es la tensión fase-neutro de alimentación de red, v_{1g}^{abc} . Ésta se encuentra representada mediante la Fig. 6.52. En ella se puede observar que los valores de pico y las fases de las tensiones reales y simuladas son muy parecidas. Centrándose, por ejemplo, en la tensión de la fase a del sistema se observa que el paso por cero ocurre en los mismos instantes de tiempo para ambas magnitudes. La diferencia entre una tensión y otra se debe al contenido armónico de orden bajo existente en la red del laboratorio. A pesar de esta variación, se puede afirmar que esta tensión es prácticamente idéntica en simulación y laboratorio.

La siguiente variable que se va analizar es la tensión de los condensadores de entrada al VeSC. En concreto se va estudiar la tensión correspondiente a uno de los devanados de baja tensión del transformador multidevanados. La relación de transformación de este transformador es 400/170/170/170 V Yy0y0y0, por tanto, el análisis de un devanado es extensible a los otros dos. La tensión fase-neutro de los condensadores, v_{in1}^{abc} , se muestra mediante la Fig 6.53. Centrándose nuevamente en el valor de pico y en la fase de estas tensiones, se puede observar que ambas vuelven a coincidir. La diferencia

entre una y otra se debe a la distorsión armónica de la red de baja tensión. Es importante resaltar que el rizado de estas tensiones es muy similar en ambos casos. Este rizado se debe a que los condensadores actúan como un sumidero de armónicos de alta frecuencia, filtrando así las corrientes de entrada al VeSC.

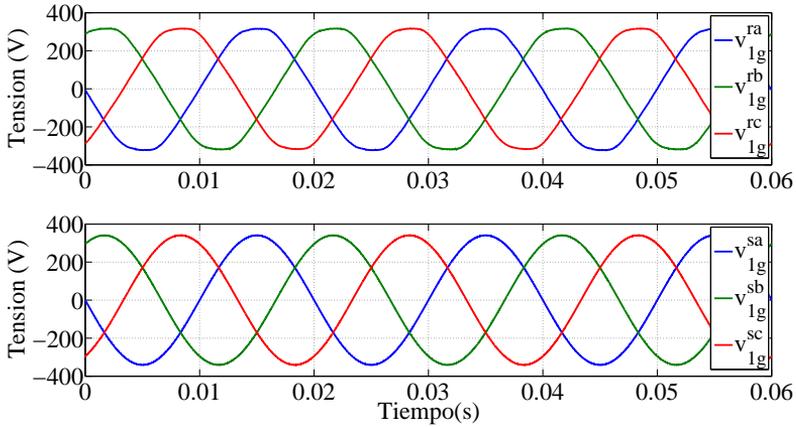


Figura 6.52: Tensión de alimentación v_{1g}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC.

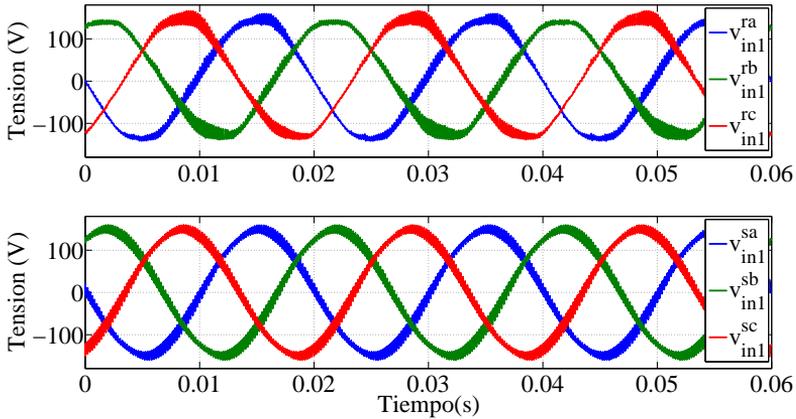


Figura 6.53: Tensión de entrada al VeSC v_{in1}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC.

La tensión de red, v_{1g}^{abc} , y la tensión proporcionada por el transformador multidevanados, v_{in1}^{abc} , son parámetros del sistema, es decir, vienen definidos

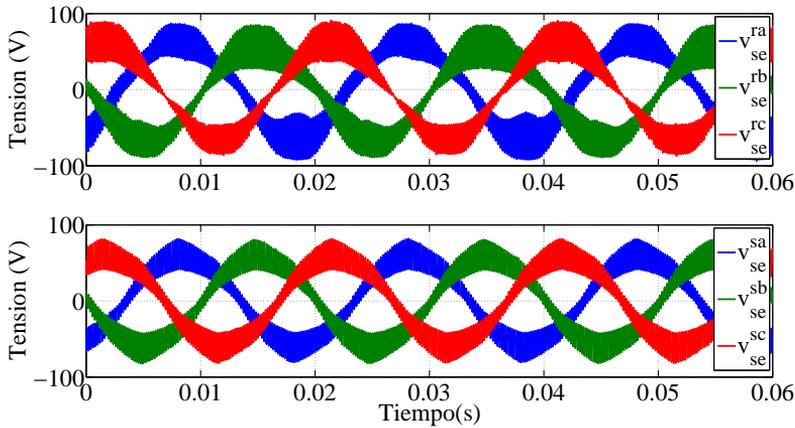


Figura 6.54: Tensión de salida del VeSC \mathbf{v}_{se}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC.

por las condiciones del laboratorio o la simulación. Las siguientes variables analizadas son la tensión e intensidad en la carga, \mathbf{v}_{se}^{abc} e \mathbf{i}_{se}^{abc} respectivamente, las cuales son producto de la operación del VeSC. La similitud de estas magnitudes es de suma importancia, ya que validaría el funcionamiento del convertidor. La tensión fase-neutro en la carga, \mathbf{v}_{se}^{abc} , se representa mediante la Fig. 6.54. Si se observa detenidamente la fase b de esta tensión, el paso por cero ocurre a la misma vez en ambos sistemas. Las diferencias existentes se encuentran justificadas por la idealidad de la simulación, donde no existen armónicos de orden bajo, *dead-time* en las señales PWM, pérdidas en los IGBTs etc. El *dead-time* de las señales PWM es necesario para evitar que los IGBTs del prototipo real se cortocircuiten. Sin embargo, su presencia implica que el contenido armónico de conmutación en las tensiones y corrientes sea mayor. En este caso, el *dead-time* se ha fijado en $1 \mu\text{s}$.

Finalmente, se muestra la corriente circulante hacia la resistencia en la Fig. 6.55. Nuevamente, se observan resultados muy similares entre los valores pico y el paso por cero de las corrientes reales y simuladas. Destacar que esta corriente se encuentra en fase con la tensión mostrada en la Fig. 6.54, ya que la carga alimentada es predominantemente resistiva. La coincidencia de las variables \mathbf{v}_{se}^{abc} e \mathbf{i}_{se}^{abc} simuladas y medidas permite validar el montaje realizado en laboratorio. De esta forma, todos los algoritmos de control, operaciones del convertidor y medidas de seguridad, se podrán desarrollar previamente en simulación, probándose posteriormente en el montaje experimental con plena seguridad.

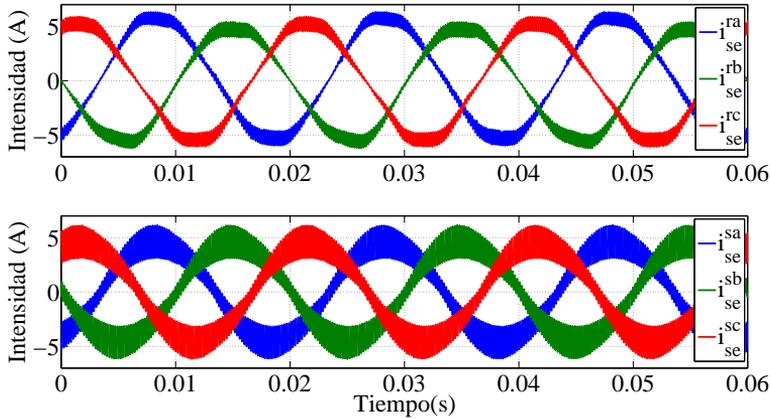


Figura 6.55: Corriente circulante por la resistencia i_{se}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC.

6.2.2. VeSC alimentando circuito RL serie

El esquema unifilar del montaje realizado para este ensayo se representa mediante la Fig. 6.56. El principal objetivo de este experimento consiste en inyectar una tensión en serie a la red de baja de tensión. La tensión serie será proporcionada por el VeSC y la tensión resultante se utilizará para alimentar una carga resistiva, R_{load} , de valor 11Ω . Esta topología es muy similar al prototipo final del AC-link ShSPFC, tal y como se muestra en la Fig. 6.42. Por tanto, los resultados de este ensayo constituyen un paso previo al desarrollo final de la topología AC-link ShSPFC. La parte principal de esta configuración es la inyección de una tensión en serie por parte del VeSC. Para ello, será necesario utilizar el transformador serie y medidas de seguridad adicionales asociadas a su operación. A continuación, se detallan los pasos a seguir para llevar a cabo una operación segura de esta configuración:

- En la posición inicial, los tiristores se encuentran cerrados cortocircuitando el transformador serie. Mientras, el VeSC estará fuera de servicio. En esta posición, las resistencias se encuentran únicamente alimentadas por la tensión de la red.
- El funcionamiento del VeSC se produce cuando se asignan los valores de los *duty ratios* por la plataforma de control en tiempo real. En este instante, se produce la apertura de los tiristores que cortocircuitan los transformadores serie. De esta forma, las resistencias estarán alimentadas por la tensión de la red más la tensión serie inyectada por el VeSC.
- Ante cualquier falta en el sistema, detectada mediante las mediciones de corrientes y tensión, se producirá el cierre de los tiristores y la

apertura del VeSC simultáneamente. De esta manera, se protege el transformador serie y al VeSC.

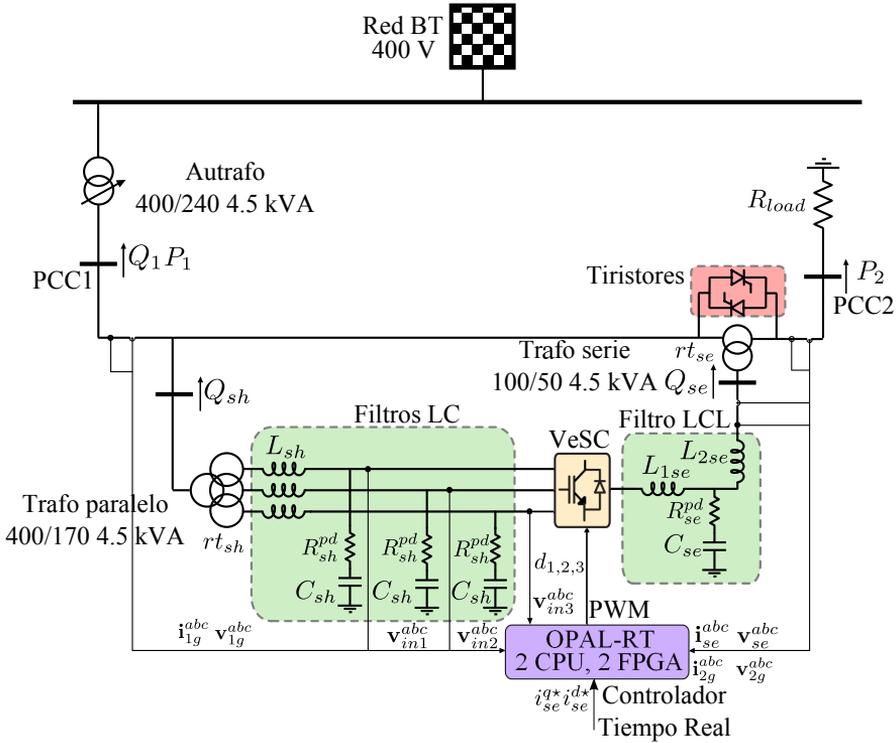


Figura 6.56: Esquema unifilar del montaje en laboratorio, correspondiente al VeSC alimentado una carga RL serie.

Nuevamente, se van a mostrar los resultados obtenidos en laboratorio y en simulación, diferenciando cada una de las variables mediante los superíndices r y s según corresponda. Los valores seleccionados de los *duty ratios* son: $d_1=0.3$, $d_2=0.2$ y $d_3=0.5$. La tensión fase-neutro de alimentación a todo el sistema, v_{1g}^{abc} , se muestra en la Fig. 6.57. Esta tensión se encuentra reducida por el autotransformador, fijando la relación de transformación del mismo en 400/240 V Y/y. La reducción de esta tensión se realiza con el objetivo de disminuir las sobretensiones producidas por la conmutación de los IGBTs. Como se puede observar en esta figura, el valor y las fases de las tensiones abc son muy similares. La diferencia entre ambas se debe al contenido armónico de baja frecuencia de la tensión del laboratorio.

La siguiente variable analizada es la corriente de alimentación al sistema, i_{1g}^{abc} . Ésta se representa mediante la Fig. 6.58, volviéndose a apreciar un

valor muy similar entre las corrientes reales y simuladas. Resaltar que esta corriente se divide entre la corriente de alimentación a la resistencia, i_{2g}^{abc} , y la corriente circulante por el VeSC y hacia los filtros capacitivos de entrada.

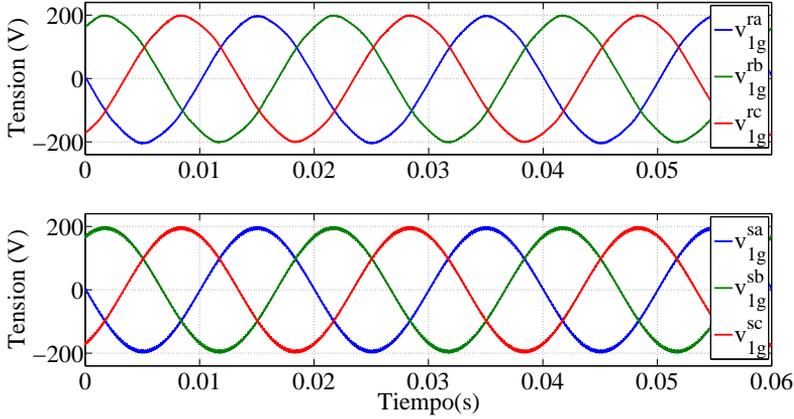


Figura 6.57: Tensión de alimentación v_{1g}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.

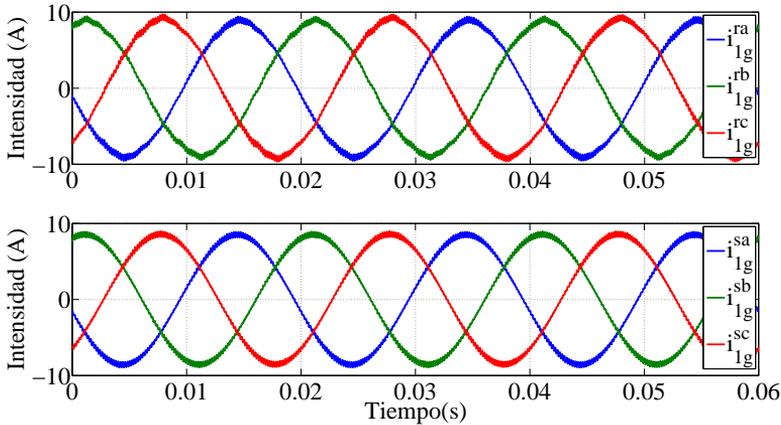


Figura 6.58: Corriente de alimentación i_{1g}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.

La tensión de entrada al VeSC se muestra en la Fig. 6.59. Esta tensión se corresponde con la del filtro capacitivo a la entrada del dispositivo, la cual es proporcionada por el transformador multidevanados. Únicamente se representa la tensión de uno de los tres devanados de baja, ya que los

otros dos tienen el mismo conexionado, relación de transformación y filtros. Centrándose en la fase *a* de esta tensión, se observa que el paso por cero se produce en el mismo instante de tiempo para los resultados experimentales y de simulación.

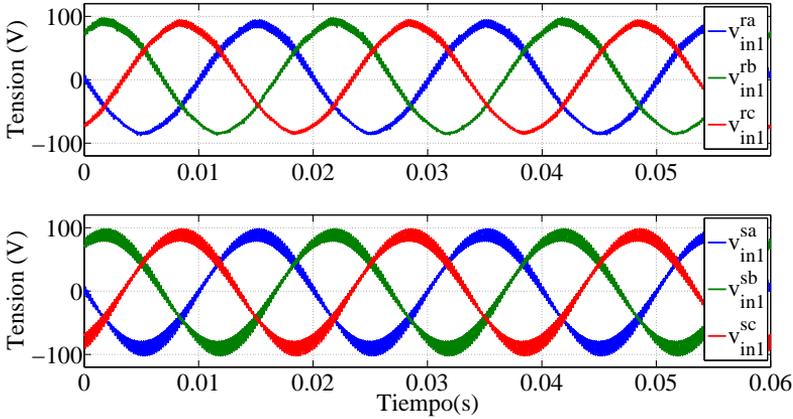


Figura 6.59: Tensión de entrada al VeSC v_{in1}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.

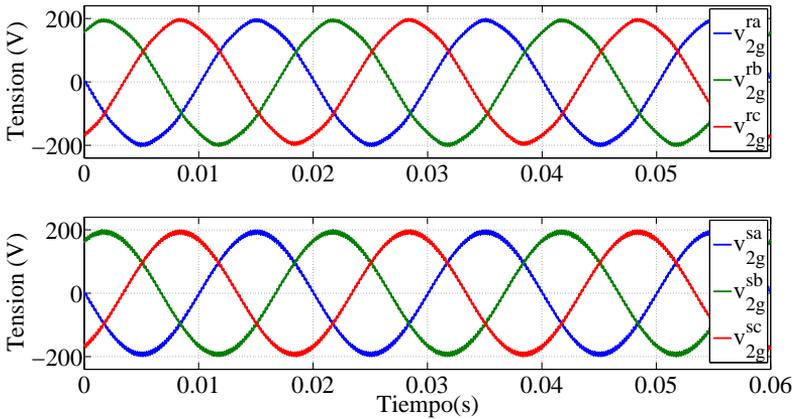


Figura 6.60: Tensión de la carga v_{2g}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.

La tensión y corriente de la carga se representan en la Fig. 6.60 y la Fig. 6.61 respectivamente. Ambas magnitudes se encuentran totalmente en fase, al estar alimentándose una carga puramente resistiva. Nuevamente, se aprecia que los resultados son muy similares en fase y valor pico entre las magnitudes reales y simuladas. Destacar que estas magnitudes son producto directo de la operación del VeSC. La tensión de la carga se obtiene como resultado de la tensión de alimentación del sistema, v_{1g}^{abc} , más la tensión serie inyectada por el convertidor. Mientras, la corriente circulante por la carga es la misma que circula por el VeSC, al estar conectado este convertidor en serie con el sistema.

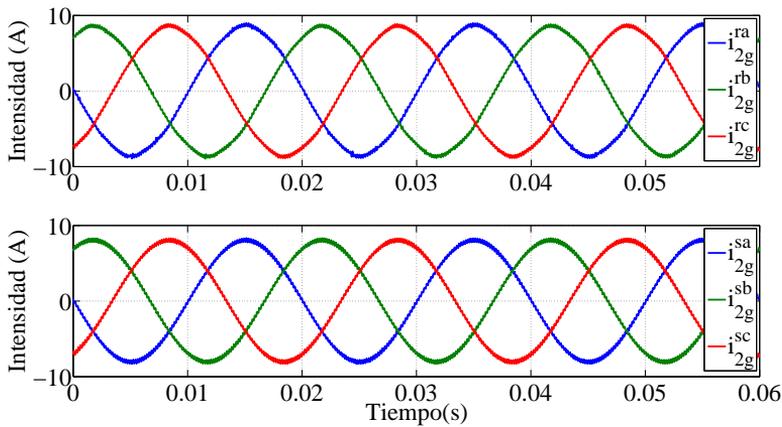


Figura 6.61: Intensidad hacia la carga i_{2g}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.

La tensión y la corriente inyectada en serie, v_{se}^{abc} e i_{se}^{abc} , proporcionadas por el VeSC se representan en la Fig. 6.62 y la Fig. 6.63 respectivamente. Ambas magnitudes son muy similares en simulación y realidad, en especial la forma de onda de la tensión serie inyectada al sistema. Esta tensión es una magnitud fundamental cuando el VeSC está conectado en serie, ya que es la que provocará los cambios de flujos de potencia en el sistema.

Profundizando, aún más, en el análisis de esta magnitud se muestra el contenido armónico de la tensión real y simulada en la Fig. 6.64. Ambos contenidos armónicos muestran resultados muy parecidos, en especial el contenido armónico de alta frecuencia correspondiente a la frecuencia de conmutación. El valor del armónico, $h=99$, es superior al 100 %, indicando que la tensión de esta frecuencia es superior a la tensión de la componente fundamental. Este resultado es completamente normal, ya que la tensión serie es generada por el propio VeSC mediante la conmutación de los IGBTs. Adicionalmente, se muestra el contenido armónico y el THD de la tensión de la carga real y simulada en la Fig. 6.65. Éste alcanza un valor de 2.9 y

2.6 % para ambos resultados, reflejando una buena calidad de onda para esta magnitud. La tensión anterior es producto de la tensión del sistema, más la tensión serie inyectada por el VeSC. A pesar de la baja calidad de onda de la tensión serie, la tensión de la carga apenas se ve afectada ya que la tensión serie es una fracción de la tensión de red.

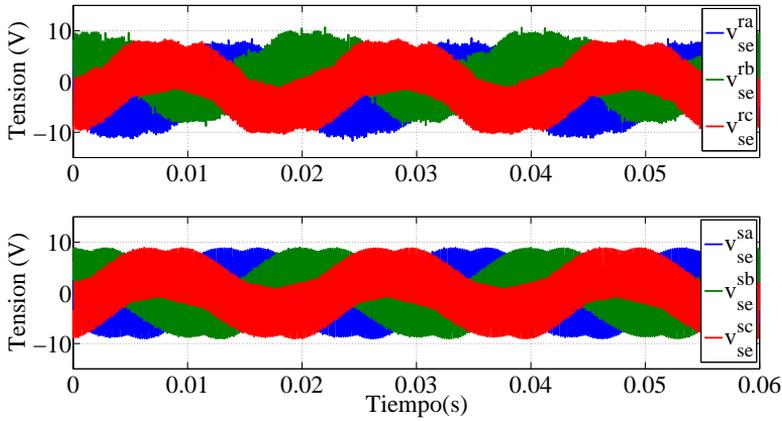


Figura 6.62: Tensión inyectada en serie v_{se}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.

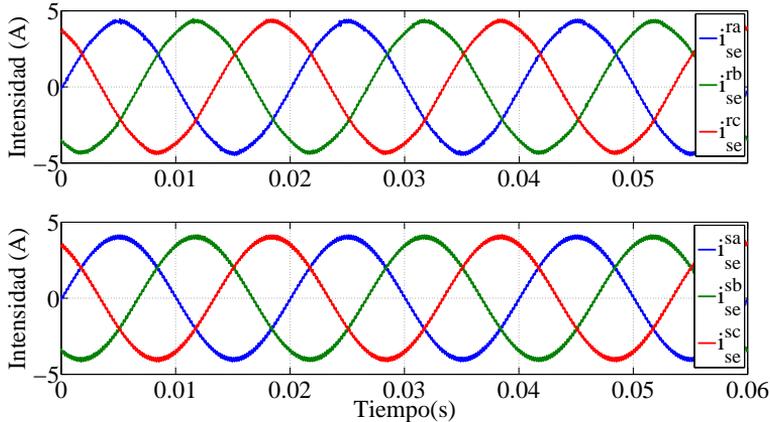


Figura 6.63: Corriente circulante por el VeSC i_{se}^{abc} medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.

En cuanto a la corriente circulante por el convertidor, el valor obtenido debe ser opuesto y de la mitad de valor que la corriente hacia la carga. Ésto se debe a la forma de conectar el transformador serie al sistema, y a la relación de transformación 50/100 Yy0 del mismo. Al comparar la Fig. 6.61 y la Fig. 6.63, se comprueba que la corriente hacia la carga, i_{2g}^{abc} , y la corriente serie, i_{se}^{abc} , están desfasadas 180° , y que la primera es del doble de valor que la segunda. El contenido armónico y el THD de esta corriente se reflejan en la Fig. 6.66, observándose una buena calidad de onda que certifica un diseño adecuado del filtro *LCL*.

La similitud entre los resultados obtenidos en laboratorio y en simulación es de gran importancia en este ensayo, ya que el VeSC se encuentra conectado de la misma forma que en la topología AC-link ShSPFC. Además, este resultado permitirá desarrollar previamente la estrategia de control de la topología AC-link ShSPFC en simulación, para implementarla posteriormente en el montaje experimental con plena seguridad.

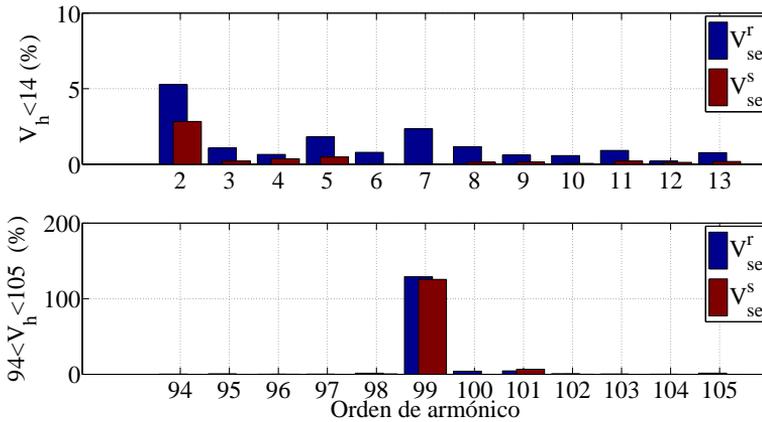


Figura 6.64: Contenido armónico de la tensión serie para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.

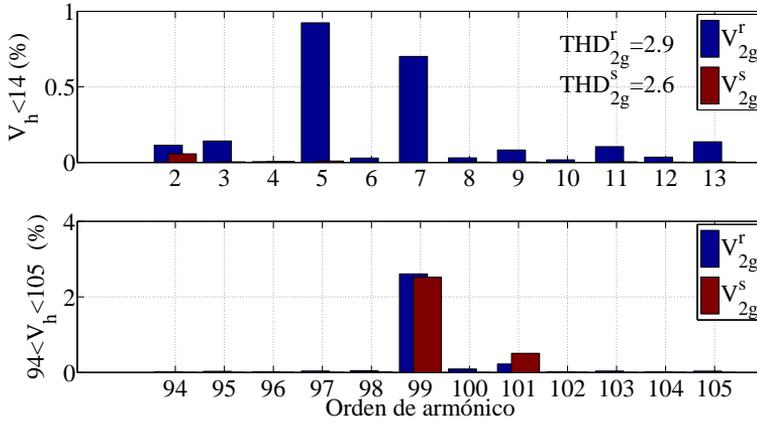


Figura 6.65: Contenido armónico de la tensión de la carga para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.

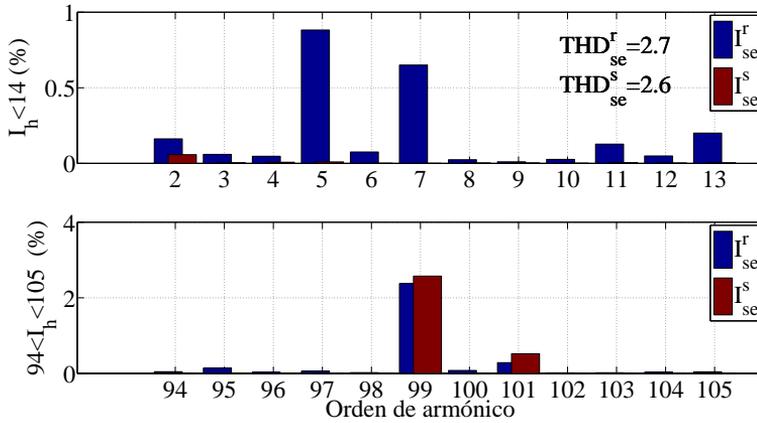


Figura 6.66: Contenido armónico de la corriente serie circulante por el VeSC medida y simulada para el ensayo de alimentación de una carga resistiva con el VeSC conectado en serie.

6.2.3. Control de la topología AC-link ShSPFC

En esta subsección se van a analizar los resultados obtenidos con el montaje experimental de la topología AC-link ShSPFC. Para ello, se va a implementar el algoritmo de control desarrollado en la sección 3.3.2 correspondiente a la estrategia FL. El esquema unifilar del ensayo se encuentra representado mediante la Fig. 6.42. El objetivo del ensayo es controlar los

flujos de potencia activa y reactiva, P_2 y Q_2 , en el PCC2. El protocolo de conexión de la topología AC-link ShSPFC a la red eléctrica se realiza de la misma forma que en la subsección anterior, con el fin de proteger los transformadores conectados en serie y el VeSC. Al igual que en las subsecciones anteriores, los resultados de laboratorio se van a comparar con los resultados obtenidos en simulación. De esta forma, la configuración AC-link ShSFPC y el algoritmo de control podrán quedar completamente validados.

A continuación se presentan y analizan los ensayos realizados con la topología AC-link ShSPFC:

1. Control de corrientes, $i_{se}^{d*} = -7$ A ($+Q_2$) e $i_{se}^{d*} = 7$ A ($-P_2$). En este ensayo se fija como variable a controlar las corrientes serie inyectadas por el VeSC. El control de estas corrientes es similar a controlar las corrientes i_{2g}^q e i_{2g}^d por la línea, ya que la relación entre ellas se establece mediante el transformador serie. Por tanto, controlar la corriente inyectada en serie por el VeSC permitirá controlar los flujos de potencias activa y reactiva entre ambos sistemas.

La tensión e intensidad circulante por el PCC1 se muestra en la Fig. 6.67 y la Fig. 6.68 respectivamente. En estas figuras se puede observar que tanto el valor pico, como la fase de las tensiones y corrientes son muy similares en los resultados de simulación y laboratorio. Resaltar que la corriente i_{1g}^{abc} se divide entre la corriente hacia el PCC2 i_{2g}^{abc} y la corriente hacia el VeSC.

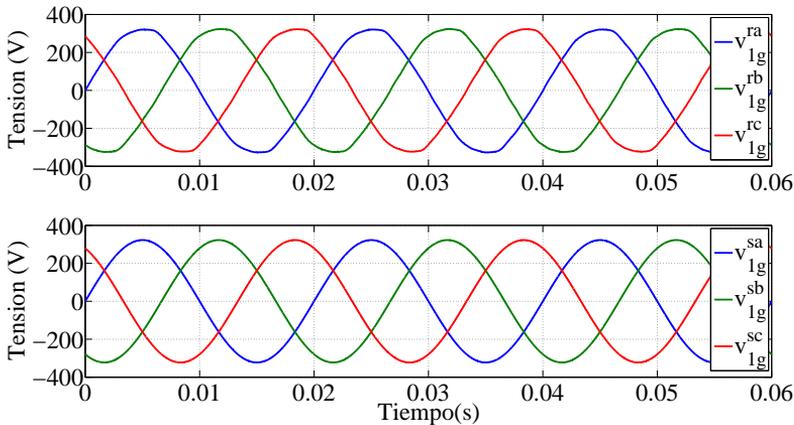


Figura 6.67: Tensión de alimentación v_{1g}^{abc} medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.

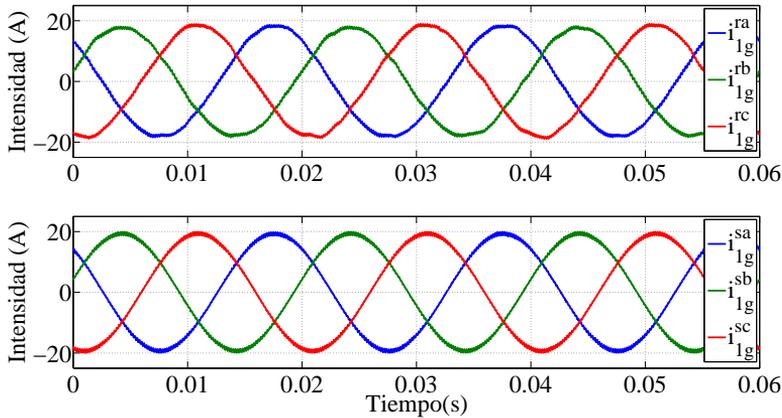


Figura 6.68: Corriente de alimentación i_{1g}^{abc} medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.

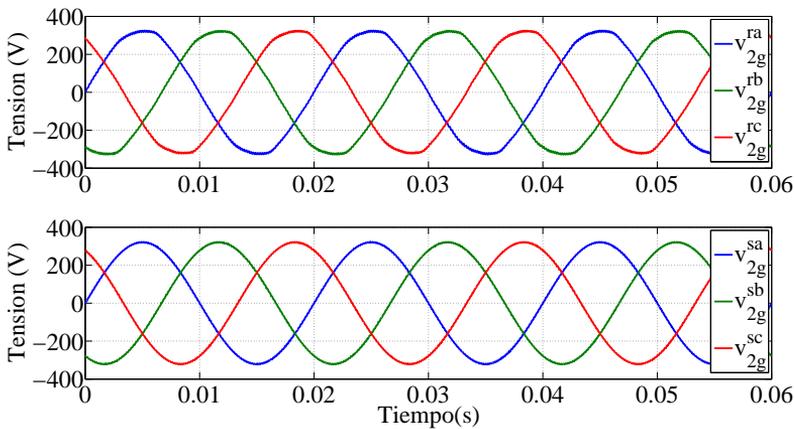


Figura 6.69: Tensión del PCC2 v_{2g}^{abc} medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.

La tensión y la corriente en el PCC2 se representan mediante la Fig. 6.69 y la Fig. 6.70 respectivamente. Estas magnitudes son resultado directo de la tensión serie inyectada por el VeSC. La tensión v_{2g}^{abc} se obtiene como resultado de la tensión del PCC1 más la tensión en serie inyectada por el VeSC. Mientras, la corriente circulante en este punto i_{2g}^{abc} es de valor doble y de sentido contrario que la corriente real controlada i_{se}^{abc} . Ambas magnitudes reflejan resultados muy similares entre los resultados obtenidos en laboratorio y en simulación.

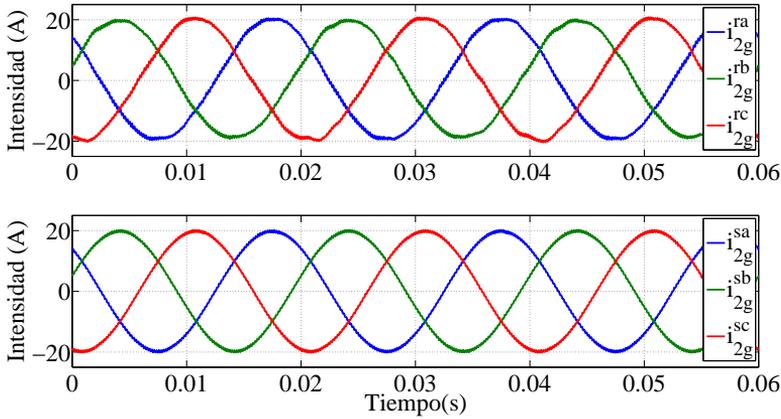


Figura 6.70: Corriente circulante por el PCC2 i_{2g}^{abc} medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.

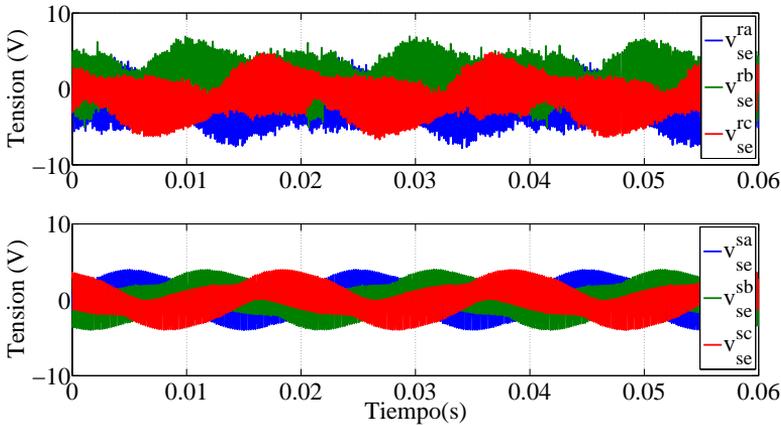


Figura 6.71: Tensión inyectada en serie v_{se}^{abc} medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.

La tensión y la corriente serie inyectada por el VeSC son las magnitudes determinantes en el control de los flujos de potencia. Éstas se encuentran representadas mediante la Fig. 6.71 y la Fig. 6.72. La tensión inyectada en serie es de bajo valor, al ser la tensión de los sistemas enlazados la misma para ambos e igual a la tensión de la red del laboratorio. Cualquier inyección de una tensión serie hace que los flujos de potencia aumenten rápidamente entre los dos sistemas. La corriente serie en coordenadas abc debe ser de la mitad de valor y de sentido

opuesto que la corriente circulante por el PCC2. Si se comparan la Fig. 6.70 y la Fig. 6.72 se observa que tal condición se cumple y, por tanto, se puede afirmar que controlar la corriente serie es similar a controlar la corriente por la línea.

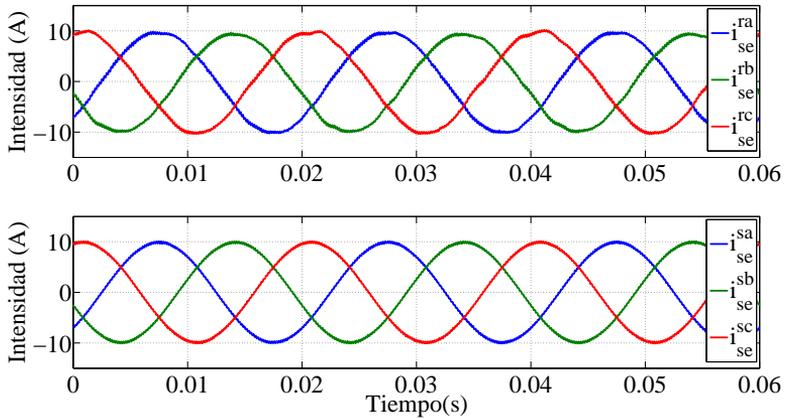


Figura 6.72: Corriente circulante por el VeSC medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.

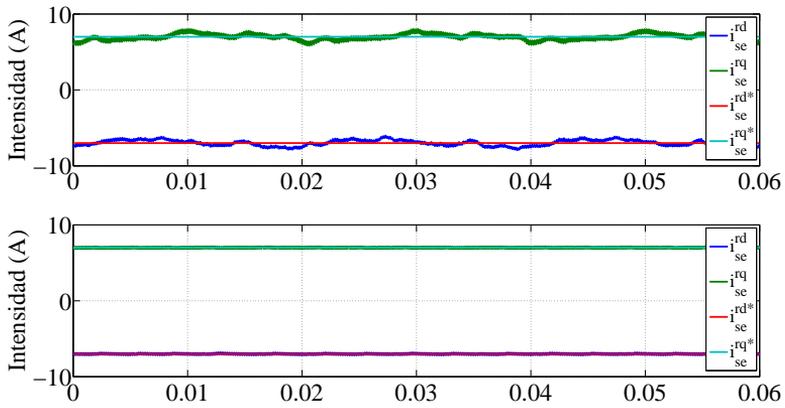


Figura 6.73: Corriente serie en coordenadas dq medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.

La siguiente magnitud analizada es la corriente serie en coordenadas dq . El valor de referencia de estas corrientes y su valor real se muestran en la Fig. 6.73. Como se puede observar, el seguimiento de las referencias se realiza de manera adecuada, tanto en la simulación como en el desarrollo experimental. De esta forma, se puede afirmar que el controlador desarrollado para esta topología queda completamente validado. La diferencia entre ambos resultados se debe al contenido armónico de la tensión de red en el laboratorio.

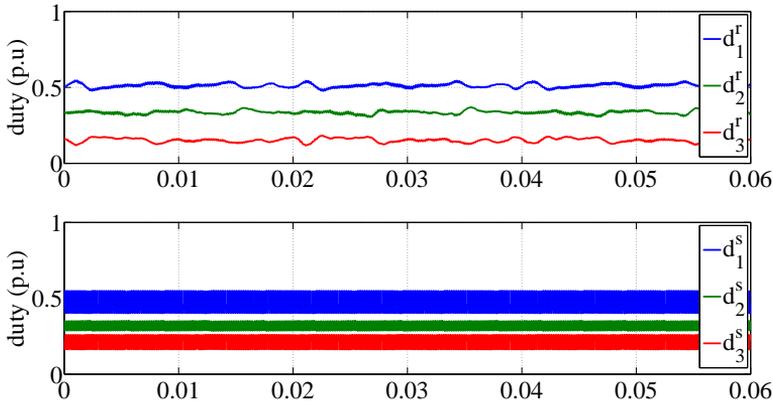


Figura 6.74: *Duty ratios* medidos y simulados para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.

La inyección de una tensión serie provoca la circulación de las corrientes entre los dos sistemas. Esta tensión se obtiene a partir de las tensiones de entrada, $\mathbf{v}_{in1-2-3}^{abc}$, y del valor de los *duty ratios*. Las tensiones de entrada se consideran un parámetro del sistema, al estar proporcionadas por el transformador multidevanados que se encuentra conectado a la red del laboratorio. Por consiguiente, la magnitud fundamental para obtener la tensión serie deseada es el valor de los *duty ratios*. Esta magnitud, considerada la entrada del sistema, se representa mediante la Fig. 6.74. El resultado obtenido muestra un valor muy similar entre el resultado experimental y el de simulación. Además, es importante resaltar que el valor de los *duty ratios* se encuentra entre [0-1] p.u y que la suma de éstos es igual a la unidad, dando cumplimiento a la condición (2.11) para el VeSC.

Los flujos de potencia activa y reactiva en el PCC1 y el PCC2 se representan en la Fig. 6.75. Los valores seleccionados de las corrientes de referencia provocan que la potencia activa y reactiva en el PCC2 sea negativa. De esta forma, la potencia circulante por este punto será inyectada al PCC1, de acuerdo al criterio de signos adoptado en la Fig.

6.42. La diferencia entre las potencias de los sistemas 1 y 2 son las pérdidas del sistema completo. Éstas, como se puede apreciar en la figuras, son mínimas, al ser el convertidor de una potencia fraccional.

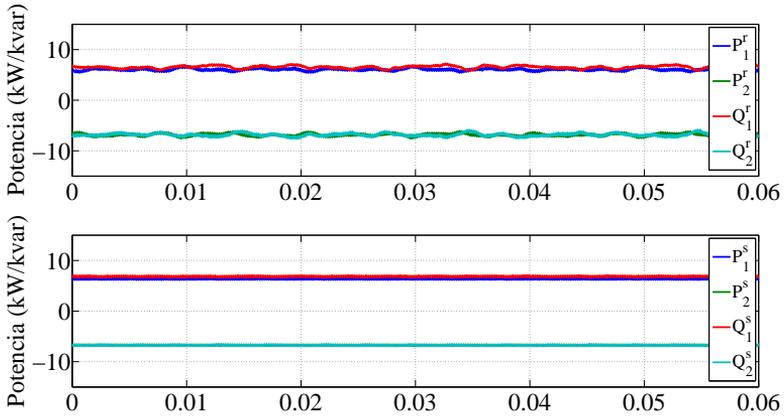


Figura 6.75: Flujos de potencia activa y reactiva en el PCC1 y PCC2 para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.

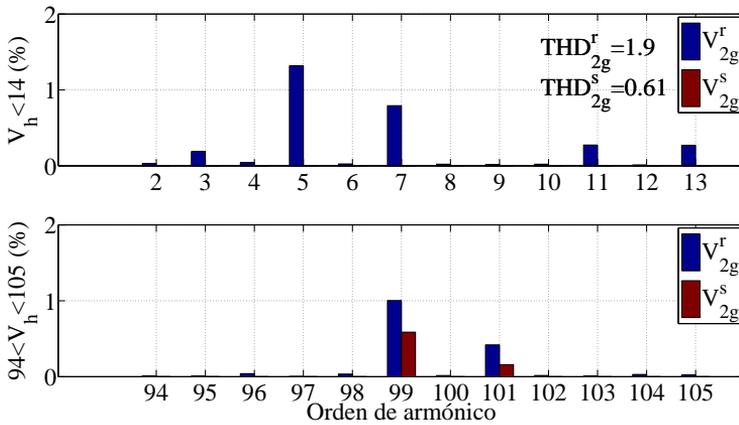


Figura 6.76: Contenido armónico de la tensión del PCC2 medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.

Finalmente, se muestra el contenido armónico de la tensión en el PCC2 y de la corriente serie inyectada por el VeSC a través de la Fig. 6.76 y la Fig 6.77 respectivamente. En ambas figuras es importante destacar que el contenido armónico de alta frecuencia es de valor bajo y muy similar

entre la simulación y el prototipo real. Por tanto, se puede afirmar que el filtro de conexión utilizado para el VeSC se ha diseñado de forma adecuada. Sin embargo, la diferencia entre ambos resultados surge de los armónicos de orden bajo, principalmente debido a la existencia de los armónicos 5 y 7, característicos de la tensión de la red, y al armónico de segundo orden de la corriente, causado por la señal triangular en forma de diente de sierra utilizado en el PWM del VeSC [149].

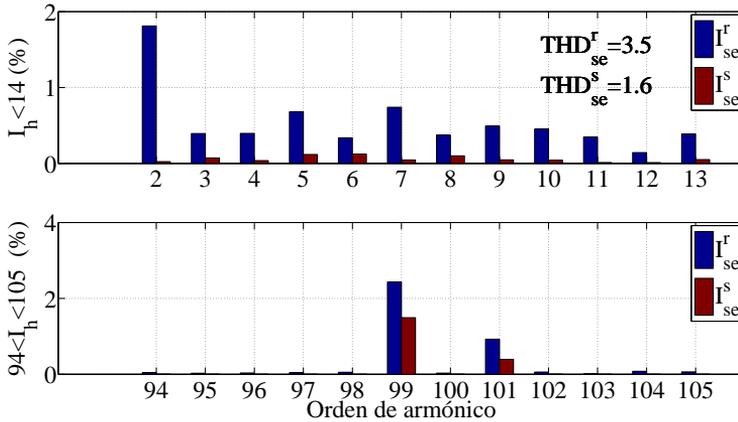


Figura 6.77: Contenido armónico de la corriente serie circulante por el VeSC medida y simulada para el ensayo del prototipo del AC-link ShSPFC montado en laboratorio.

La similitud alcanzada entre los resultados experimentales y de laboratorio permite afirmar que el funcionamiento del prototipo, el modelo desarrollado y la estrategia de control aplicada a la configuración AC-link ShSPFC están completamente validados.

- Escalón de intensidad, i_{se}^{d*} , de 0 a 5 A. Este ensayo va a consistir en provocar un cambio en la referencia, i_{se}^{d*} , en forma de escalón. De esta manera, se podrá analizar la respuesta transitoria del controlador y el grado de acoplamiento existente entre las coordenadas dq de las corrientes. En este ensayo únicamente se mostrarán las magnitudes reales del ensayo de laboratorio, al estar completamente validada la topología AC-link ShSPFC con los ensayos realizados con anterioridad.

Los valores de referencia de las corrientes i_{se}^{d*} e i_{se}^{q*} y de las corrientes reales i_{se}^d e i_{se}^q se representan en la Fig. 6.78. Además, en esta figura se representan la evolución de los *duty ratios* durante el ensayo. En ella se puede observar un adecuado seguimiento de las corrientes de referencia, así como una respuesta dinámica aceptable al cambio producido en escalón. La oscilación observada en las corrientes se debe al

armónico de segundo orden procedente del PWM. A pesar de esto, el grado de desacoplamiento alcanzado es adecuado, ya que la variación de 5 A en la referencia de corriente i_{se}^d no produce ningún cambio en la corriente, i_{se}^q . En cuanto al valor de los *duty ratios*, el cambio de referencia provoca una variación en los valores de los mismos.

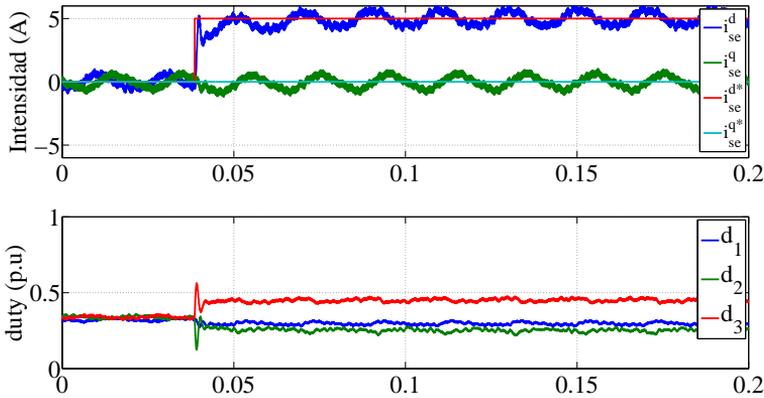


Figura 6.78: Corrientes en coordenadas dq y *duty ratios* para el cambio de referencia de 5 A en la corriente de referencia i_{se}^{d*} de la topología AC-link ShSPFC.

Las corriente y tensión serie inyectada en coordenadas abc se muestra mediante la Fig. 6.79. En el instante que se produce el escalón, la tensión serie modifica su valor para adaptarse al cambio producido. Este cambio provoca la circulación de una corriente de 5 A pico, correspondiente al valor de referencia adoptado. Resaltar que esta tensión es directamente proporcional al valor de los *duty ratios*.

Las siguientes magnitudes analizadas son las corrientes por el PCC1 y el PCC2, Fig. 6.80. Ambas corrientes son de valor similar y de signo opuesto, únicamente diferenciadas por la corriente circulante hacia el VeSC. Destacar que la corriente en el PCC2 es el doble de la corriente controlada en serie y con signo contrario.

Por último, se muestra la evolución de las potencias activas y reactivas cuando se produce el cambio de referencia en la Fig. 6.81. En esta figura se puede observar que el cambio de la corriente en la coordenada d únicamente afecta a la potencia reactiva del PCC2. Es importante resaltar el grado de desacoplamiento alcanzado entre las potencias activas y reactivas del sistema.

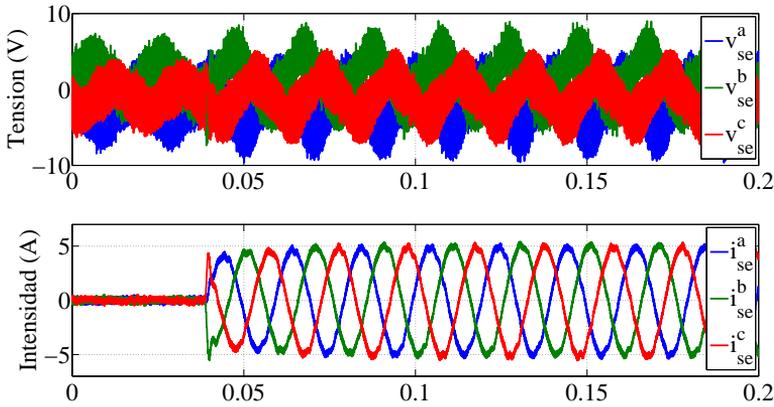


Figura 6.79: Tensión e intensidad serie inyectada al sistema para el cambio de referencia de 5 A en la corriente de referencia i_{se}^{d*} de la topología AC-link ShSPFC.

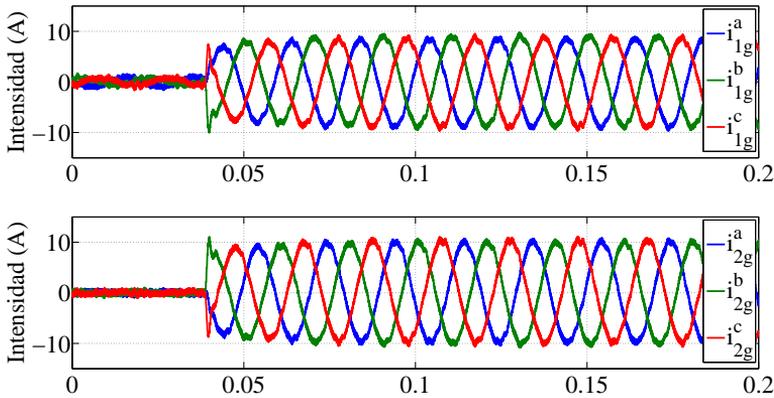


Figura 6.80: Corriente circulante por el PCC1 y PCC2 para el cambio de referencia de 5 A en la corriente de referencia i_{se}^{d*} de la topología AC-link ShSPFC.

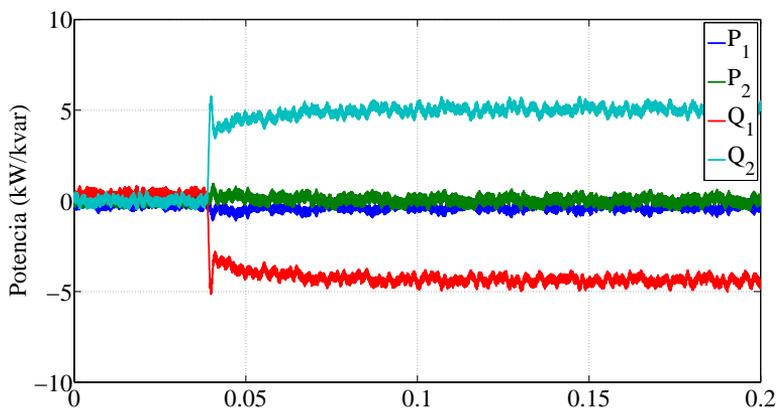


Figura 6.81: Flujos de potencia en el PCC1 y PCC2 para el cambio de referencia de 5 A en la corriente de referencia i_{se}^{d*} de la topología AC-link ShSPFC.

En base a los resultados obtenidos en estos ensayos, se puede afirmar que el desarrollo experimental de la topología AC-link ShSPFC se ha conseguido de forma exitosa, validándose así el funcionamiento de esta topología, el modelo desarrollado en coordenadas abc y dq y el controlador FL desarrollado para la misma.

Capítulo 7

Conclusion

The main conclusions of this thesis and the future works for the integration of the flexible links in distribution networks are summarized in this chapter.

7.1. General Conclusions

This thesis has addressed the potential of incorporating DFACTS links among adjacent feeders, at nearby points where normally open switches exist for back-up support, to optimize the future distribution networks where a massive presence of DG is expected. The work has focused on some operational issues of DFACTS topologies considering both steady-state and transient performance.

Three DFACTS devices have been studied: BTB, UPFC and AC-link ShSPFC. The first two are composed of two VSCs sharing a common DC bus. However, these VSCs are connected in a different manner in both topologies. In the BTB topology, the VSCs are rated to a voltage which is of the same order of magnitude as the PCC voltage, whereas the rated current of the linked feeders determines the maximum apparent power. For the UPFC topology, one of the VSCs is in series with the interconnected feeders. This fact has relevant implications regarding the rated magnitudes. On the one hand, the rated voltage of the series VSC is only a fraction of the network voltage whereas the rated current should be enough to withstand the total line current. On the other hand, the rated voltage of the shunt converter, like in the BTB configuration, is approximately the network-rated voltage, whereas the rated current has to be selected considering the sum of the interconnected feeder currents. As a consequence, the rated power of the series VSC gets reduced, whereas the shunt VSC is usually dimensioned for full power. The third topology, named AC-link ShSPFC, is a novel arrangement proposed in this thesis. This topology corresponds to a shunt-series matrix

converter based on VeSC. The proposed AC-link ShSPFC topology reduces the number of components (semiconductors and transformers) with respect to previous realizations of this topology.

Chapter 3 has presented a full model of the AC-link ShSPFC topology for transient and steady-state analysis. A model of this arrangement in abc and dq frames has been developed using an alternative definition of the duty cycles which enlarges the operation area of this power controller. Once the model has been obtained, two control strategies have been proposed: classical PI (Proportional-Integral) controller and FL (Feedback Linearization) controller. These have been validated through simulations in MATLAB[®]/Simulink[®]. Both controllers have shown a good behavior in steady state and transient regime for this particular application. Regarding the tracking of step changes on the reference power, both controllers have presented a good dynamic behavior with zero error in steady-state. However, the PI controller has presented a coupling between the active and reactive power inherent to its design stage. On the contrary, the FL controller has presented an almost decoupled behavior between the active and reactive powers. The coupling degree has been measured through a coupling factor revealing the higher performance of the FL controller. When analysing the impact of the proposed technology on the power quality of the power system, the simulations have revealed that the impact is almost null and not dependant on the used controller. As a consequence, the use of FL controllers is encouraged for this type of applications. Finally, a new model for this topology in steady state has been developed to be used in OPF (Optimal Power Flow) algorithms.

Chapter 4 has analyzed and compared the different DFACTS topologies considered in this thesis. The BTB and UPFC topology provide three degrees of freedom, being it possible to control the active power flow and the reactive power injected at both terminal nodes independently. A comprehensive study, comparing the BTB with the shunt-series topology, shows that the latter presents a better performance ratios at lower power ratings. In addition, a novel operational mode, named P0Q, reducing even further the shunt-series power ratings, is proposed. This control method is a promising choice in some applications where the voltage regulation capability is less relevant. Similarly to P0Q mode, the AC-link ShSPFC topology presents two degrees of freedom. Therefore, a comparison between these topologies have been proposed regarding the feasible operating points.

Chapter 5 has presented a control strategy to integrate the DFACTS links in an efficient manner in distribution networks. This strategy is composed of three control levels: Energy Management System (EMS), Outer Control Loop (OCL) and Inner Control Loop (ICL). The EMS calculates the active power and voltage references in the PCC of each DFACTS terminal, p^* and v^* respectively, using global information of the distribution network provided by smart meters every 5 minutes. Regarding the DFACTS control, the main function of the OCL is to adapt the references from the EMS to the ICL by transforming the voltage reference, v^* , to a reactive power reference

q^* . Finally, the ICL assures that the PCC voltage and active power of each converter correspond to the specified references given by the EMS. Each of these control levels have been validated on a distribution benchmark composed of two sub-networks. The network includes 14 buses with industrial and household loads. In addition, a high penetration of distributed generators has been considered. In the base case the sub-networks are operated in a radial configuration. In order to increase the efficiency of the distribution network, it is proposed to connect the sub-networks through the DFACTS topologies: BTB, UPFC with P2Q, P1Q and POQ modes, AC-link-ShSPFC and multiterminal DC-link. In this way, it is possible to improve the operation of the network (lower losses and better voltage profiles) by imposing adequate references which can be computed by a supervisory control system (EMS) based on OPF algorithm. The obtained results validate the previously performed theoretical analysis and comparison, as well as the driving idea of this work: the flexible links, by allowing power flow transfers among adjacent radial feeders, maximize the use of existing feeder loadability, reducing the power losses and improving the voltage profile. The OCL has been validated through two transient analyses: fault ride-through capability and voltage sag mitigation. The ICL has been developed for each of the analyzed topologies. Different simulations have been performed to control the active and reactive power flows in order to validate the proposed control strategies.

Finally, several laboratory setups have been developed to validate in an experimental way the simulated results of the ICL. In the case of BTB topology, three setups have been developed. The first one has been a 20 kVA prototype comprising a scaled down distribution network with two feeders meshed through a back-to-back DC-link. VSCs have been connected to the feeder ends through a coupling transformer in order to reproduce the way the power electronic devices are connected to the MV distribution network. The experimental results have shown that the independent control of the active and reactive power flow between the feeders has been achieved successfully. Moreover, load balancing of the feeders has provided a total reduction of losses in the scaled down distribution network when the BTB topology has been used. These results have confirmed one of the benefits of this arrangement in distribution systems. The next developed laboratory setup has been a 100 kVA BTB prototype. The VSCs have been connected to the same PCC without coupling transformer. The obtained results have shown a good behavior and low THD of the currents in steady-state. Regarding the transient analysis, a good dynamic behavior with zero error in steady-state is achieved when a step change is applied to the reference current. The last developed BTB laboratory setup has been a 500 kVA prototype. The VSCs have been connected to an experimental MV system through a coupling transformer (20/0.4 kV) in order to exactly reproduce the conditions of a secondary substation where the power electronic devices have to be connected to in an actual distribution system. Regarding AC-link ShSPFC topology, an experimental setup has been developed to link a scaled down

distribution network and controlling the power flows between the connected systems. As a preliminary step to the testing stage of the AC-link ShSPFC laboratory topology, two tests have been performed in order to validate the proper operation of VeSC (main component of this topology). In the first test, a resistive load has been fed from the voltages provided by the VeSC. Experimental and simulation results have been compared in order to validate the basic operation of the VeSC, being it possible to assure that the VeSC laboratory setup has worked properly. In the second test, the same resistive load has been fed from the low voltage network with an injected series voltage from the VeSC by using a series transformer. Similarly to the first test, experimental and simulation results have been compared successfully. The last experimental setup was the AC-link ShSPFC topology. This arrangement is composed of a VeSC (4.5 kVA and 170 V) which has been connected in series through a transformer to a scale down distribution network (20 kVA and 400 V). The control strategy used to control the power flows has been FL. This strategy has been developed in chapter 3. Experimental and simulation results regarding active and reactive powers, duty ratios, voltages and currents have been compared obtaining an excellent agreement between them. Regarding the tracking of step changes on the reference current, the controller has presented a good dynamic behavior and decoupling between the currents in dq frames.

7.2. Main contributions

The main contributions of this thesis can be summarized as follows:

- Comprehensive analysis of different power electronic based topologies to link adjacent feeders radially operated in terms of feasible operating range. A quantitative comparison thorough a number of performance indices to determine the capability of DFACTS links to transfer active or reactive power between the feeders has been included.
- New operation mode for UPFC topology (PeQ) which reduces the capability of reactive power injection by diminishing the rated power of the shunt VSC and, therefore, its initial investment. This control method is a promising choice in those applications where voltage regulation capability is less relevant.
- A hierarchical control scheme to integrate the AC-links or DC-links efficiently in distribution networks has been proposed. This scheme is composed of three control levels: EMS, OCL and ICL.
- Development of a new topology based on VeSC, named AC-link ShSPFC, used to control the power flows between electrical power systems. This topology presents a lower number of semiconductor devices

compared to the previously proposed AC-link converter called Γ controller.

- Modelling of the proposed AC-link ShSPFC topology in abc and dq frames.
- Development of two closed-loop control strategies for AC-link ShSPFC topology using the proposed models in dq frame.
- The proposed topologies BTB, UPFC with operational modes P2Q, P1Q and P0Q, AC-link-ShSPFC and multiterminal BTB DC-link, have been tested on the distribution benchmark network proposed by the CIGRE Task Force C06.04.02. The obtained results present significant power losses reduction with respect to the base case, no matter the technology adopted. In this sense, it is important to point out that even the arrangements with only two degrees of freedom, P0Q and AC-link ShSPFC, achieve a good performance. The main advantage of using these topologies is that their lower ratings yield reduced payback periods for the investment and, therefore, they are attractive from an economic point of view.
- Transient power quality perturbations such as voltage variations and voltage sags can be mitigated with the proposed control scheme involving the OCL and ICL control stages in the integration of power electronic based links.
- Development of three laboratory setups corresponding to the BTB topology. These arrangements have allowed to validate the previous results obtained for the ICL simulation.
- Developing one laboratory setup corresponding to the AC-link ShSPFC topology. This experimental prototype has allowed to validate the developed control algorithms for this topology. It is worth noting that this AC-link test bed is the first worldwide realization of this topology operated in a closed-loop manner.

7.3. Publications

The work developed in this thesis has led to two publication in international conferences and three JCR indexed journals. These publications are listed below:

- M. Barragán-Villarejo, G. Venkataramanan, F. Mancilla-David, J.M. Maza-Ortega, A. Gómez-Expósito, “Dynamic modelling and control of a shunt-series power flow controller based on AC-link”, IET Generation, Transmission Distribution, vol. 6, no. 8, pp. 792-802, August 2012.

- J.M. Maza-Ortega, A. Gómez-Expósito, M. Barragán-Villarejo, E. Romero-Ramos, A. Marano-Marcolini, “Voltage source converter-based topologies to further integrate renewable energy sources in distribution systems”, *IET Renewable Power Generation*, vol. 6, no. 6, pp. 435-445, 2012.
- J.M. Maza-Ortega, J.A. Rosendo-Macías, A. Gómez-Expósito, S. Ceballos-Mannozi, M. Barragán-Villarejo, “Reference Current Computation for Active Power Filters by Running DFT Techniques”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, July 2010.
- M. Barragán-Villarejo, J.M. Mauricio-Ferramola, A. Marano-Marcolini, M. Nieves-Portana, J.C. Churio-Barboza, J.M. Maza-Ortega, E. Romero-Ramos, A. Gómez-Expósito, “Operational benefits of multiterminal DC-links in active distribution networks,” *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, 2012, 1-6. San Diego, 22-26 July 2012.
- M. Nieves-Portana, M. Barragán-Villarejo, J. Maza-Ortega, and J. Mauricio-Ferramola, “Reduction of zero sequence components in three-phase transformerless multiterminal DC-link based on voltage source converters,” in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ13)*. Bilbao (Spain), 2013.

7.4. Participation in research projects

This work has been developed as part of several projects which are cited below:

- Project: Soluciones Avanzadas de Eficiencia Energética y Económica en el Mercado Eléctrico (E3MEL) (ITC-20111027). Financial support: Junta de Andalucía (Programa Interconnecta). Duration: 2012-2015.
- Project: Proyecto Conjunto de Redes Inteligentes en el Corredor de Henaes. Gestión de la Generación Distribuida - PRICE (IPT-2011-1501-920000). Financial support: Ministerio de Economía y Competitividad (Programa Innpacto). Duration: 2011-2014.
- Project: Optimización y Control de Sistemas de Energías Renovables para Mejorar su Integración en la Red Eléctrica Andaluza (P09-TEP-5170). Financial support: Junta de Andalucía (Proyectos de Excelencia). Duration: 2010-2014.
- Project: Convertidores avanzados para interconexión de redes de distribución e integración de renovables SMARTIE+ (Ref. 8SU0150936). Financial Support: Junta de Andalucía (Orden de Incentivos). Duration: 2011-2013.

- Project: Calidad de la onda de tensión. Medida y análisis de las perturbaciones electromagnéticas: Filtros y otras medidas correctoras (ENE2007-68032-C04-02). Financial Support: Ministerio de Educación y Ciencia. Duration: 2007-2011.
- Project: DENISE. Proyecto de Distribución Energética Inteligente, Segura y Eficiente. Financial Support: Ministerio de Economía (Proyectos Cenit). Duration: 2007-2011.
- Project: Mejora de la Calidad de suministro e Integración de la Generación Distribuida Mediante Enlaces Asíncronos SMARTIE. Financial Support: Endesa Distribución. Duration: 2008-2011.

7.5. Future works

The great flexibility of DFACTS devices demonstrated in this thesis leads to a wide variety of future works which are summarized below:

- Topologies which use converters connected in parallel into the MV grid, BTB and UPFC, usually require a coupling transformer to reduce the voltages in the VSC side. The voltage levels are continuously increasing in the power electronic devices and new configurations, like the multilevel converters, are emerging. In this way, the coupling transformer could be eliminated or the voltage level in the VSC side could be increased. The power losses and the space requirements would be reduced with these new configurations and a higher performance can be achieved.
- Distribution networks are characterized by unbalanced loads and low order harmonic content. This effect could be increased due to the massive integration of DG in a future scenario. This thesis has considered an ideal MV grid in both the steady-state and transient regime analysis. Previous works, with BTB and UPFC topologies, have compensated unbalanced loads and harmonics content in power systems. However, no controller has been designed for the proposed AC-link ShSPFC topology in unbalanced and distorted conditions. In this sense, new control strategies must be designed for this new application. In steady-state OPF point of view, a three-phase model is required to analyze the unbalanced system. From the closed-loop control point of view, control strategies based on $\alpha\beta$ frames can be applied to compensate harmonics and unbalances.
- The proposed control scheme (EMS, OCL and ICL) could be implemented in a laboratory test bed. Thereby communications, measurements, controllers and abnormal operations can be tested and validated.

- The operation of power electronic based links and DGs can be coordinated in order to reduce the power losses in distribution networks. In the future smart grids, DG units will actively contribute to voltage regulation in a coordinated manner reducing the importance of the reactive power capability of the proposed links with respect to their capability to transfer active power between feeders. Thus, the rated power of the DFACTS devices can be reduced and also the payback ratio, making the flexible links a more attractive option for electrical companies from an economic point of view.

Apéndice A

Matrices controlador PI AC-link ShSPFC

Las matrices A , B , C y D del controlador PI desarrollado para la topología AC-link ShSPFC se definen a continuación:

$$A = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ A_{21} & A_{22} \end{bmatrix}$$

$$A_{11} = \begin{bmatrix} a & -w & b & 0 & c & 0 & d \\ w & a & 0 & b & 0 & c & 0 \\ e & 0 & 0 & -w & 0 & 0 & 0 \\ 0 & e & w & 0 & 0 & 0 & 0 \\ f & 0 & 0 & 0 & 0 & -w & 0 \\ 0 & f & 0 & 0 & w & 0 & 0 \\ g & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$A_{12} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ d & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{C} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{C} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ f & 0 & 0 & 0 & 0 & -w & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{C} & 0 & 0 & 0 \\ -w & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{C} & 0 \end{bmatrix}$$

$$A_{21} = \begin{bmatrix} 0 & g & 0 & 0 & 0 & 0 & w \\ 0 & 0 & \frac{-1}{L_{sh}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{L_{sh}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{L_{sh}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{L_{sh}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{L_{sh}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$A_{22} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{C} \\ 0 & \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} & -w & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & w & \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} & -w & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & w & \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} & -w \\ \frac{-1}{L_{sh}} & 0 & 0 & 0 & 0 & w & \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} h & l & \frac{2i_{out}^d}{3C} & \frac{2i_{out}^q}{3C} & \frac{-i_{out}^d}{3C} & \frac{-i_{out}^q}{3C} & \frac{-i_{out}^d}{3C} & \frac{-i_{out}^q}{3C} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ k & m & 0 & 0 & \frac{-i_{out}^d}{\sqrt{3C}} & \frac{-i_{out}^q}{\sqrt{3C}} & \frac{i_{out}^d}{\sqrt{3C}} & \frac{i_{out}^q}{\sqrt{3C}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}^T$$

$$C = \begin{bmatrix} \frac{-3v_2^d}{2a_s} & \frac{-3v_2^q}{2a_s} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{3v_2^d}{2a_s} & \frac{-3v_2^q}{2a_s} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$D = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$$

donde, $a, b, c, d, e, f, g, h, k, l$ y m se definen como:

$$\begin{aligned} a &= \frac{-R_2 - R_s}{L_2 + L_s} ; b = \frac{2d_P + 1}{3(L_2 + L_s)} ; c = \frac{-d_P - \sqrt{3}d_Q + 1}{9(L_2 + L_s)} ; d = \frac{-d_P + \sqrt{3}d_Q + 1}{3(L_2 + L_s)} ; \\ e &= \frac{2d_P + 1}{3C} ; f = \frac{-d_P - \sqrt{3}d_Q + 1}{3C} ; g = \frac{-d_P + \sqrt{3}d_Q + 1}{3C} ; h = \frac{6v_{c-1}^d - v_{c-2}^d - 3v_{c-3}^d}{9(L_2 + L_s)} ; \\ k &= \frac{-v_{c-2}^d / 3 + v_{c-3}^d}{\sqrt{3}(L_2 + L_s)} ; l = \frac{6v_{c-1}^q - v_{c-2}^q - 3v_{c-3}^q}{9(L_2 + L_s)} ; m = \frac{-v_{c-2}^q / 3 + v_{c-3}^q}{\sqrt{3}(L_2 + L_s)} \end{aligned}$$

Apéndice B

Parámetros del sistema de referencia

Los perfiles de generación diarios asociados a la generación fotovoltaica (PV), eólica (WT), baterías (BATT), células de combustibles (FC) y cogeneración diesel y fuel (CHPD y CHPF) del sistema de referencia de la Fig. 5.1 se muestran en la Fig. B.1, la Fig. B.2 y Fig. B.3 respectivamente.

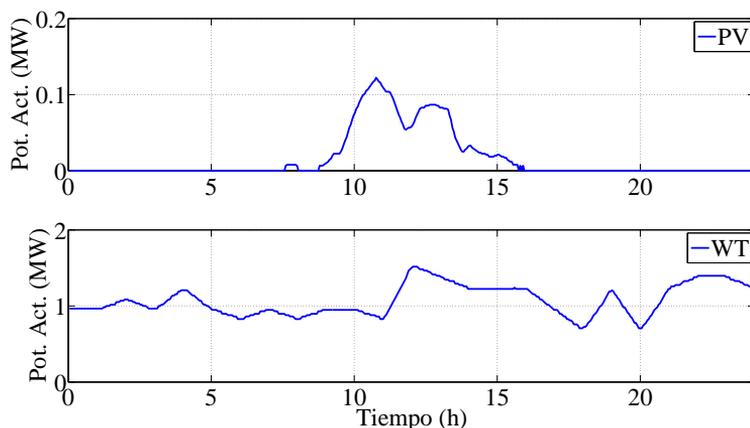


Figura B.1: Perfil de generación diario para la generación fotovoltaica y eólica del sistema de referencia.

Los diferentes tipos de generación conectados en los nudos del sistema de referencia se definen en la Tabla B.1. Además, en esta tabla se indica la potencia máxima de cada tipo de generación asociada a cada nudo. Este valor será utilizado para repartir las potencias de un tipo de generación en cada uno de los nudos del sistema. De esta forma, la potencia generada por

un tipo de generación en cada nudo se definen de la siguiente manera:

$$P_j^{GD} = \frac{P_j^{\text{máx } GD}}{\sum_{j=1}^n P_j^{\text{máx } GD}} P^{GD} \quad (\text{B.1})$$

donde j se refiere a uno de los nudos del sistema, n es el número total de nudos, GD se refiere al tipo de generación considerado (PV, WT, BATT, FC, CHPFD y CHPF), P_j^{GD} es la potencia del nudo j de un tipo de generación GD , $P_j^{\text{máx } GD}$ es la potencia máxima de un tipo de GD asociada al nudo j (ver Tabla B.1) y P^{GD} es la potencia total de un tipo de generación representada en la Fig. B.1, la Fig. B.2 y Fig. B.3.

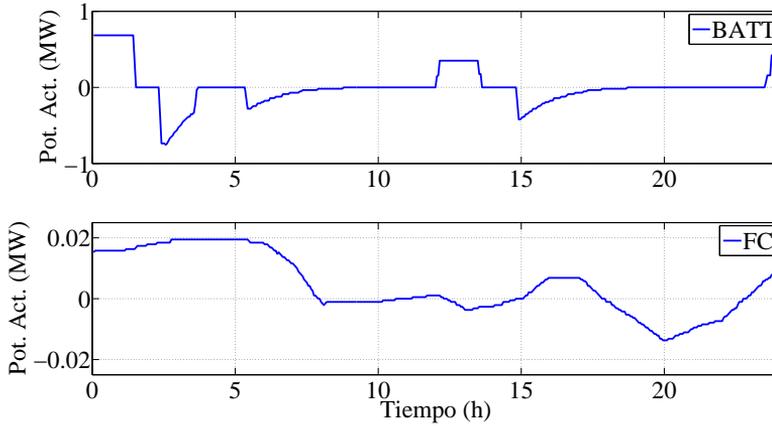


Figura B.2: Perfil de generación diario para la generación con baterías y células de combustibles del sistema de referencia.

Los perfiles diarios asociados a las cargas domésticas (LH) e industriales (LI) se presentan en la Fig. B.4. El factor de potencia de las cargas domésticas e industriales se establece en un valor fijo de 0.85 y 0.98 respectivamente. Con este factor de potencia se obtienen los flujos de potencia reactiva diarios demandados para ambos tipos de cargas. En la Tabla B.2 se muestra el tipo de carga asociado a cada nudo y su potencia máxima. El reparto de cargas asociadas a cada nudo se realiza de forma similar al realizado con la generación. Por tanto, se define la potencia de cada nudo de la siguiente forma:

$$P_j^L = \frac{P_j^{\text{máx } L}}{\sum_{j=1}^n P_j^{\text{máx } L}} P^L \quad (\text{B.2})$$

donde j se refiere a uno de los nudos del sistema, n es el número total de nudos, L se refiere al tipo de carga considerada (LI y LH), P_j^L es la potencia

del nudo j de un tipo de carga L , $P_j^{\text{máx } L}$ es la potencia máxima de un tipo de L asociada al nudo j (ver Tabla B.2) y P^L es la potencia total de un tipo de carga representada en la Fig. B.4.

Los parámetros de las líneas del sistema de referencia se recogen en la Tabla B.3.

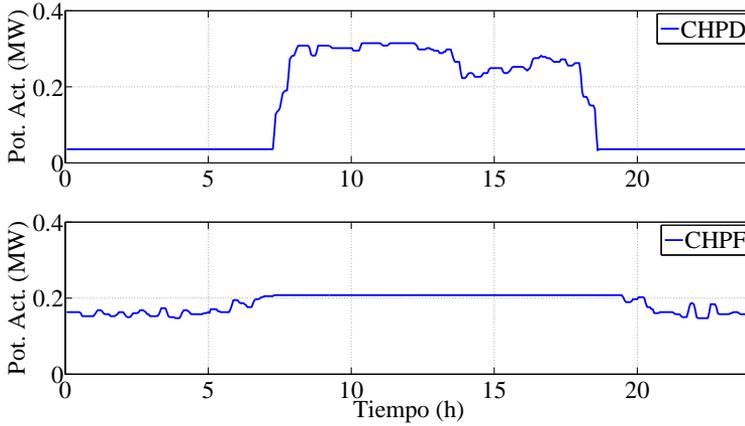


Figura B.3: Perfil de generación diario para la generación con cogeneración diesel y fuel del sistema de referencia.

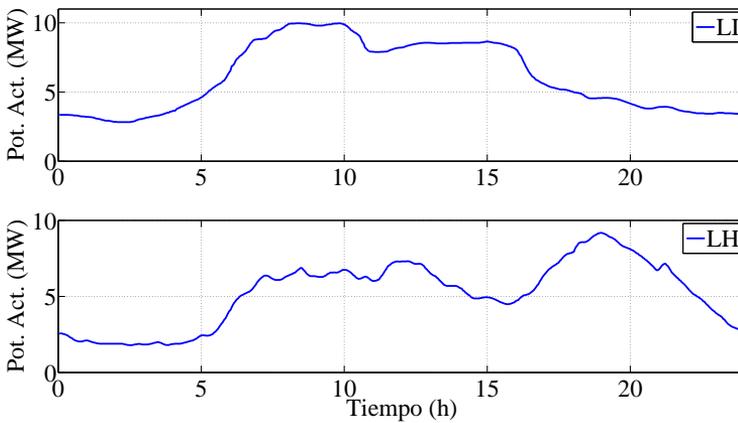


Figura B.4: Perfil de carga diario para los tipos de carga doméstica e industrial.

Tabla B.1: Tipo de generación y potencias máximas generadas en cada nudo.

Nudo	Tipo GD	$P_j^{\text{máx } GD}$ (kW)
3	PV	20
4	PV	20
5	PV	30
5	BATT	600
5	FC	33
6	PV	30
7	FC	1500
8	PV	30
9	PV	30
9	CHPD	310
9	CHPF	212
10	PV	40
10	BATT	200
10	FC	14
11	PV	10

Tabla B.2: Tipo de cargas y potencias máximas en cada nudo.

Nudo Origen	Tipo de Carga	$P_j^{\text{máx } L}$ (p.u.)
1	LH	0.15000
1	LI	0.05000
3	LH	0.00276
3	LI	0.00224
4	LH	0.00432
5	LH	0.00725
6	LH	0.00550
7	LI	0.00077
8	LH	0.00588
9	LI	0.00574
10	LI	0.00068
10	LH	0.00477
11	LH	0.00331
12	LH	0.15000
12	LI	0.05000
13	LI	0.00032
14	LI	0.00330
14	LH	0.00207

Tabla B.3: Parámetros de las líneas del sistema de referencia.

Nudo Origen	Nudo Fin	R (Ω/km)	X (Ω/km)	C (nF/km)	l (km)
1	2	0,579	0,367	158,88	2,82
2	3	0,164	0,113	6608	4,42
3	4	0,262	0,121	6480	0,61
4	5	0,354	0,129	4560	0,56
5	6	0,336	0,126	5488	1,54
6	7	0,256	0,13	3760	0,24
7	8	0,294	0,123	5600	1,67
8	9	0,339	0,13	4368	0,32
9	10	0,399	0,133	4832	0,77
10	11	0,367	0,133	4560	0,33
11	4	0,423	0,134	4960	0,49
3	8	0,172	0,115	6576	1,3
12	13	0,337	0,358	162,88	4,89
13	14	0,202	0,122	4784	2,99

Apéndice C

Parámetros simulación dinámica

Los parámetros de los VSCs de la topología BTB y UPFC utilizados en la simulación dinámica se muestran en las Tablas C.1 y C.2 respectivamente. Para la topología AC-link ShSPFC los parámetros se recogen en la Tabla C.3.

Tabla C.1: Parámetros utilizados para la simulación dinámica del BTB.

Parámetros de la topología BTB	Valor
Potencia nominal VSC1/2	3 MVA
Tensión nominal AC VSC1/2	500 V
Tensión nominal DC VSC1/2	1000 V
Frecuencia de conmutación F_s VSC1/2	3 kHz
Inductancia L_1 VSC1/2	53 μ H
Condensador C VSC1/2	420 μ F
Resistencia R_{pd} VSC1/2	0.05 Ω
Inductancia L_2 VSC1/2	53 μ H
S_{nom} trafo de acoplamiento	3 MVA
Z_{cc} trafo de acoplamiento	0.03 p.u
Relación transformación $rt_{1/2}$	Dy0 20/0.5 kV

Tabla C.2: Parámetros utilizados para la simulación dinámica de la topología UPFC.

Parámetros de la topología UPFC	Valor
Potencia nominal VSCsh	3 MVA
Tensión nominal AC VSCsh/VSCse	500 V
Tensión nominal DC VSCsh/VSCse	1000 V
Frecuencia de conmutación F_s VSCsh/VSCse	3 kHz
Inductancia L_{1sh} VSCsh	53 μ H
Condensador C_{sh} VSCsh	420 μ F
Resistencia R_{sh}^{pd}	0.05 Ω
Inductancia L_{2sh} VSCsh	53 μ H
S_{nom} transformador paralelo	3 MVA
Relación transformación rt_{sh}	Dy0 20/0.5 kV
Z_{cc} trafos de acoplamiento	0.03 p.u
Potencia nominal VSCse	250 kVA
Inductancia L_{1se} VSCse	59 μ H
Condensador C_{se} VSCse	380 μ F
Resistencia R_{se}^{pd} VSCse	0.056 Ω
Inductancia L_{2se} VSCse	59 μ H
S_{nom} transformador serie	250 kVA
Relación transformación rt_{se}	Yy0 0.5/0.5 kV

Tabla C.3: Parámetros utilizados para la simulación dinámica de la topología AC-link ShSPFC.

Parámetros de la topología AC-link ShSPFC	Valor
Potencia nominal VeSC	250 kVA
Tensión nominal AC VeSC	500 V
Frecuencia de conmutación F_s VeSC	3 kHz
Condensador C_{sh}	380 μ F
Resistencia R_{sh}^{pd}	0.056 Ω
S_{nom} trafo multidevanados	250 kVA
Relación transformación rt_{sh}	Yy0y0y0 20/0.5/0.5/0.5/0.5 kV
L_{cc} trafo multidevanados	59 μ H
Inductancia L_{1se}	59 μ H
Condensador C_{se} VeSC	380 μ F
Resistencia R_{se}^{pd}	0.056 Ω
Inductancia L_{2se}	59 μ H
S_{nom} trafo serie	250 kVA
Relación transformación rt_{se}	Yy0 0.5/0.5 kV

Bibliografía

- [1] Naciones Unidas, “Protocolo de Kyoto de la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático,” 1998.
- [2] M. Inman, “Has the World Already Passed Peak Oil?.” National Geographic News, November 9 2010.
- [3] J. C. Rudolf, “Is Peak Oil Behind Us?.” The New York Times, November 14 2010.
- [4] Ministerio de Industria, “La Energía en España.” Gobierno de España, 2012.
- [5] P. Barker, “Overvoltage considerations in applying distributed resources on power systems,” in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, vol. 1, pp. 109–114, 2002.
- [6] J. Bloemink and T. Green, “Benefits of distribution-level power electronics for supporting distributed generation growth,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 28, no. 2, pp. 911–919, 2013.
- [7] H. Willis, *Power Distribution Planning Reference Book*. Power Engineering (Willis), Taylor & Francis, 1997.
- [8] P. C. D. K. N. Jenkins, R. Allan and G. Strbac, *Embedded Generation*. London, U.K.: IEE, 2000.
- [9] J. Northcote-Green and R. Wilson, *Control and Automation of Electric Power Distribution Systems*. FL: Taylor & Francis, 2007.
- [10] K. Kauhaniemi and L. Kumpulainen, “Impact of distributed generation on the protection of distribution networks,” in *Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on*, vol. 1, pp. 315–318, 2004.
- [11] J. Gomez and M. Morcos, “Coordination of voltage sag and overcurrent protection in DG systems,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 20, no. 1, pp. 214–218, 2005.

- [12] S. Ramsay, P. Cronin, R. Nelson, J. Bian, and F. Menendez, "Using distribution static compensators (D-STATCOMS) to extend the capability of voltage-limited distribution feeders," in *Rural Electric Power Conference, 1996. Papers Presented at the 39th Annual Conference*, pp. A4/18–A4/24, 1996.
- [13] C. M. Hird, H. Leite, N. Jenkins, and H. Li, "Network voltage controller for distributed generation," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 151, no. 2, pp. 150–156, 2004.
- [14] G. Schaeffer and R. J. M. Belmans, "Smartgrids : A key step to energy efficient cities of the future," in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pp. 1–7, 2011.
- [15] European Commission, "European technology platform smartgrids vision and strategy for europe's electricity networks of the future." European Smart Grids Technology Platform, 2006.
- [16] Comisión Nacional de la Energía, "Conclusiones del grupo de trabajo sobre smart grids: Análisis regulatorio para el desarrollo de las redes inteligentes y la integración eficiente de recursos distribuidos. Vehículo eléctrico y generación de pequeña potencia," 2012.
- [17] Unión Europea, "Doue-l-2012-82191," 14 de noviembre de 2012.
- [18] Parlamento Europeo, "Directiva 2009/72/CE del parlamento europeo y del consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la directiva 2003/54/CE," 13 de julio de 2009.
- [19] D. Divan and H. Johal, "Distributed FACTS - A new concept for realizing grid power flow control," in *Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC '05. IEEE 36th*, pp. 8–14, 2005.
- [20] R. de Graaff, J. Myrzik, W. Kling, and J. H. R. Enslin, "Series controllers in distribution systems - facilitating increased loading and higher DG penetration," in *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, pp. 1926–1930, 2006.
- [21] A. Marano-Marcolini, E. Romero-Ramos, A. Gomez-Exposito, J. Maza-Ortega, and J. L. Martinez-Ramos, "Enhancing the integration of renewable sources in distribution systems using DC-links," in *Sustainable Alternative Energy (SAE), 2009 IEEE PES/IAS Conference on*, pp. 1–5, 2009.
- [22] V. Kakkar and N. K. Agarwal, "Recent trends on FACTS and D-FACTS," in *Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium*, pp. 1–8, 2010.

- [23] R. Varma, "Introduction to FACTS controllers," in *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, pp. 1–6, 2009.
- [24] W. H. Litzenberger, *An Annotated Bibliography of High- Voltage Direct-Current Transmission*. Bonneville Power Administration and Western Area Power Administration, OR, USA, 1992.
- [25] R. Mathur and R. Varma, *Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems*. IEEE Press and Wiley Interscience, Feb. 2002.
- [26] N. Hingorani and L. Gyugyi, *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. Wiley, 2000.
- [27] S. B. Bhattacharya S., Fardenesh B., "Convertible static compensator: Voltage source converter based FACTS application in the New York 345 kV transmission system," in *Proc. 5th Int. Power Electronics Conf.*, Niigata, Japan, 2005.
- [28] H. Johal and D. Divan, "Design considerations for series-connected distributed FACTS converters," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 43, no. 6, pp. 1609–1618, 2007.
- [29] A. Alesina and M. Venturini, "Analysis and design of optimum-amplitude nine-switch direct AC-AC converters," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 1, pp. 101–112, 1989.
- [30] G. Venkataramanan, "Three-phase vector switching converters for power flow control," *Electric Power Applications, IEE Proceedings*, vol. 151, no. 3, pp. 321–333, 2004.
- [31] R. A. A. De Graaff, J. M. A. Myrzik, W. Kling, and J. H. R. Enslin, "Intelligent nodes in distribution systems - optimizing steady state settings," in *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, pp. 391–395, 2007.
- [32] R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, "Power management and power flow control with Back-to-Back converters in a utility connected microgrid," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 25, no. 2, pp. 821–834, 2010.
- [33] F. Mancilla-David and G. Venkataramanan, "A pulse width modulated AC link unified power flow controller," in *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, pp. 1314–1321, Vol. 2, 2005.
- [34] P. Toledo and L. Soder, "Power flow control in city center infeed," in *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, vol. 3, p. 8, 2003.

- [35] D. Van Hertem, J. Verboomen, R. Belmans, and W. Kling, “Power flow controlling devices: an overview of their working principles and their application range,” in *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, p. 6, 2005.
- [36] R. Simanjorang, Y. Miura, and T. Ise, “Controlling voltage profile in loop distribution system with distributed generation using series type BTB converter,” in *Power Electronics, 2007. ICPE '07. 7th International Conference on*, pp. 1167–1172, 2007.
- [37] M. Sayed and T. Takeshita, “All nodes voltage regulation and line loss minimization in loop distribution systems using UPFC,” in *Energy Conversion Congress and Exposition, 2009. ECCE 2009. IEEE*, pp. 2719–2726, 2009.
- [38] R. Simanjorang, Y. Miura, T. Ise, S. Sugimoto, and H. Fujita, “Application of series type BTB converter for minimizing circulating current and balancing power transformers in loop distribution lines,” in *Power Conversion Conference - Nagoya, 2007. PCC '07*, pp. 997–1004, 2007.
- [39] G. Escobar, A. Stanković, and P. Mattavelli, “An adaptive controller in stationary reference frame for D-STATCOM in unbalanced operation,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 51, no. 2, pp. 401–409, 2004.
- [40] M. Mishra and K. Karthikeyan, “A fast-acting DC-link voltage controller for three-phase DSTATCOM to compensate AC and DC loads,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 4, pp. 2291–2299, 2009.
- [41] P. Rodriguez, A. Luna, R. Muñoz Aguilar, I. Etxeberria-Otadui, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, “A stationary reference frame grid synchronization system for three-phase grid-connected power converters under adverse grid conditions,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 27, no. 1, pp. 99–112, 2012.
- [42] Y. Tang, P. C. Loh, P. Wang, F. H. Choo, F. Gao, and F. Blaabjerg, “Generalized design of high performance shunt active power filter with output LCL filter,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 59, no. 3, pp. 1443–1452, 2012.
- [43] G. V. R. Satyanarayana and S. N. V. Ganesh, “Cascaded 5-level inverter type DSTATCOM for power quality improvement,” in *Students' Technology Symposium (TechSym), 2010 IEEE*, pp. 166–170, 2010.
- [44] K. Sridhar and M. Mishra, “Ramp based control of DVR to mitigate voltage sags/swells,” in *Power Electronics and Applications (EPE 2011), Proceedings of the 2011-14th European Conference on*, pp. 1–10, 2011.

- [45] N. Okada, H. Kobayashi, K. Takigawa, M. Ichikawa, and K. Kurokawa, "Loop power flow control and voltage characteristics of distribution system for distributed generation including PV system," in *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on*, vol. 3, pp. 2284–2287, 2003.
- [46] N. Okada, "A method to determine the distributed control setting of looping devices for active distribution systems," in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pp. 1–6, 2009.
- [47] J. Carrasco, L. Franquelo, J. Bialasiewicz, E. Galvan, R. Guisado, M. Prats, J. Leon, and N. Moreno-Alfonso, "Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 53, no. 4, pp. 1002–1016, 2006.
- [48] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems*. Wiley, 2010.
- [49] J. Holtz, "Pulsewidth modulation-a survey," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 39, no. 5, pp. 410–420, 1992.
- [50] N. Okada, "Autonomous loop power flow control for distribution system," in *AC-DC Power Transmission, 2001. Seventh International Conference on (Conf. Publ. No. 485)*, pp. 150–155, 2001.
- [51] N. Okada, M. Takasaki, H. Sakai, and S. Katoh, "Development of a 6.6 kV - 1 MVA transformerless loop balance controller," in *Power Electronics Specialists Conference, 2007. PESC 2007. IEEE*, pp. 1087–1091, 2007.
- [52] N. Okada, "Verification of control method for a loop distribution system using loop power flow controller," in *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, pp. 2116–2123, 2006.
- [53] K. Sen, "SSSC-static synchronous series compensator: theory, modeling, and application," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 13, no. 1, pp. 241–246, 1998.
- [54] L. Sunil Kumar and A. Ghosh, "Modeling and control design of a static synchronous series compensator," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 14, no. 4, pp. 1448–1453, 1999.
- [55] X.-P. Zhang, "Advanced modeling of the multicontrol functional static synchronous series compensator (SSSC) in Newton power flow," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 18, no. 4, pp. 1410–1416, 2003.

- [56] X.-P. Zhang, C.-F. Xue, and K. Godfrey, "Modelling of the static synchronous series compensator (SSSC) in three-phase Newton power flow," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*, vol. 151, no. 4, pp. 486–494, 2004.
- [57] M. Saradarzadeh, S. Farhangi, J. L. Schanen, P. Jeannin, and D. Frey, "Reversing the power flow in the looped electrical distribution network by using a cascaded H-bridge D-SSSC," in *Power Electronics, Drive Systems and Technologies Conference (PEDSTC), 2011 2nd*, pp. 193–198, 2011.
- [58] S. Bacha, D. Frey, J. Schanen, E. Lepelleter, P. Jeannin, and R. Caire, "Short-circuit limitation thanks to a series connected VSC," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2008. APEC 2008. Twenty-Third Annual IEEE*, pp. 1938–1945, 2008.
- [59] H. Akagi, E. Watanabe, and M. Aredes, *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. IEEE Press Series on Power Engineering, Wiley, 2007.
- [60] A. J. F. Keri, A. Mehraban, X. Lombard, A. Eiriachy, and A.-A. Edris, "Unified power flow controller (UPFC): modeling and analysis," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 14, no. 2, pp. 648–654, 1999.
- [61] E. M. Yap, M. Al-Dabbagh, and P. C. Thum, "Applications of FACTS controller for improving power transmission capability," in *TENCON 2005 2005 IEEE Region 10*, pp. 1–6, 2005.
- [62] H. Wang, M. Jazaeri, and Y. Cao, "Operating modes and control interaction analysis of unified power flow controllers," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 152, no. 2, pp. 264–270, 2005.
- [63] K. Smith, L. Ran, and J. Penman, "Dynamic modelling of a unified power flow controller," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 144, no. 1, pp. 7–12, 1997.
- [64] T. Makombe and N. Jenkins, "Investigation of a unified power flow controller," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 146, no. 4, pp. 400–408, 1999.
- [65] P. Garcia-Gonzalez and A. Garcia-Cerrada, "Detailed analysis and experimental results of the control system of a UPFC," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 150, no. 2, pp. 147–154, 2003.
- [66] C. R. Fuerte-Esquivel and E. Acha, "Unified power flow controller: a critical comparison of Newton-Raphson UPFC algorithms in power flow studies," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 144, no. 5, pp. 437–444, 1997.

- [67] H. Ambriz-Perez, E. Acha, C. Fuerte-Esquivel, and A. De la Torre, "Incorporation of a UPFC model in an optimal power flow using Newton's method," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 145, no. 3, pp. 336–344, 1998.
- [68] X.-P. Zhang and E. Handschin, "Advanced implementation of UPFC in a nonlinear interior-point OPF," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 148, no. 5, pp. 489–496, 2001.
- [69] M. Sayed and T. Takeshita, "Load voltage regulation and line loss minimization of loop distribution systems using UPFC," in *Power Electronics and Motion Control Conference, 2008. EPE-PEMC 2008. 13th*, pp. 542–549, 2008.
- [70] M. Venturini, "A new sine wave in, sine wave out, conversion technique eliminates reactive elements," in *in Proc. POWERCON 7*, 1980, pp. E3-1-E3-15.
- [71] J. Klaassens and F. de Beer, "Three-phase AC-to-AC series-resonant power converter with a reduced number of thyristors," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 6, no. 3, pp. 346–355, 1991.
- [72] D. Holmes, "A unified modulation algorithm for voltage and current source inverters based on AC-AC matrix converter theory," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 28, no. 1, pp. 31–40, 1992.
- [73] R. Vargas, J. Rodriguez, C. Rojas, and P. Wheeler, "Predictive current control applied to a matrix converter: An assessment with the direct transfer function approach," in *Industrial Technology (ICIT), 2010 IEEE International Conference on*, pp. 1832–1838, 2010.
- [74] J.-H. Youm and B.-H. Kwon, "Switching technique for current-controlled AC-to-AC converters," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 46, no. 2, pp. 309–318, 1999.
- [75] L. Zhang, C. Watthanasarn, and W. Shepherd, "Control of AC-AC matrix converters for unbalanced and/or distorted supply voltage," in *Power Electronics Specialists Conference, 2001. PESC. 2001 IEEE 32nd Annual*, vol. 2, pp. 1108–1113 vol.2, 2001.
- [76] J. Rodriguez, M. Rivera, J. Kolar, and P. Wheeler, "A review of control and modulation methods for matrix converters," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 59, no. 1, pp. 58–70, 2012.
- [77] G. Roy and G.-E. April, "Cycloconverter operation under a new scalar control algorithm," in *Power Electronics Specialists Conference, 1989. PESC '89 Record., 20th Annual IEEE*, pp. 368–375, vol.1, 1989.

- [78] J.-I. Itoh, I. Sato, A. Odaka, H. Ohguchi, H. Kodatchi, and N. Eguchi, “A novel approach to practical matrix converter motor drive system with reverse blocking IGBT,” in *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*, vol. 3, pp. 2380–2385, 2004.
- [79] K. Mohapatra, P. Jose, A. Drolia, G. Aggarwal, and S. Thuta, “A novel carrier-based PWM scheme for matrix converters that is easy to implement,” in *Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC '05. IEEE 36th*, pp. 2410–2414, 2005.
- [80] Y.-D. Yoon and S.-K. Sul, “Carrier-based modulation technique for matrix converter,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 21, no. 6, pp. 1691–1703, 2006.
- [81] P. Loh, R. Rong, F. Blaabjerg, and P. Wang, “Digital carrier modulation and sampling issues of matrix converters,” in *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2008. APEC 2008. Twenty-Third Annual IEEE*, pp. 231–237, 2008.
- [82] L. Huber and D. Borojevic, “Space vector modulated three-phase to three-phase matrix converter with input power factor correction,” *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 31, no. 6, pp. 1234–1246, 1995.
- [83] F. Blaabjerg, D. Casadei, M. Matteini, and C. Klumpner, “Comparison of two current modulation strategies for matrix converters under unbalanced input voltage conditions,” in *Industrial Electronics, 2000. ISIE 2000. Proceedings of the 2000 IEEE International Symposium on*, vol. 2, pp. 465–470, 2000.
- [84] O. Simon, J. Mahlein, M. Muenzer, and M. Bruckmarm, “Modern solutions for industrial matrix-converter applications,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 49, no. 2, pp. 401–406, 2002.
- [85] D. Casadei, G. Serra, A. Tani, and L. Zarri, “Matrix converter modulation strategies: a new general approach based on space-vector representation of the switch state,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 49, no. 2, pp. 370–381, 2002.
- [86] I. Takahashi and T. Noguchi, “A new quick-response and high-efficiency control strategy of an induction motor,” *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. IA-22, no. 5, pp. 820–827, 1986.
- [87] N. Y. Academic, *Control in Power Electronics*. M. Kazmierkowski, R. Krishnan, and F. Blaabjerg, 2002.

- [88] J. Rodriguez, P. Cortes, R. Kennel, and M. Kazmierkowski, “Model predictive control – a simple and powerful method to control power converters,” in *Power Electronics and Motion Control Conference, 2009. IPEMC '09. IEEE 6th International*, pp. 41–49, 2009.
- [89] R. Vargas, J. Rodriguez, U. Ammann, and P. Wheeler, “Predictive current control of an induction machine fed by a matrix converter with reactive power control,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 55, no. 12, pp. 4362–4371, 2008.
- [90] R. Vargas, U. Ammann, J. Rodriguez, and J. Pontt, “Predictive strategy to control common-mode voltage in loads fed by matrix converters,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 55, no. 12, pp. 4372–4380, 2008.
- [91] R. Vargas, U. Ammann, and J. Rodriguez, “Predictive approach to increase efficiency and reduce switching losses on matrix converters,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 4, pp. 894–902, 2009.
- [92] F. Barrero, M. Arahall, R. Gregor, S. Toral, and M. Duran, “One-step modulation predictive current control method for the asymmetrical dual three-phase induction machine,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 56, no. 6, pp. 1974–1983, 2009.
- [93] P. Correa, J. Rodriguez, M. Rivera, J. Espinoza, and J. Kolar, “Predictive control of an indirect matrix converter,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 56, no. 6, pp. 1847–1853, 2009.
- [94] S. Kim, S.-K. Sul, and T. Lipo, “AC/AC power conversion based on matrix converter topology with unidirectional switches,” *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 36, no. 1, pp. 139–145, 2000.
- [95] M. Kazerani, “A direct AC/AC converter based on current-source converter modules,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 18, no. 5, pp. 1168–1175, 2003.
- [96] J. Kolar, F. Schafmeister, S. Round, and H. Ertl, “Novel three-phase AC sparse matrix converters,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 22, no. 5, pp. 1649–1661, 2007.
- [97] F. Mancilla-David, “AC link vector switching converters for power flow control and power quality: A review,” in *North American Power Symposium (NAPS), 2009*, pp. 1–7, 2009.
- [98] J. Ramirez and J. Gonzalez, “Steady-state analysis of a novel UPFC,” in *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, p. 6, 2006.

- [99] J. Ramirez and J. Gonzalez, "Incorporating AC/AC controllers into a power flow formulation," in *Transmission Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES*, pp. 1–5, 2006.
- [100] J. Gonzalez and J. Ramirez, "AC-AC controller for steady state and transient stability analysis," in *Power Symposium, 2006. NAPS 2006. 38th North American*, pp. 613–618, 2006.
- [101] J. Ramirez, J. Gonzales, and M. Crow, "Steady state formulation of FACTS devices based on AC/AC converters," *Generation, Transmission Distribution, IET*, vol. 1, no. 4, pp. 619–631, 2007.
- [102] J. Gonzalez, C. Canizares, and J. Ramirez, "Stability modeling and comparative study of series vectorial compensators," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 25, no. 2, pp. 1093–1103, 2010.
- [103] J. Rosas-Caro, J. Ramirez, and F. Peng, "Simple topologies for AC-link flexible AC transmission systems," in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pp. 1–8, 2009.
- [104] F. Mancilla-David and G. Venkataramanan, "Realisation of an AC link unified power flow controller," *Generation, Transmission Distribution, IET*, vol. 6, no. 4, pp. 294–302, 2012.
- [105] J. Ramirez, P. Garcia-Vite, J. Lozano, and F. Mancilla-David, "Dynamic voltage restorers based on AC-AC topologies," in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pp. 1–7, 2012.
- [106] P. Garcia-Vite, F. Mancilla-David, and J. Ramirez, "Per-sequence vector-switching matrix converter modules for voltage regulation," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 60, no. 12, pp. 5411–5421, 2013.
- [107] M. Venturini and A. Alesena, "The generalized transformer: A new bidirectional sinusoidal waveform frequency converter with adjustable input power factor," in *Proc. IEEE-PESC*, pp. 242–252, 1980.
- [108] P. Wood, *Switching power converters*. Van Nostrand Reinhold, New York, 1981.
- [109] F. Mancilla-David and G. Venkataramanan, "Generalized averaged dynamic modeling of vector switching AC power flow controllers," in *Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC '05. IEEE 36th*, pp. 45–51, 2005.
- [110] F. Mancilla-David, *AC Link Load Flow Control in Electric Power Systems*. PhD thesis, University of Wisconsin, 2007.

- [111] J. Ramirez and J. Gonzalez, “Steady-state and transient stability studies with an AC-AC PWM series compensator,” in *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pp. 1–8, 2007.
- [112] J. Gonzalez and J. Ramirez, “AC/AC series converter in transient stability studies,” in *Power Symposium, 2007. NAPS '07. 39th North American*, pp. 205–211, 2007.
- [113] F. Mancilla-David, S. Bhattacharya, and G. Venkataramanan, “A comparative evaluation of series power-flow controllers using DC- and AC-link converters,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 23, no. 2, pp. 985–996, 2008.
- [114] M. Liserre, F. Blaabjerg, and S. Hansen, “Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier,” *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 41, no. 5, pp. 1281–1291, 2005.
- [115] K. Jalili and S. Bernet, “Design of filters of active-front-end two-level voltage-source converters,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 56, no. 5, pp. 1674–1689, 2009.
- [116] A. Rockhill, M. Liserre, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, “Grid-filter design for a multimewatt medium-voltage voltage-source inverter,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, no. 4, pp. 1205–1217, 2011.
- [117] J. Muhlethaler, M. Schweizer, R. Blattmann, J. Kolar, and A. Ecklebe, “Optimal design of LCL harmonic filters for three-phase PFC rectifiers,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 28, no. 7, pp. 3114–3125, 2013.
- [118] W. Wu, Y. He, and F. Blaabjerg, “An LLCL power filter for single-phase grid-tied inverter,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 27, no. 2, pp. 782–789, 2012.
- [119] W. Wu, Y. He, T. Tang, and F. Blaabjerg, “A new design method for the passive damped LCL and LLCL filter-based single-phase grid-tied inverter,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 60, no. 10, pp. 4339–4350, 2013.
- [120] I. S. 519-1992, “IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems,” *IEEE Std 519-1992*, vol. 1, pp. 0–1, 1993.
- [121] A. Rockhill, M. Liserre, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, “Grid-filter design for a multimewatt medium-voltage voltage-source inverter,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, no. 4, pp. 1205–1217, 2011.

- [122] J. Dannehl, C. Wessels, and F. Fuchs, "Limitations of voltage-oriented PI current control of grid-connected PWM rectifiers with filters," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 56, no. 2, pp. 380–388, 2009.
- [123] M. Liserre, A. Dell'Aquila, and F. Blaabjerg, "Stability improvements of an LCL-filter based three-phase active rectifier," in *Power Electronics Specialists Conference, 2002. pesc 02. 2002 IEEE 33rd Annual*, vol. 3, pp. 1195–1201, 2002.
- [124] M. Bierhoff and F. Fuchs, "Active damping for three-phase PWM rectifiers with high-order line-side filters," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 56, no. 2, pp. 371–379, 2009.
- [125] J. Dannehl, M. Liserre, and F. Fuchs, "Filter-based active damping of voltage source converters with filter," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, no. 8, pp. 3623–3633, 2011.
- [126] J. Mauricio Ferramola, *Control de Convertidores en Fuente de Tension y Sistemas de Potencia con Generacion Renovable*. PhD thesis, Universidad de Sevilla, 2009.
- [127] M. Liserre, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, "Multiple harmonics control for three-phase grid converter systems with the use of PI-RES current controller in a rotating frame," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 21, no. 3, pp. 836–841, 2006.
- [128] L. Angquist and L. Lindberg, "Inner phase angle control of voltage source converter in high power applications," in *Power Electronics Specialists Conference, 1991. PESC '91 Record., 22nd Annual IEEE*, pp. 293–298, 1991.
- [129] L. Xu, V. Agelidis, and E. Acha, "Development considerations of DSP-controlled PWM VSC-based STATCOM," *Electric Power Applications, IEE Proceedings -*, vol. 148, no. 5, pp. 449–455, 2001.
- [130] M. Chandorkar, D. Divan, and R. Adapa, "Control of parallel connected inverters in standalone AC supply systems," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 29, no. 1, pp. 136–143, 1993.
- [131] M. Kazmierkowski and L. Malesani, "Current control techniques for three-phase voltage-source PWM converters: A survey," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 45, no. 5, pp. 691–703, 1998.
- [132] J. Svensson, "Synchronisation methods for grid-connected voltage source converters," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 148, no. 3, pp. 229–235, 2001.

- [133] V. Blasko and V. Kaura, "A new mathematical model and control of a three-phase AC-DC voltage source converter," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 12, no. 1, pp. 116–123, 1997.
- [134] X. Yuan, J. Allmeling, W. Merk, and H. Stemmler, "Stationary frame generalized integrators for current control of active power filters with zero steady state error for current harmonics of concern under unbalanced and distorted operation conditions," in *Industry Applications Conference, 2000. Conference Record of the 2000 IEEE*, vol. 4, pp. 2143–2150, 2000.
- [135] D. Zmood and D. Holmes, "Stationary frame current regulation of PWM inverters with zero steady-state error," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 18, no. 3, pp. 814–822, 2003.
- [136] A. Timbus, M. Liserre, R. Teodorescu, P. Rodriguez, and F. Blaabjerg, "Evaluation of current controllers for distributed power generation systems," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 3, pp. 654–664, 2009.
- [137] R. Teodorescu, F. Blaabjerg, U. Borup, and M. Liserre, "A new control structure for grid-connected LCL PV inverters with zero steady-state error and selective harmonic compensation," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2004. APEC '04. Nineteenth Annual IEEE*, vol. 1, pp. 580–586, 2004.
- [138] I. Papic, P. Zunko, D. Povh, and M. Weinhold, "Basic control of unified power flow controller," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 12, no. 4, pp. 1734–1739, 1997.
- [139] J. Slotine and W. Li, *Applied Nonlinear Control*. Prentice-Hall International Editions, Prentice-Hall, Incorporated, Englewood Cliffs, N.J., 1991.
- [140] K. Ogata, *Modern control engineering*. graph. Darst, Prentice Hall PTR, 2002.
- [141] G. Zeng, T. Rasmussen, L. Ma, and R. Teodorescu, "Design and control of LCL-filter with active damping for active power filter," in *Industrial Electronics (ISIE), 2010 IEEE International Symposium on*, pp. 2557–2562, 2010.
- [142] K. Rudion, A. Orths, Z. Styczynski, and K. Strunz, "Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration," in *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, p. 6, 2006.

- [143] E. Romero-Ramos, A. Gomez-Exposito, A. Marano-Marcolini, J. Maza-Ortega, and J. L. Martinez-Ramos, "Assessing the loadability of active distribution networks in the presence of DC controllable links," *Generation, Transmission Distribution, IET*, vol. 5, no. 11, pp. 1105–1113, 2011.
- [144] M. Barragan-Villarejo, G. Venkataramanan, F. Mancilla-David, J. Maza-Ortega, and A. Gomez-Exposito, "Dynamic modelling and control of a shunt-series power flow controller based on AC-link," *Generation, Transmission Distribution, IET*, vol. 6, no. 8, pp. 792–802, August.
- [145] J. Mauricio, A. Leon, A. Gomez-Exposito, and J. Solsona, "An electrical approach to mechanical effort reduction in wind energy conversion systems," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 23, no. 4, pp. 1108–1110, 2008.
- [146] A. Bezzolato, M. Carmeli, L. Frosio, G. Marchegiani, and M. Mauri, "Reduction of high frequency zero sequence harmonics in parallel connected PV-inverters," in *Power Electronics and Applications (EPE 2011), Proceedings of the 2011-14th European Conference on*, pp. 1–10, Aug 2011.
- [147] M. Nieves-Portana, M. Barragán-Villarejo, J. Maza-Ortega, and J. Mauricio-Ferramola, "Reduction of zero sequence components in three-phase transformerless multiterminal DC-link based on voltage source converters," in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ13). Bilbao (Spain), 2013*.
- [148] A. Leon, J. Mauricio, J. Solsona, and A. Gomez-Exposito, "Adaptive control strategy for VSC-based systems under unbalanced network conditions," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 1, no. 3, pp. 311–319, Dec. 2010.
- [149] D. G. Holmes and T. A. Lipo, *Pulse Width Modulation For Power Converters: Principle and Practice*. IEEE Press Series on Power Engineering, 2003.