

eman ta zabal zazu



Universidad del País Vasco **Euskal Herriko Unibertsitatea**

Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Bilbao
Departamento de Tecnología Electrónica

TESIS DOCTORAL

Aportaciones al diseño del control jerárquico de microrredes eléctricas

Autora: Estefanía Planas Fullaondo

**Directores: Jon Andreu Larrañaga,
José Luis Martín González**

Bilbao, Diciembre 2012



Servicio Editorial de la Universidad del País Vasco (UPV/EHU)
Euskal Herriko Unibertsitateko Argitalpen Zerbitzua (UPV/EHU)
University of the Basque Country - Editorial Service (UPV/EHU)
ISBN: 978-84-9860-989-9

*A Jaume y María, por seguir poniéndome
los pies en la tierra.*

*A Héctor, por seguir dándome alas para volar
entre tantos y tantos sueños.*

Agradecimientos

A mis directores, Jon y José Luis, sin cuyo apoyo, ánimo, paciencia, criterio y dedicación esta tesis difícilmente hubiese sido posible. Habéis hecho fácil lo difícil.

A Tecnalia, en especial a Asier, por sus conocimientos, apoyo y optimismo en todo momento.

A mis antiguos y casi antiguos compañeros de despacho, Edorta, Enekoitz, Iraide, Julen y Óscar, por transmitirme su entusiasmo y su forma de trabajar sobresaliente y por compartir innumerables buenos momentos.

A los Iñigos, Korta y Manci, por todo lo que he aprendido con vosotros, tanto a nivel personal como a nivel profesional. Y por las risas que me he echado con vosotros. ¡Me habéis regalado unos cuantos años de vida!

Al grupo APERT, por darme la oportunidad de trabajar en un grupo de personas tan prometedor y de disfrutar del buen ambiente que tenemos. Ha sido todo un placer trabajar con vosotros.

A Héctor, por todo su apoyo incondicional durante la realización de esta tesis. Y por recordarme una y otra vez que en la vida es más importante la actitud que las aptitudes.

A mis padres, hermanos, familiares y amigos, por enriquecerme con numerosos puntos de vista y regalarme otros tantos años de vida. En especial a Debi, por todas sus críticas constructivas durante la realización del diseño de este documento.

Muchas gracias a todos.

Bilbao, 2013.

Resumen

La generación distribuida es una alternativa eficiente, fiable y respetuosa con el medio ambiente. Esta serie de ventajas se consiguen gracias a factores como la presencia de generadores de menor tamaño, menor distancia entre los puntos de generación y consumo, mayor uso de energías renovables, etc. Sin embargo, es difícil integrar la generación distribuida de forma directa a la red eléctrica debido a la intermitencia, aleatoriedad e incertidumbre relacionadas a su dependencia de factores climáticos que presentan algunos recursos distribuidos. En este sentido, las microrredes eléctricas sirven de interfaz entre la generación distribuida y la red eléctrica principal ya que integran diversos generadores distribuidos (DG, *Distributed Generator*), sistemas de almacenamiento (SS, *Storage System*), cargas y sistemas de adquisición y control.

Las microrredes se pueden definir como pequeños sistemas de distribución de energía que pueden trabajar tanto conectados a la red como en isla. Gracias a esta virtud, los usuarios conectados a microrredes pueden obtener un suministro energético de mayor calidad y una generación más limpia y eficiente si se consideran aspectos ecológicos y económicos. No obstante, el uso de microrredes aún es limitado en muchos lugares, principalmente, debido a la falta de estándares específicos para este tipo de sistemas.

En la presente tesis, se presentará un resumen de los principales aspectos de la generación distribuida. Así, se enumerarán las topologías de convertidores de potencia más utilizadas para diferentes tipos de fuentes renovables, aspectos básicos del control de los DGs y las principales estrategias de modulación y conmutación de convertidores de potencia. Acto seguido, se proporcionarán los aspectos más relevantes de las microrredes eléctricas. Se analizarán sus topologías, posibles estándares, protecciones y sistemas de control. Estos últimos son de vital importancia ya que deben garantizar gran cantidad de tareas que pueden ser abordadas de diferentes formas. Así, se describirá con mayor detalle el control más extendido para microrredes, el control jerárquico, en sus versiones centralizada y descentra-

lizada. A su vez, dentro de los lazos de control de microrredes, cabe destacar el control *droop*, ubicado en el nivel primario del control jerárquico. Este control garantiza el funcionamiento básico de la microrred, asegurando un buen reparto de la carga así como una regulación de tensión y frecuencia adecuadas. En este sentido, esta tesis presenta un análisis de los principios de esta técnica así como de sus ventajas e inconvenientes fundamentales. A su vez, se enumeran diferentes variantes de esta técnica de control que solventan algunas de sus desventajas. En este sentido, también se proponen nuevas líneas de investigación para seguir enriqueciendo el control *droop*.

Una vez presentado el estado del arte de las microrredes y de sus sistemas de control, se propondrán nuevas soluciones que aporten mejoras a los mismos. En este sentido, se presentará un diseño de control *droop* con impedancia ficticia que asegura la estabilidad de la microrred en todo su rango de carga. Este diseño está basado en un modelo lineal desarrollado que tiene en cuenta ambos esquemas eléctrico y de control de la microrred. Este modelo lineal sirve como base para el diseño de esta impedancia y puede ser adaptado a microrredes con diferentes características. Además, este diseño asegura una buena calidad de la tensión de la microrred y será validado experimentalmente.

Finalmente, esta tesis también propondrá mejoras en el control secundario de microrredes. Este nivel de control comprende dos tareas principales: la restauración de tensión y frecuencia y la sincronización de la microrred con la red. En este sentido, se presentará un novedoso control de restauración que tiene en cuenta de manera local las diferentes dinámicas de los DGs. A su vez, se presentará un diseño de este control que garantiza la recuperación de los valores nominales de tensión y frecuencia manteniendo un buen comportamiento de la microrred en todo momento. Además, este control estará basado en comunicaciones de bajo ancho de banda, derivando en un control más económico y fiable. Por otro lado, esta tesis también tendrá en cuenta la sincronización de la microrred a la red principal, proponiendo un nuevo algoritmo de sincronización. Este algoritmo también estará basado en las mismas comunicaciones de bajo ancho de banda empleadas en el control de restauración. Además, el algoritmo propuesto garantiza una sincronización rápida y sin oscilaciones, consiguiendo una buena conexión de la microrred a la red.

Laburpena

Egun, sorkuntza sakabanatua da energia elektriko eraginkorra, fidagarria eta kalitate onekoa lortzeko gailentzen ari den aukera. Abantaila horiek guztiak faktore batzuei esker lortzen dira: sorgailu txikiagoak, sorkuntzatik kontsumorako distantzia laburragoa, energia berriztagarrien erabilera handiagoa, eta abar. Hala ere, sorkuntza hori zuzenean konektatzea sarera zaila da baliabide batzuen aldizkotasuna, ausazkotasuna eta ziurgabetasuna direla-eta. Besteak beste, mikrosareak aukera ona dira mota ezberdinetako sorkuntzak sarean integratzeko. Izan ere, sistema horiek sorgailu sakabanatuak (DG, *Distributed Generator*), energia elektrikoa metatzeko sistemak (SS, *Storage System*), kargak eta data kontrolatzeko eta eskuratzeko sistema ezberdinez osatuta daude.

Mikrosareek energia-banatzeko sistema txikiak dira eta sarera konektatuta edo isolatuta lan egin dezakete. Bertute horri esker, mikrosareetara konektatuta dauden erabiltzaileek kalitate hobeko energia lortzen dute. Era berean, sorkuntza garbiagoa eta eraginkorragoa eskuratu daiteke alderdi ekologiko eta ekonomikoak kontuan hartuz gero. Berriz, mikrosareen erabilera oraindik mugatua da, batez ere, estandar espezifikoen falta dela-eta.

Tesi honetan, sorkuntza sakabanatuaren alderdi nagusiak aurkeztuko dira. Iturri berriztagarrietako potentzia-bihurgailuen topologia erabilienak, DG-en kontrolari buruzko oinarritzko kontzeptuak eta modulazio- eta kommutazio-algoritmo funtsezko alderdiak zenbatuko dira, hain zuzen. Jarraian, mikrosareei buruzko alderdi nabarmenenak emango dira, esate baterako, haien topologiak, estandar posibleak, babes-sistemak eta kontrol-sistemak. Azken horiek funtsezkoak dira era desberdinetan ekin daitezkeen eginkizun frankotaz arduratzen direlako. Hori dela-eta, mikrosareetako kontrol hedatuena sakon aztertuko da, kontrol hierarkikoa, bere era zentralizatua baita bere era deszentralizatua ere. Era berean, kontrol-begizten artean, *droop* kontrola azpimarra daiteke, lehenengo kontrol-mailan kokatuta. Kontrol-maila honek mikrosarearen funtzionamendu oinarritzkoa bermatzen du, karga-banaketa ona eta tentsio- eta maiztasuna-banaketa on

bat lortuz.

Behin mikrosareei eta bere kontrol-sistemei buruzko egoera deskribatuta, hobekuntzak hornitzen dituzten soluzio berriak emango dira. Zentzu horretan, mikrosarearen estabilitatea edozein kargarekin bermatzen duen *droop* kontrolaren diseinu berri bat aurkeztuko da. Horrela, mikrosarearen eskema elektrikoa eta eskema-kontrola kontuan hartzen dituen garatu den modelo lineala deskribatuko da. Modelo honi esker, *droop* kontrolaren diseinu berria inplementatuko da eta egokitu daiteke mikrosarearen topologia ezberdinetara. Gainera, diseinu berri horrek kalitate oneko tentsioa bermatuko du eta esperimentalki balioztatuko da.

Azkenik, tesi honek ere mikrosareetako bigarren mailako kontrolerako hobekuntzak emango ditu. Kontrol-maila horrek bi ataza nagusi ditu: tentsioaren eta maiztasunaren berreskurapena eta sarekiko sinkronizazioa. Alde batetik, tentsioa eta maiztasuna berreskuratzeko kontrol berri bat deskribatuko da. Kontrol honek, DGen dinamika desberdinak kontuan hartuko ditu eta bere diseinua mikrosarearen estabilitatea bermatuko du. Era berean, berrezarkuntzak tentsioaren eta maiztasunaren balore nominalak bermatzen ditu kalitate oneko tentsioa aldiro ziurtatuz. Gainera, kontrol hori banda-zabalera txikiko komunikazioetan oinarrituta dago soluzio ekonomikoagoa eta fidagarriagoa lortzeko. Beste aldetik, tesi honek sinkronizazio-algoritmo berri bat ere proposatuko du. Algoritmo horrek banda-zabalera txikiko komunikazioetan ere oinarrituko da berreskuratzeko kontrolaren komunikazioak aprobetatzeko. Era berean, sinkronizazio-algoritmo horrek sinkronizazio azkarra eta oszilaziorik gabekoa lortuko du, sarekiko lotura on bat bermatuz.

Abstract

Distributed generation is an efficient, reliable and environmentally friendly alternative. All these advantages are due to the smaller size of the generators, shorter distance between the generation and the loads, higher use of renewable energies, etc. However, it is difficult to connect the distributed generation directly to the main grid because of the intermittence, randomness and uncertainty that present the climate dependent resources. In this sense, microgrids can operate as the interface between the distributed generation and the main grid because they integrate several distributed generators (DG), storage systems (SS), loads and data acquisition and control systems.

Microgrids can be defined as small distributed system that can operate both connected or disconnected from the main grid. Thanks to this property, users that are connected to microgrids can obtain a high quality energy supply. Moreover, a cleaner and more reliable electric generation can be achieved if ecological and economic aspects are considered. However, the presence of microgrids is still limited due to, among other factors, the absence of standards for these kind of systems.

At the beginning of this thesis, a summary of the main aspects of the distributed generation will be presented. In this manner, the most typical power converters used on distributed generation, control basics and the main modulation and commutation techniques will be presented. Then, fundamentals of the electrical microgrids will be described such as protections, topologies and control systems. This last issue is specially interesting since a microgrid involves a great amount of tasks that can be dealt in different manners. In this sense, the most common control will be described, the hierarchical control, analysing its two operation modes: centralized and decentralized. Among the different control loops involved, the droop control, located at the first level of the control, can be highlighted. This control guarantees the basic operation of the microgrid, taking care of the load sharing and frequency and voltage regulation.

New solutions for the control of microgrids will be reported. In this sense, a new design of the droop control will be provided that ensures a good stability of a microgrid in its whole range of load. In the same manner, a linear model that considers both electrical and control schemes of a microgrid will be detailed. This model is the basis of the design of the droop control and can be adapted to different microgrid features. Thanks to this design, a good performance of the microgrid is ensured that is validated by means of experimental tests.

Finally, this thesis will provide new solutions for the secondary control of microgrids. This control level comprehends two main tasks: voltage and frequency restoration and synchronization with the main grid. An innovative restoration control that considers the different dynamics of the DGs will be provided. Moreover, this control will be properly designed in order to ensure a voltage and frequency restoration while maintaining a good power quality on the microgrid. Furthermore, this control will be based on low-bandwidth communications that provide an economical and reliable solution. This thesis will consider the two operation modes of the microgrid presenting a new synchronization algorithm. This algorithm will be also based on the same low-bandwidth communications used for the restoration control. This algorithm will guarantee a fast and smooth synchronization in order to ensure a good connection with the main grid.

Contenido

Resumen	v
Laburpena	vii
Abstract	ix
Lista de figuras	xv
Lista de tablas	xix
Nomenclatura	xxi
Lista de acrónimos	xxiii
I Introducción y fundamentos	1
1 Introducción	3
1.1 Contexto de la tesis	3
1.2 Introducción al tema de la tesis	5
1.3 Objetivos	6
1.4 Estructura del documento	6
2 Convertidores de potencia en sistemas distribuidos	11
2.1 Introducción	11
2.2 Topologías de convertidores de potencia para generación distribuida	12
2.3 Control en sistemas distribuidos	19
2.4 Modulación de convertidores de potencia	21

II	Control de microrredes y convertidores en paralelo	27
3	Características y sistemas de control en microrredes	29
3.1	Introducción	29
3.2	Descripción de una microrred	32
3.2.1	Arquitectura	32
3.2.2	Microrredes AC vs microrredes DC	34
3.2.3	Estándares aplicables a microrredes	35
3.2.4	Protección en microrredes	37
3.3	Control jerárquico de microrredes	38
3.3.1	Control jerárquico centralizado	42
3.3.2	Control jerárquico descentralizado	43
3.3.3	Control centralizado y descentralizado: una comparación	45
3.4	Microrredes en el mundo	48
3.5	Futuro de la investigación en microrredes	49
3.6	Conclusiones	55
4	Paralelización de convertidores de potencia: métodos <i>droop</i>	57
4.1	Introducción	57
4.2	Métodos de reparto activo	58
4.3	Métodos <i>droop</i>	59
4.3.1	Principios del método <i>droop</i>	59
4.3.2	Impedancia de salida de los convertidores	64
4.3.3	Características del método <i>droop</i> original	65
4.3.4	Variantes del método <i>droop</i>	67
4.4	Control de MCs mediante el método <i>droop</i>	70
4.4.1	Método <i>droop</i> original para MCs	70
4.4.2	Método <i>droop</i> con lazo de restauración	73
4.5	Futuros retos del método <i>droop</i>	78
4.6	Conclusiones	79
III	Mejora del método <i>droop</i> y del control secundario de microrredes	81
5	Método <i>droop</i> mejorado: diseño de la impedancia ficticia	83
5.1	Introducción	83
5.2	Arquitectura de la microrred de TECNALIA	84
5.2.1	Contexto	84
5.2.2	Microrred en TECNALIA	85
5.3	Modelo lineal de la microrred	90
5.3.1	Modelo del esquema eléctrico	90

5.3.2	Modelo del esquema de control	96
5.3.3	Modelo lineal del sistema completo	98
5.4	Diseño del control <i>droop</i>	104
5.4.1	Diseño de la impedancia ficticia	105
5.4.2	Resultados experimentales	108
5.5	Conclusiones	112
6	Control secundario mejorado	115
6.1	Introducción	115
6.2	Regulación de tensión y frecuencia	118
6.3	Control de restauración	121
6.3.1	Control de restauración mejorado	122
6.3.2	Diseño del control de restauración mejorado	124
6.3.3	Sensibilidad a la impedancia de línea	126
6.3.4	Resultados experimentales	131
6.4	Esquema eléctrico de la microrred generalizado	132
6.5	Sincronización de microrredes	135
6.5.1	Nuevo algoritmo de sincronización	135
6.6	Conclusiones	137
IV	Conclusiones y trabajo futuro	141
7	Conclusiones y trabajo futuro	143
7.1	Conclusiones	143
7.2	Resumen de las principales aportaciones	144
7.3	Publicaciones derivadas del presente trabajo	147
7.3.1	Revistas científico-técnicas	147
7.3.2	Congresos internacionales	148
7.3.3	Congresos nacionales	150
7.4	Líneas de trabajo futuro	150
7.5	Agradecimientos	151
V	Apéndices	153
A	Componentes simétricas en sistemas trifásicos	155
B	Sincrofasores	159
B.1	Introducción	159
B.1.1	Principios de funcionamiento	160
B.1.2	Características de los sincrofasores	161

B.1.3 Aplicaciones de los sincrofasores	163
Bibliografía	165

Lista de figuras

2.1	Estructura general de un DG para diferentes fuentes de entrada. . .	13
2.2	Clasificación de las principales variantes de la estrategia de modulación PWM.	22
2.3	Generación de la tensión de salida mediante la estrategia de modulación PWM.	23
2.4	Generación de la tensión de salida mediante la técnica de modulación SVM.	24
2.5	Clasificación de los convertidores DC/AC según su modo de conmutación.	25
3.1	Esquema general de una microrred.	30
3.2	Arquitectura general del control jerárquico para microrredes. . . .	39
3.3	Control jerárquico centralizado de microrredes.	42
4.1	Clasificación de los métodos de paralelización de convertidores de potencia.	59
4.2	Circuito equivalente y fasores de tensión de un generador síncrono conectado a una red AC.	60
4.3	Circuito equivalente de dos generadores síncronos en paralelo sin carga.	60
4.4	Diagrama vectorial de dos generadores síncronos conectados en paralelo, con uno girando a mayor velocidad.	61
4.5	Características <i>droop</i> de frecuencia y amplitud.	62
4.6	Características <i>droop</i> para convertidores de diferentes rangos de potencia.	63
4.7	Esquema de conexión de los MCs en paralelo.	71
4.8	Tensión, frecuencia y corrientes en las cargas.	72
4.9	Esquema de conexión de cuatro MCs en paralelo formando una microrred aislada.	75

4.10	Esquema de control de cuatro MCs en paralelo con control de restauración.	76
4.11	Frecuencia, tensión y corrientes en el PCC sin y con el control de restauración.	77
5.1	Esquema de la microrred de TECNALIA.	87
5.2	Cargas activa y reactiva de la microrred en TECNALIA.	88
5.3	Armarios de control de los generadores diesel y el configurador de la microrred de TECNALIA.	88
5.4	Esquema eléctrico de la microrred estudiada.	90
5.5	Circuito equivalente de la microrred analizada.	91
5.6	Modelos equivalentes del transformador monofásico referidos al secundario.	92
5.7	Cálculo del marco de referencia común d_{sc} - q_{sc} para el convertidor 1 (d_1 - q_1) y convertidor 2 (d_2 - q_2).	95
5.8	Esquema del control <i>droop</i> con la impedancia ficticia.	97
5.9	Pasos para la obtención del modelo lineal de la microrred estudiada.	99
5.10	Respuestas de los sistemas lineal y no lineal ante perturbaciones de $\omega_{1,2}$ de 1 rad/s.	101
5.11	Respuestas de los sistemas lineal y no lineal ante perturbaciones en $V_{1,2}$ de 10 V.	102
5.12	Respuestas de los sistemas lineal y no lineal ante perturbaciones en R_{load} de 1 Ω y L_{load} de 10 mH.	103
5.13	Respuesta del filtro (5.29) para diferentes valores de n y una $\omega_{pot,c}$ de 1 rad/s.	105
5.14	Mapa de polos para diferentes valores de $R_{fic,1,2}$ y $X_{fic,1,2}$	106
5.15	Ganancia DC de $i_{circ,d,q}$ para diferentes valores de $R_{fic,1,2}$ y $X_{fic,1,2}$	107
5.16	Respuestas a escalón de $i_{circ,d,q}$ para diferentes valores de $R_{fic,1,2}$ y $X_{fic,1,2}$	109
5.17	Esquema de la configuración de microrred implementada con el control diseñado.	110
5.18	Resultados experimentales de las potencias activa y reactiva para ambos convertidores.	111
5.19	Resultados experimentales de las corrientes circulante y de carga para diferentes impedancias ficticias.	112
6.1	Control de restauración de amplitud y frecuencia.	116
6.2	Suma de las pendientes <i>droop</i> de tensión e impedancia ficticia.	120
6.3	Esquema del control de restauración y método <i>droop</i> de la microrred.	123
6.4	Mapa de polos de las funciones de transferencia para distintas $\omega_{rest,c}$	124
6.5	Respuestas a escalón de $i_{circ,d,q}$ y $v_{pcc,d,q}$ ante saltos en $\omega_{rest,1}$	126

6.6	Resultados de simulación de la tensión y frecuencia en el PCC sin y con control de restauración.	127
6.7	Influencia de la impedancia de línea en la estabilidad y comportamiento dinámico de la microrred.	129
6.8	Influencia de la impedancia de línea en el control de restauración. .	130
6.9	Control de restauración de tensión y frecuencia de los convertidores.	131
6.10	Resultados experimentales de los dos convertidores con una impedancia ficticia R_{fic} 0.6Ω y X_{fic} 0.8Ω y el control de restauración.	133
6.11	Esquema de una microrred AC general con n DGs y e cargas. . . .	134
6.12	Fasores de las tensiones en la red y microrred.	135
6.13	Algoritmo de sincronización de la microrred con la red principal. .	136
6.14	Esquema de control de la microrred con control <i>droop</i> , control de restauración y algoritmo de sincronización.	138
6.15	Resultados del control de sincronización.	139
A.1	Secuencias directa, inversa y homopolar de un sistema trifásico desequilibrado.	156
B.1	Onda senoidal representada en el tiempo y en fasor.	160
B.2	Arquitectura general de un PMU.	162
B.3	Mensaje proporcionado por el PMU.	163

Lista de tablas

2.1	Topologías de los convertidores de potencia para sistemas fotovoltaicos y eólicos.	15
2.2	Topologías de los convertidores de potencia para microturbinas y células de combustible.	17
2.3	Topologías de los convertidores de potencia para sistemas de baterías y volantes de inercia.	18
2.4	Estrategias de control y funciones de los DGs para diferentes modos de operación.	20
3.1	Características de los principales sistemas de almacenamiento.	33
3.2	Principales estándares aplicables a microrredes	36
3.3	Ejemplos de dispositivos de protección comerciales para sistemas DC en LV.	38
3.4	Controles y funciones del LC.	40
3.5	Comparación de los controles centralizado y basado en MAS.	46
3.6	Ejemplos de microrredes en Europa.	50
3.7	Ejemplos de microrredes en Asia y Oceanía.	51
3.8	Ejemplos de microrredes en Norteamérica.	52
3.9	Ejemplos de microrredes aisladas en el mundo.	53
4.1	Flujo de potencias en función de la impedancia de salida del convertidor.	64
4.2	Parámetros de línea típicos.	64
4.3	Principales ventajas y desventajas del método <i>droop</i> convencional y las principales variaciones.	68
4.4	Características del esquema eléctrico simulado.	71
4.5	Características <i>droop</i>	71
4.6	Características <i>droop</i> y del control de restauración.	74

5.1	Elementos de la microrred de TECNALIA.	86
5.2	Medidas y resultados obtenidas en el ensayo en cortocircuito del transformador trifásico.	93
5.3	Medidas y resultados obtenidos en el ensayo en vacío del transformador trifásico.	93
5.4	Parámetros del circuito equivalente.	100
5.5	Características del control <i>droop</i> con la impedancia ficticia.	110
6.1	Características del control <i>droop</i> con lazo de restauración.	125
6.2	Valores de impedancia de línea considerados.	127
6.3	Parámetros del algoritmo de sincronización.	137
7.1	Publicaciones derivadas de la presente tesis con los capítulos correspondientes.	147

Nomenclatura

$i_{circ,a}, i_{circ,b}, i_{circ,c}$	corriente circulante trifásica [A]
$i_{circ,d}, i_{circ,q}$	corriente circulante en el marco $d-q$ [A]
$i_{fil,i,d}, i_{fil,i,q}$	corriente filtrada en el marco $d-q$ del convertidor i [A]
$i_{i,d}, i_{i,q}$	corriente de salida en el marco $d-q$ del convertidor i [A]
$i_{load,a}, i_{load,b}, i_{load,c}$	corriente trifásica en la carga [A]
$i_{med,i,d}, i_{med,i,q}$	corriente medida en el marco $d-q$ del convertidor i [A]
I_p	corriente del primario del transformador [A]
I_s	corriente del secundario del transformador [A]
L_{eq}	inductancia serie del modelo equivalente del transformador [mH]
L_{li}	inductancia de línea [mH]
L_{load}	inductancia de carga [mH]
L_m	inductancia de magnetización del modelo equivalente del transformador [mH]
$m_{p,i}$	coeficiente <i>droop</i> de frecuencia del convertidor i [hz/W]
$m_{q,i}$	coeficiente <i>droop</i> de tensión del convertidor i [V/VAr]
$P_{nom,i}$	potencia activa nominal del convertidor i [W]
$Q_{nom,i}$	potencia reactiva nominal del convertidor i [VAr]
R_{eq}	resistencia serie del modelo equivalente del transformador [Ω]
R_m	resistencia de magnetización del modelo equivalente del transformador [Ω]
$R_{fic,i}$	resistencia ficticia del convertidor i [Ω]
R_{load}	resistencia de carga [Ω]
R_{li}	resistencia de línea [Ω]
tol_v	tolerancia de tensión para la característica <i>droop</i>

	de tensión [sin unidades]
tol_{ω}	tolerancia de frecuencia para la característica <i>droop</i> de frecuencia [sin unidades]
T_{rest}	periodo del control de restauración [s]
$v_{d,nom}, v_{q,nom}$	tensión nominal de la microrred en el marco $d-q$ [V]
$v_{fic,i,d}, v_{fic,i,q}$	tensión en la impedancia ficticia en el marco $d-q$ del convertidor i [V]
$v_{i,d,sc}, v_{i,q,sc}$	tensión de salida en el marco de referencia común $d_{sc}-q_{sc}$ del convertidor i [V]
$v_{nom,d}, v_{nom,q}$	tensión nominal de la microrred en el marco $d-q$ [V]
$v_{o,i,d}, v_{o,i,q}$	tensión de salida en el marco $d-q$ del convertidor i [V]
v_p	tensión del primario del transformador [V]
$v_{pcc,d}, v_{pcc,q}$	tensión en el PCC en el marco $d-q$ [V]
$v_{rest,i,d}, v_{rest,i,q}$	tensión de restauración del convertidor i en el marco $d-q$ [V]
v_s	tensión del secundario del transformador [V]
$v_{sync,d}$	señal de tensión para la sincronización [V]
ω_{nom}	frecuencia nominal de la microrred [rad/s]
$\omega_{pot,c}$	frecuencia de corte del filtro de medida de potencias [rad/s]
$\omega_{rest,i,c}$	frecuencia de corte del filtro de restauración del convertidor i [rad/s]
ω_{sc}	frecuencia del marco de referencia común $d_{sc}-q_{sc}$ [rad/s]
ω_{sync}	señal de frecuencia para la sincronización [rad/s]
$X_{fic,i}$	reactancia ficticia del convertidor i [Ω]

Lista de acrónimos

- 3C** *Circular Chain Control*
- AC** *Alternating Current*
- ACS** *Average Current Sharing*
- AEN** *Autonomous Electricity Networks*
- APERT** *APplied Electronics Research Team*
- AVR** *Automatic Voltage Regulator*
- CAES** *Compressed Air Energy Storage*
- CB** *Circuit Breaker*
- CC** *Centralized Control*
- CERTS** *Consortium for electrical reliability technology solutions*
- CHP** *Combined Heat and Power*
- CSC** *Current Source Converter*
- DC** *Direct Current*
- DER** *Distributed Energy Resource*
- DG** *Distributed Generator*
- DNO** *Distribution Network Operator*
- EMI** *ElectroMagnetic Interference*
- FE** *Frequency Error*
- FPGA** *Field Programmable Gate Array*

- GPS** *Global Positioning System*
- HV** *High Voltage*
- HVDC** *High Voltage Direct Current*
- LC** *Local controller*
- LV** *Low Voltage*
- MAS** *Multi-Agent System*
- MC** *Matrix Converter*
- MCCB** *Molded-Case Circuit Breaker*
- MGCC** *MicroGrid Central Controller*
- MO** *Market Operator*
- MPPT** *Maximum Power Point Tracking*
- MS** *Master Slave*
- MV** *Medium Voltage*
- NERC** *North American Electric Reliability Corporation*
- PCC** *Point of Common Coupling*
- PDC** *Phasor Data Concentrator*
- PI** *Proportional-Integral*
- PLL** *Phase-Locked Loop*
- PMU** *Phasor Measurement Unit*
- PWM** *PulseWidth Modulation*
- QRC** *Quasiresonant Converter*
- REE** *Red Eléctrica de España*
- RFE** *ROCOF Measurement Error*
- ROCOF** *Rate of Change of Frequency*
- SCADA** *Supervisory Control And Data Acquisition*
- SEU** *Single Event Upset*
- SOA** *Safe Operating Area*

SOC *Second of Century*
SPWM *Sinusoidal PulseWidth Modulation*
SS *Storage Sytem*
SSMA *Switching State Matrix Averaging*
SVM *Space Vector Modulation*
SVPWM *Space Vector PulseWidth Modulation*
THD *Total Harmonic Distortion*
TVE *Total Vector Error*
UPS *Uninterruptible Power Supply*
UTC *Universal Time Coordinated*
VOC *Voltage Oriented Control*
VFOC *Virtual Flux Oriented Control*
VPP *Virtual Power Plant*
VSC *Voltage Source Converter*
ZCS *Zero Current Switching*
ZVS *Zero Voltage Switching*

Parte I

Introducción y fundamentos

Capítulo 1

Introducción

1.1 Contexto de la tesis

El trabajo de investigación que ha dado como resultado esta tesis doctoral se ha desarrollado en el Grupo de Investigación en Electrónica Aplicada APERT (*Applied Electronics Research Team*) del Departamento de Tecnología Electrónica de la Universidad del País Vasco/Euskal Herriko Unibertsitatea (UPV/EHU). Las actividades de investigación de este grupo se enmarcan, principalmente, en las siguientes líneas:

- **Circuitos reconfigurables y sistemas en un único chip (*System on Chip - SoC*):** esta línea se basa en la utilización de FPGAs (*Field Programmable Gate Arrays*) de nueva generación y de alta capacidad para integrar sistemas digitales en un único circuito integrado así como en hacer uso de la capacidad de reconfiguración de estos dispositivos: diseño orientado a síntesis, arquitecturas de interconexión de cores y técnicas de tolerancia a fallos (SEU, *Single Event Upset*). Además, se propone aplicar los avances obtenidos a necesidades concretas surgidas en las otras áreas de investigación en las que trabaja APERT.
- **Circuitos de control y potencia para convertidores de energía:** esta línea está orientada al diseño y al estudio del comportamiento de los sistemas electrónicos de potencia utilizados en el proceso de generación, transformación y almacenamiento de energía eléctrica y su aplicación en fuentes de energía renovables. Las ramas en las que se trabaja son fundamentalmente cuatro:

- **Convertidor matricial:** esta línea consiste en la investigación sobre los convertidores AC/AC directos denominados convertidores matriciales (MC, *Matrix Converter*), profundizando en nuevas topologías y sus correspondientes técnicas de modulación y control (tolerancia a fallos, conexión en paralelo, etc.).
- **Transmisión en HVDC:** esta línea consiste en estudiar la viabilidad de sistemas de transmisión HVDC (*High Voltage Direct Current*) de energía marina mediante cable submarino en corriente continua en distancias inferiores a 50 km.
- **Minieólica:** en esta línea se están analizando las alternativas de convertidores de potencia, y el control de los mismos, que mejor se ajustan a las especificaciones de la tecnología minieólica.
- **Microrredes:** las microrredes son una línea de investigación cuyo interés está creciendo en multitud de países en el mundo. En APERT se investiga acerca de los controles y topologías de convertidores de potencia en las microrredes.

Esta tesis se enmarca en la segunda línea de investigación dentro del ámbito de las microrredes eléctricas. A su vez, el trabajo realizado en esta tesis se encuadra dentro de los siguientes proyectos públicos financiados por el Gobierno Vasco:

1. “*Optimización del control de convertidores de potencia y de las líneas de transmisión en microrredes eléctricas (OPCOPOLI)*”. Financiado por el Gobierno Vasco (S-PE09UN08). Fecha: enero 11 hasta diciembre 12.
2. “*Paralelización de convertidores de potencia en microrredes eléctricas (SA-RECONPA)*”. Financiado por el Gobierno Vasco. Fecha: enero 12 hasta diciembre 12.
3. “*Estudio de viabilidad de implementación de energías renovables a través de microrredes en los pueblos del Pirineo (RURALGRID)*”. Financiado por el Gobierno Vasco. (CTP11/P7). Fecha: enero 12 hasta diciembre 13.

A continuación, se presenta una introducción a los temas que se han investigado en la presente tesis. Acto seguido, se enumeran los diferentes objetivos que se persiguen y, finalmente, se describe la composición de este trabajo.

1.2 Introducción al tema de la tesis

La generación distribuida es una alternativa eficiente, fiable y respetuosa con el medio ambiente frente a la tradicional generación centralizada [1]. Esto se debe a factores tales como el uso de generadores de menor tamaño, menor distancia entre generación y consumo, mayor uso de energías renovables, etc. Por otro lado, las energías renovables dependen en gran medida de factores climatológicos por lo que no garantizan un suministro energético constante. En este sentido, las microrredes eléctricas mejoran esta característica ya que, además de los generadores distribuidos (DG, *Distributed Generator*), contienen sistemas de almacenamiento (SS, *Storage System*) que proporcionan una generación eléctrica más fiable y constante. A modo de definición, las microrredes eléctricas son una asociación de DGs y SSs que pueden funcionar tanto conectadas a la red como en isla [2], diferenciándose de las redes eléctricas aisladas (barcos, aviones, plataformas petrolíferas, etc.) en que, en las primeras, la conexión y desconexión de la red principal es un evento habitual [3]. Gracias a esta característica, los usuarios conectados a microrredes pueden obtener una calidad de suministro mejor ya que la microrred puede desconectarse de la red cuando ésta cae o no tiene una calidad de potencia satisfactoria. Además, si se tienen en cuenta políticas económicas y medioambientales, se puede obtener una energía más rentable y limpia [4].

Las microrredes eléctricas difieren en gran medida de los sistemas centralizados convencionales en aspectos tales como sus características dinámicas y estáticas, el grado de desequilibrio debido a la conexión de cargas monofásicas, la procedencia de la energía, etc. Por lo tanto, los sistemas de control, protección y monitorización de las microrredes deben adaptarse a sus características [5]. Así, numerosos centros de investigación, universidades, etc. han propuesto diversos sistemas de control [3, 6–11] y protección [12–14] específicos para las microrredes eléctricas. Entre los temas abordados relacionados con las microrredes, cabe destacar los sistemas de control ya que deben garantizar el buen funcionamiento de la microrred en todo momento. Los sistemas de control se encargan de numerosas tareas tales como el reparto equitativo de la carga, la interacción con la red principal, la participación en el mercado eléctrico, etc. A pesar de las numerosas aportaciones en este campo, aún es necesario desarrollar sistemas de control que mejoren aspectos tales como la calidad de la tensión, la estabilidad y flexibilidad de la microrred entre otros, así como que garanticen una buena conexión y desconexión con la red principal.

1.3 Objetivos

Teniendo en cuenta las necesidades que presentan hoy en día las microrredes eléctricas, la presente tesis pretende abordar los siguientes objetivos:

1. Conocer el estado actual de la generación distribuida y de las microrredes eléctricas para poder identificar posibles puntos débiles a ser investigados.
2. Estudiar en detalle los sistemas de control de las microrredes a fin de establecer un conocimiento sólido que sirva como base para el diseño del control de una microrred.
3. Analizar la estabilidad y calidad de potencia de una microrred, proponiendo nuevos diseños del sistema de control que estabilicen y suavicen la respuesta del sistema y que mantengan los valores de tensión y frecuencia de la microrred a sus valores nominales.
4. Desarrollar un sistema de sincronización de microrredes con la red eléctrica de manera que la transición entre los modos de operación en isla y conectado a la red se realice de manera suave y segura.

1.4 Estructura del documento

El presente documento está dividido en cuatro partes formados por un total de siete capítulos y dos anexos:

- I. **Introducción y fundamentos.** Esta parte está formada por los siguientes dos capítulos:
 1. **Introducción:** en primer lugar, se introduce la temática del proyecto y los objetivos que se quieren alcanzar. Además, se presenta el contexto del presente documento y la organización del mismo.
 2. **Convertidores de potencia en sistemas distribuidos:** en este capítulo, se introducen los principios y características de los sistemas de generación distribuida. De este modo, se analizan las principales topologías de convertidores de potencia utilizados en este tipo de generación para diferentes fuentes de energía primaria. Además, se describen las características del sistema de control del DG según el modo de operación del mismo.

Por otro lado, se presentan los principales métodos de modulación de los convertidores de potencia. Asimismo, se presentan las estrategias

de modulación por ancho de pulso (PWM, *Pulsewidth Modulation*) con mayor detalle, enumerando sus principios básicos y sus variantes fundamentales. A su vez, se muestra un resumen de las estrategias de conmutación suave que reducen las pérdidas de conmutación derivadas del uso de las estrategias PWM.

II. **Control de microrredes y generadores en paralelo.** En esta segunda parte se describen las principales características de los sistemas de control en las microrredes y está formada por los dos capítulos descritos a continuación:

3. **Microrredes eléctricas:** las microrredes eléctricas son una opción eficiente y limpia de integrar la generación distribuida en la red eléctrica. En este capítulo, se presentan los fundamentos de las microrredes eléctricas definiendo sus características básicas y sus principales funciones. A pesar de la inexistencia de una normativa específica para las microrredes, se enumeran los estándares existentes a día de hoy para la generación distribuida. También se estudian en este capítulo los sistemas de protección propuestos para microrredes, analizando las principales diferencias con los sistemas de protección tradicionales.

Los sistemas de control en las microrredes se encargan de múltiples funciones tales como el reparto equitativo de la potencia entre las cargas, la sincronización con la red principal, el mantenimiento de la calidad de potencia, etc. Entre los sistemas de control propuestos, destaca el control jerárquico de microrredes, en sus versiones centralizada y descentralizada. Estos sistemas de control proponen dividir el sistema de control en varios niveles de jerarquía para, así, repartir las diferentes tareas en cada nivel. En este capítulo, se detallan las funciones de control involucradas en una microrred y se analizan los principales sistemas de control propuestos hasta la fecha. Asimismo, se presentan numerosos ejemplos de microrredes en el mundo y se proponen nuevas líneas de investigación que mejoren el estado de la tecnología actual de estos sistemas.

4. **Paralelización de convertidores de potencia: métodos *droop*:** en las microrredes eléctricas es habitual encontrar varios convertidores de potencia conectados en paralelo. En este tipo de conexiones pueden aparecer corrientes circulantes entre estos convertidores debido a posibles diferencias de tensión entre los mismos. Estas diferencias de tensión pueden estar causadas por diversos factores tales como las impedancias de línea, tolerancias de los generadores, etc. Estas corrientes circulantes pueden ser dañinas para los equipos, sobre todo, en casos

de poca carga. Por lo tanto, es necesario un sistema de control que limite estas corrientes y garantice un buen funcionamiento de los convertidores en paralelo.

En este capítulo se presentan los sistemas de control para este cometido, divididos en controles de reparto activo y controles *droop*. Las técnicas de reparto activo se caracterizan por asegurar un reparto de la carga preciso y una distorsión armónica (THD, *Total Harmonic Distortion*) baja en la tensión de salida. Sin embargo, requieren comunicaciones entre los convertidores de potencia que limitan la flexibilidad y redundancia del sistema. Los controles *droop*, en cambio, carecen de comunicaciones entre los convertidores por lo que se presentan como las técnicas preferidas en el control de convertidores en microrredes.

Asimismo, en este capítulo se estudian los principios de funcionamiento de los controles *droop* y se detallan sus características fundamentales. A su vez, se analizan las ventajas y desventajas de estos controles así como las variaciones propuestas en la literatura que solventan los inconvenientes del control *droop* original. A su vez, se presentan resultados de simulación del control *droop* original y del control *droop* con un control de restauración propuesto en la presente tesis. Por último, se proponen nuevas líneas de investigación que mejorarían las técnicas de control *droop* existentes hoy en día.

III. Mejora del control *droop* y control secundario de microrredes.

La tercera parte está formada por los dos capítulos que se describen a continuación:

5. **Método *droop* mejorado: diseño de la impedancia ficticia:** uno de los principales inconvenientes del método *droop* original es que necesita una inductancia de acoplamiento que garantice un comportamiento inductivo de la impedancia entre el convertidor y la línea. Esta inductancia incrementa el peso, tamaño y coste del sistema por lo que es deseable prescindir de la misma. Una de las propuestas estudiadas en el capítulo anterior consiste en incorporar una impedancia ficticia dentro del propio control del convertidor de potencia. En este capítulo se detallan las características de esta impedancia ficticia y se enumeran algunos trabajos que abordan su diseño.

En este sentido, se presenta una nueva propuesta de diseño que tiene en cuenta tanto el esquema eléctrico como el de control de la microrred estudiada. Esta microrred corresponde a una microrred experimental situada en las instalaciones del centro tecnológico TECNALIA me-

diante la cual se han validado los diseños de control propuestos en la presente tesis. Los elementos principales de esta microrred se describen en este capítulo. Asimismo, se estudia el comportamiento de la microrred para diferentes valores de la impedancia ficticia para así seleccionar el valor más adecuado de la misma. Por último, se proporcionan resultados experimentales que avalan el buen comportamiento del diseño propuesto.

6. **Control secundario para microrredes eléctricas:** otro de los inconvenientes del control *droop* original es el compromiso existente entre la regulación de frecuencia y tensión y el reparto de potencias activa y reactiva, respectivamente. En este capítulo se presenta el control de restauración como una alternativa para solventar este inconveniente, recuperando los valores de frecuencia y tensión nominales en la microrred. A su vez, cabe destacar que una microrred puede operar tanto conectada como desconectada de la red. En el caso de microrredes AC, es necesario un algoritmo de sincronización que asegure una buena conexión de la microrred a la red.

En este sentido, este capítulo presenta con mayor detalle la regulación de tensión y frecuencia en una microrred controlada mediante el método *droop*. A su vez, se presenta un control de restauración que aporta diversas ventajas frente al resto de controles de restauración encontrados en la bibliografía. Además de proponer un nuevo control de restauración, la dinámica de este control es diseñada de forma que se garantice la estabilidad en la microrred y se asegure una restauración de los valores de tensión y frecuencia sin oscilaciones en la tensión de la microrred analizada. Este diseño de control de restauración es avalado mediante resultados experimentales.

Además, este capítulo presenta un modelo eléctrico generalizado para microrredes con mayor número de DGs y cargas que el estudiado. Gracias a este modelo generalizado, se pueden llevar a cabo diseños de impedancia ficticia y control de restauración para microrredes con topologías eléctricas diferentes a la topología estudiada. Por último, este capítulo propone un algoritmo de sincronización que garantiza una conexión de la microrred a la red sin oscilaciones y mantiene la estabilidad de ambos sistemas.

- IV. **Conclusiones y trabajo futuro.** El capítulo contenido en esta parte presenta las conclusiones extraídas de la presente tesis así como las principales aportaciones de la misma. A su vez, se describen las publicaciones derivadas del presente trabajo y se presentan varias líneas de investigación para dar

continuidad al trabajo abordado en la presente tesis.

V. **Anexos.** Los capítulos presentados en esta parte se resumen a continuación:

- A. **Anexo A: Componentes simétricas en sistemas trifásicos:** los sistemas trifásicos se describen mediante conjuntos de magnitudes de tres elementos (tres corrientes, tres tensiones, tres fases, etc.). Una herramienta útil se basa en transformar estas magnitudes trifásicas a magnitudes de dos elementos para, así, simplificar el control. En este capítulo se presentan las transformadas vectoriales de *Clarke* y *Park* utilizadas en esta tesis para convertir magnitudes trifásicas en magnitudes de dos elementos.
- B. **Anexo B: Sincrofasores:** las medidas sincronizadas son muy útiles en el control y monitorización de sistemas de potencia. Los sincrofasores o PMUs (*Phasor Measurement Unit*) son dispositivos capaces de proporcionar medidas sincronizadas con alta frecuencia de muestreo y precisión. En este capítulo, se presentan las características fundamentales de estos equipos así como sus principios fundamentales. A su vez, se proporcionan las aplicaciones más importantes así como ejemplos de su utilización en microrredes.

Capítulo 2

Convertidores de potencia en sistemas distribuidos

2.1 Introducción

La generación distribuida presenta varias ventajas frente a la generación centralizada tradicional: mayor eficiencia, modularidad, reducción de los gases de efecto invernadero, etc. [15]. Por todas estas razones, la presencia de generación distribuida en la red eléctrica principal ha ido incrementándose de forma notoria a lo largo de los últimos años. Ante este gran crecimiento, son varios los nuevos conceptos que se han desarrollado para lograr una buena integración de los DERs en el sistema eléctrico convencional. Entre estos nuevos conceptos, cabe destacar la planta de generación virtual (VPP, *Virtual Power Plant*) que fue desarrollado para mejorar la visibilidad y control de los recursos energéticos distribuidos (DER, *Distributed Energy Resource*) en la red eléctrica. Este concepto propone tratar a los DERs como una VPP de forma que [16]:

- Cada DER sea capaz de tener acceso y visibilidad en el mercado energético.
- La operación del sistema se beneficie del uso óptimo de toda la capacidad disponible y se incremente, así, la eficiencia de operación.

Por otro lado, los DGs se caracterizan por ser fuentes de energía intermitentes ya que, en la mayoría de los casos, dependen de factores meteorológicos. Esto hace que se necesiten dispositivos entre los DGs y la red eléctrica para una conexión adecuada. Es en este punto donde se vuelve protagonista la electrónica de poten-

cia. A modo de definición, la electrónica de potencia comprende las aplicaciones de la electrónica de estado sólido para el control y la conversión de la energía eléctrica [17]. En este sentido, los convertidores de potencia se encargan de procesar la energía en su entrada para obtener, así, una energía acondicionada a su salida [18]. A su vez, el principal objetivo de esta disciplina es el procesamiento de energía eléctrica con la máxima eficiencia posible. Este objetivo se consigue gracias al uso de semiconductores, bobinas y condensadores y evitando, a su vez, el uso de elementos resistivos.

Así, los convertidores de potencia serán los encargados de una conexión apropiada de estos DGs a la red eléctrica. Estos convertidores poseen multitud de topologías diferentes dependiendo de diversos factores tales como la fuente primaria de generación de energía, las características de la entrada y salida a la que se acoplan los DGs (AC o DC), potencia suministrada por el convertidor de potencia, calidad de las señales sintetizables, etc.

Este capítulo pretende dar una visión general de los sistemas de electrónica de potencia asociados a la generación distribuida. En primer lugar, se presentará un resumen muy general de las topologías de los convertidores de potencia más utilizados para la integración de diferentes tipos de energía renovable a la red eléctrica. A su vez, se enumerarán los principales tipos de control existentes según el modo de funcionamiento del DG y, finalmente se proporcionará un resumen de las estrategias de modulación fundamentales. En los capítulos siguientes se aportará una visión más concreta de otros aspectos de la generación distribuida.

2.2 Topologías de convertidores de potencia para generación distribuida

La estructura general de los DGs se representa en la figura 2.1 [19]. La potencia de entrada es transformada en energía eléctrica por medio de una unidad de conversión de potencia. La configuración de esta unidad de conversión está íntimamente relacionada con la naturaleza de la potencia de entrada y la forma en la que el convertidor debe presentar dicha potencia a su salida. En este sentido, la potencia eléctrica producida puede ser distribuida a cargas de diversa índole o a la propia red eléctrica.

Tal y como se ha comentado, la topología de un convertidor de potencia depende de, entre otros factores, la fuente de energía primaria de la cual se extrae la energía eléctrica. Por un lado, las turbinas eólicas, los volantes de inercia, motores de combustión interna, etc. son sistemas cuya salida se obtiene en AC. En

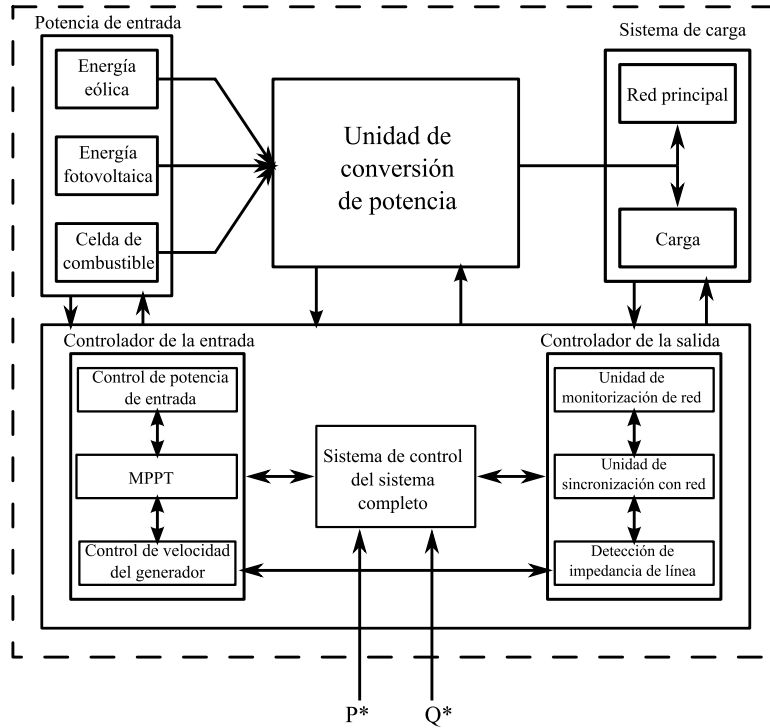


Figura 2.1. Estructura general de un DG para diferentes fuentes de entrada.

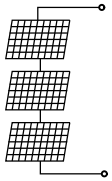
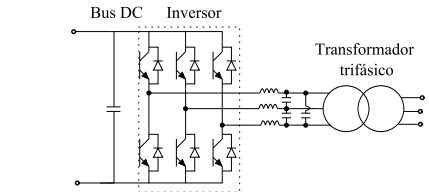
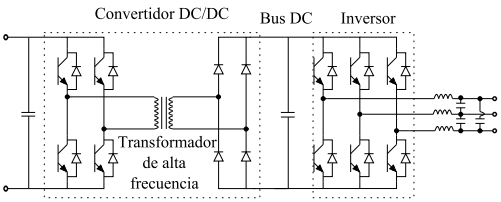
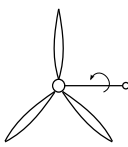
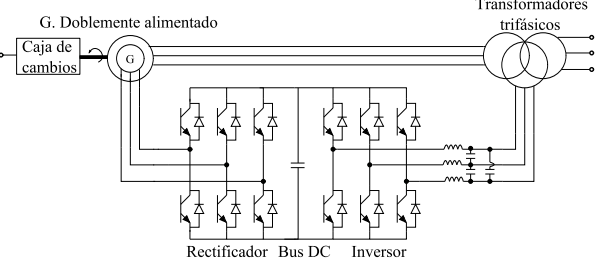
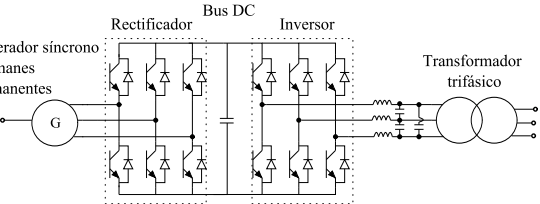
estos casos, las topologías de los convertidores de potencia a usar son AC/AC, AC/DC/AC o AC/DC. Por otro lado, los paneles fotovoltaicos, las células de combustible (también denominadas celdas o pilas de combustible), baterías, etc. son sistemas de generación o almacenamiento de energía eléctrica en DC. Los convertidores de potencia usados para estos sistemas son DC/DC o DC/AC. Además, en la mayoría de los casos, estos DGs se conectan a la red. En este sentido, existe una gran cantidad de normativas de diferentes países que exigen que esta conexión esté aislada galvánicamente [20]. A continuación, se presentan las topologías de convertidores de potencia predominantes para diferentes fuentes de potencia primaria y su conexión a la red eléctrica principal .

- **Energía fotovoltaica:** la energía solar puede ser transformada a energía eléctrica mediante células fotovoltaicas. Generalmente, estas células están construidas de materiales semiconductores que absorben la energía del sol y

producen electricidad mediante un proceso denominado efecto fotovoltaico [20]. Las topologías de convertidores de potencia utilizadas en los sistemas fotovoltaicos se clasifican según el número de etapas de potencia, localización de los condensadores de desacoplo, utilización de transformadores y tipos de interfaz con la red principal [21]. A su vez, por lo general se emplean filtros *LCL* entre los sistemas fotovoltaicos y la red para suavizar la corriente de salida [19]. Los sistemas fotovoltaicos presentan dos topologías principales de convertidores de potencia (tabla 2.1, topologías A y B). Inicialmente, la configuración empleada en los parques solares correspondía a un inversor centralizado (tabla 2.1, topología A). Esta topología puede presentar altas pérdidas debido, entre otras causas, a desajustes entre los módulos fotovoltaicos [22]. Otra de las desventajas de esta configuración es que presenta un único punto de falta que disminuye su fiabilidad [23]. Por otro lado, existen múltiples topologías de varias etapas que evitan el uso de transformadores de baja frecuencia, los cuales aumentan el precio, volumen y peso del sistema. La más común contiene un inversor conectado a red mediante un convertidor DC/DC unido a los paneles fotovoltaicos. Esta configuración tiene, a su vez, varias posibilidades entre las cuales destaca la que incorpora un transformador de alta frecuencia (tabla 2.1, arquitectura B).

- **Energía eólica:** las turbinas eólicas convierten la energía cinética del viento en energía mecánica. Tras esta transformación inicial, esta energía mecánica puede ser convertida en energía eléctrica mediante un generador. En la actualidad, las turbinas eólicas pueden dividirse en tres categorías: sistemas sin electrónica de potencia y sistemas controladas de manera parcial o de manera total por electrónica de potencia [22]. La turbina sin electrónica de potencia emplea un generador de inducción que opera a una velocidad constante y necesita potencia reactiva para funcionar, suministrada por la red eléctrica o por condensadores conectados en los terminales de la máquina [19]. Los sistemas controlados por electrónica de potencia de manera parcial emplean un generador de inducción doblemente alimentado con un convertidor AC/AC con un bus DC intermedio (tabla 2.1, topología C). Este diseño es algo más caro que el diseño anterior pero permite a la turbina eólica operar a velocidades variables. Además, tiene la capacidad de compensar y producir potencia reactiva y captura más energía del viento [22]. La arquitectura principal totalmente controlada por electrónica de potencia consta de un generador síncrono de imanes permanentes que convierte la energía eólica en energía eléctrica con tensión y frecuencia variables (tabla 2.1, topología D).
- **Microturbinas:** las microturbinas son un tipo de motor de combustión

Tabla 2.1: Topologías de los convertidores de potencia para sistemas fotovoltaicos y eólicos.

Generador	Convertidor de potencia
<p data-bbox="379 622 475 667">Paneles fotovoltaicos</p> 	<p data-bbox="571 705 603 750">A</p>  <p data-bbox="750 627 821 649">Bus DC</p> <p data-bbox="853 627 917 649">Inversor</p> <p data-bbox="997 660 1093 705">Transformador trifásico</p>
	<p data-bbox="571 1209 603 1254">B</p>  <p data-bbox="774 896 869 918">Convertidor DC/DC</p> <p data-bbox="933 896 997 918">Bus DC</p> <p data-bbox="1029 896 1093 918">Inversor</p> <p data-bbox="726 1019 821 1086">Transformador de alta frecuencia</p>
<p data-bbox="383 1198 462 1243">Generador eólico</p> 	<p data-bbox="571 1288 603 1332">C</p>  <p data-bbox="646 1176 837 1198">G. Doblemente alimentado</p> <p data-bbox="662 1209 758 1232">Caja de cambios</p> <p data-bbox="742 1209 774 1232">G</p> <p data-bbox="805 1400 901 1422">Rectificador</p> <p data-bbox="965 1400 1029 1422">Bus DC</p> <p data-bbox="1061 1400 1125 1422">Inversor</p> <p data-bbox="1093 1153 1189 1198">Transformadores trifásicos</p>
	<p data-bbox="571 1556 603 1601">D</p>  <p data-bbox="630 1512 758 1579">Generador síncrono de imanes permanentes</p> <p data-bbox="710 1512 742 1534">G</p> <p data-bbox="774 1489 869 1512">Rectificador</p> <p data-bbox="869 1478 933 1500">Bus DC</p> <p data-bbox="965 1489 1029 1512">Inversor</p> <p data-bbox="1093 1523 1189 1568">Transformador trifásico</p>

interna que pueden emplear gran variedad de combustibles diferentes tales como gas, gasolina, queroseno, diesel, etc. En la actualidad, la mayoría de las microturbinas comerciales utilizan gas como fuente combustible principal [20]. En el caso de las microturbinas, la configuración de electrónica de potencia más empleada para su conexión a la red son los convertidores con bus DC [20] (tabla 2.2, topología A). Esta arquitectura garantiza una buena calidad de la tensión y robustez del sistema. Sin embargo, presenta algunos inconvenientes tales como grandes dimensiones físicas, gran peso y baja fiabilidad del condensador del bus DC. Para evitar estos inconvenientes, se puede emplear un MC [24–28] que conecta directamente la microturbina a la red sin necesidad de elementos reactivos intermedios y con un peso y volumen menor, (tabla 2.2, topología B).

- **Células de combustible:** una célula de combustible es un dispositivo electroquímico que produce electricidad sin la necesidad de ninguna etapa de conversión intermedia. Entre sus ventajas, cabe destacar la baja emisión de gases de efecto invernadero y la alta densidad energética [22]. Las células de combustible generan potencia en DC, por lo que las estructuras hardware son similares a las empleadas en los sistemas fotovoltaicos [19, 20]. La topología de electrónica de potencia más sencilla para conectar a red una célula de combustible está compuesta por un inversor (tabla 2.2, topología C). Otra posibilidad consiste en colocar un convertidor DC/DC con un transformador de alta frecuencia entre la célula de combustible y el inversor. De esta forma, se consigue aislamiento galvánico y se adaptan los niveles de tensión obtenidos en la célula de combustible a los requeridos por la red (tabla 2.2, topología D) [20].
- **Baterías:** todos los tipos de batería producen energía en DC, la cual debe ser convertida en AC para ser suministrada a la red eléctrica general [20]. A su vez, su característica fundamental es la bidireccionalidad del flujo de potencia ya que deben ser capaces tanto de suministrar (durante su descarga) como de absorber potencia (durante su recarga). La forma más sencilla de conectar una batería a la red eléctrica es mediante un convertidor DC/AC junto con un transformador (tabla 2.3, topología A) [20]. Por otro lado, la topología de dos etapas más empleada está formada por un inversor conectado a un convertidor DC/DC bidireccional (tabla 2.3, topología B). Estas dos topologías presentan un transformador trifásico en la conexión con la red principal para conseguir el aislamiento galvánico. Para evitar el incremento de peso y tamaño del sistema que supone este transformador, se han desarrollado gran cantidad de topologías de convertidor DC/DC bidireccional junto con un transformador de alta frecuencia. Una de estas topologías consiste en un convertidor DC/DC que aísla la entrada de la

Tabla 2.2: Topologías de los convertidores de potencia para microturbinas y células de combustible.

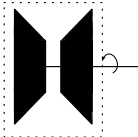
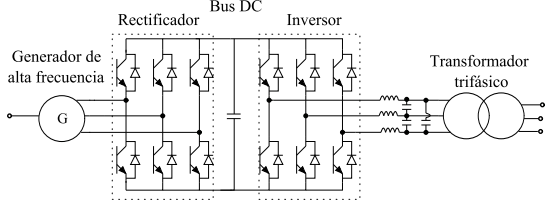
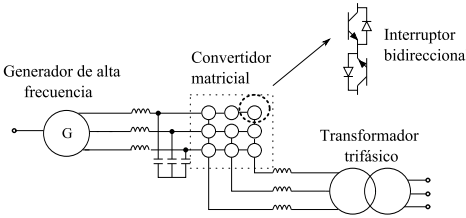
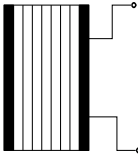
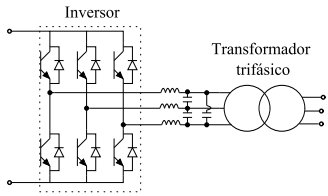
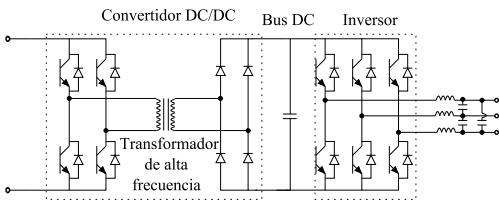
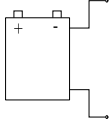
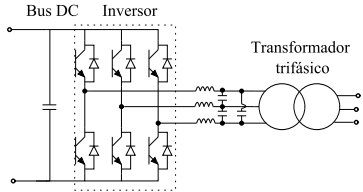
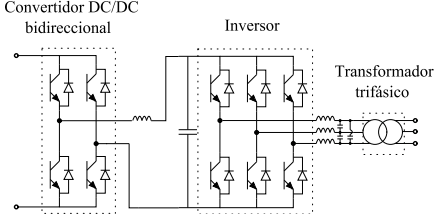
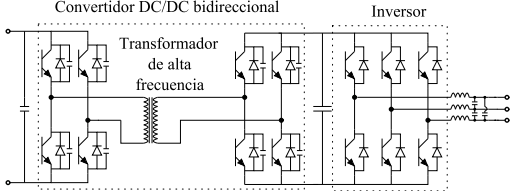
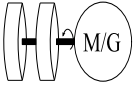
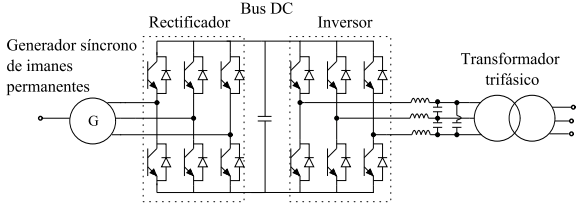
Generador	Convertidor de potencia
<p data-bbox="379 651 470 674">Microturbina</p> 	<p data-bbox="571 703 603 741">A</p>  <p data-bbox="571 987 603 1025">B</p> 
<p data-bbox="379 1196 470 1240">Celda de combustible</p> 	<p data-bbox="571 1272 603 1310">C</p>  <p data-bbox="571 1554 603 1592">D</p> 

Tabla 2.3: Topologías de los convertidores de potencia para sistemas de baterías y volantes de inercia.

Generador	Convertidor de potencia
<p>Batería</p> 	<p>A</p> 
	<p>B</p> 
	<p>C</p> 
<p>Volante inercia Motor/ Generador</p> 	<p>D</p> 

salida y permite incrementar y decrementar la tensión de salida mediante el transformador (tabla 2.3, topología C).

- **Volantes de inercia:** los volantes de inercia son SSs que se basan en almacenar energía cinética en una masa giratoria. Gracias a su funcionamiento simple, estos SSs son utilizados de manera común y han sido la tecnología primaria para limitar las interrupciones de potencia en sistemas motor/generador. En este sentido, los volantes de inercia proporcionan protección frente a interrupciones cortas de suministro y suavizan la potencia suministrada [21]. Hay dos grandes grupos de volante de inercia: de baja velocidad (hasta 6000 r.p.m) y de alta velocidad (hasta 60.000 r.p.m). A su vez, en la mayoría de las aplicaciones de energías renovables, el volante de inercia se conecta a la red mediante un convertidor *back-to-back* [21, 29]. Este convertidor de potencia consiste en un convertidor bidireccional compuesto por dos inversores y un bus DC intermedio (tabla 2.3, topología D) [30].

2.3 Control en sistemas distribuidos

Tal y como se ha comentado en la introducción, la presencia de DGs conectados a la red es cada vez mayor [31]. Estos DGs precisan de un sistema de control que garantice la estabilidad de la red durante su conexión a la misma. A su vez, existe una serie de estándares que establecen de una manera cada vez más estricta las condiciones que deben cumplir los DGs durante su conexión a la red. Estos requisitos se refieren, sobre todo, al algoritmo de sincronización y al control de la corriente. Por lo tanto, las estrategias de control de los sistemas distribuidos de potencia tienen gran importancia en el diseño de estos sistemas [19].

Las tareas de control de los DGs se pueden dividir en dos grandes grupos [19]:

- **Control de la entrada del convertidor:** su principal objetivo es extraer la máxima potencia posible de la fuente de entrada. En este nivel también se considera la protección de la entrada del convertidor de potencia.
- **Control de la salida del convertidor:** en este nivel se llevan a cabo varias tareas:
 - Control de potencias activa y reactiva suministradas por el convertidor.
 - Control de la tensión en el bus DC del convertidor.
 - Garantía de un suministro de potencia con la calidad deseada.

Tabla 2.4: Estrategias de control y funciones de los DGs para diferentes modos de operación.

Modo de operación	Funciones	Métodos de control
Isla	Control de tensión y frecuencia.	Control híbrido AC de corriente y tensión. Control de corriente indirecto. Control de tensión AC.
	Reparto de corriente.	Control <i>droop</i> . Reparto activo de corriente.
Conectado a red	Generación de potencia.	Control de corriente y de tensión. VOC y VFOC. Control directo de potencia.
	Mantenimiento de potencias activa y reactiva.	Control de factor de potencia unitario. Control de secuencia positiva. Control de potencias constantes.
Mantenimiento de la red	Potencia de salida máxima.	MPPT.
	Mantenimiento de potencia reactiva.	Control de tensión AC.

- Tareas auxiliares: en algunas ocasiones se requieren algunas tareas auxiliares como la regulación de la frecuencia y la tensión, la compensación de los armónicos de tensión y el filtrado activo.

Por otro lado, los DGs pueden operar de manera autónoma, suministrando potencia a cargas locales sin conexión a red, conectados a la red o pueden ejercer tareas de mantenimiento de la propia red [32]. En este sentido, las estrategias de control son diferentes según la labor que desempeñe el DG en cada caso. A continuación se muestran algunos detalles de estas funciones y métodos de control según el modo de operación de los DGs (tabla 2.4 [32]):

- **Control de DGs conectados en isla:** varios DGs pueden conectarse entre sí formando una isla que alimenta a varias cargas locales sin estar conectados a la red principal. En este caso, el sistema de control de los DGs debe controlar la tensión y frecuencia del sistema así como la generación de potencia para garantizar el suministro demandado por las cargas con la calidad deseada. Si estos DGs forman una microrred, el sistema de control debe ser capaz de garantizar ambos modos de operación, tanto conectado a red como en isla, además de asegurar una transición suave entre ambos modos [32]. En este sentido, una microrred se define como una asociación de DGs, SSs y cargas operando como un único sistema que proporciona energía eléctrica y/o térmica de forma local [33]. Las microrredes se estudian con mayor profundidad en el capítulo 3. En este modo de operación en isla, se debe garantizar un reparto equitativo de las cargas conectadas entre los

DGs así como una tensión y frecuencia de la red con una calidad suficiente. En este sentido, el método *droop* [5, 6, 8, 34, 35] se presenta como el método idóneo para garantizar un reparto equitativo de las cargas cuando varios convertidores están conectados en paralelo. Estos métodos, junto con otras estrategias de control, se describen con mayor profundidad en el capítulo 4.

- **Control de DGs conectados a red:** cuando los DGs se conectan directamente a la red su sistema de control se encarga de ajustar las potencias activa y reactiva en base a estrategias de suministro de potencia o a la variación de tensión o frecuencia de la carga o de la red. A su vez, los DGs operan en modo corriente, existiendo gran cantidad de estrategias de control para este modo de operación [19, 36]. Además de las estrategias de control de corriente, existen varias estrategias para el control de la potencia divididas en control orientado a la tensión (VOC, *Voltage Oriented Control*) y control orientado al flujo virtual (VFOC, *Virtual Flux Oriented Control*) [37, 38].
- **Mantenimiento de la red:** los DGs pueden conectarse a la red con el propósito de realizar tareas de mantenimiento de la red como, por ejemplo, compensar posibles caídas de tensión, controlar la frecuencia de la red, etc. En este sentido, el sistema de control de los DGs se encarga de extraer la máxima potencia posible de su fuente primaria que aporte la potencia reactiva necesaria para aliviar huecos de tensión y demandas locales de corriente reactiva [32].

2.4 Modulación de convertidores de potencia

Una vez obtenidas las consignas de tensión para el convertidor de potencia, es necesario un algoritmo de modulación que genere la tensión deseada en la salida del convertidor de potencia. Esta tensión de salida se consigue a través de la asociación adecuada de los interruptores que conformen el convertidor de potencia en cada momento. En este aspecto, la modulación por ancho de pulsos (PWM, *PulseWidth Modulation*) ha sido objeto de una intensa investigación y es ampliamente empleada en el control de la tensión de salida de los convertidores de potencia. En la figura 2.2 se muestran las principales variantes de esta estrategia de modulación [25, 39–47]. Dentro de las modalidades que presenta esta modulación [48] las más extendidas son la PWM sinusoidal (SPWM, *Sinusoidal PulseWidth Modulation*) y la modulación vectorial espacial (SVPWM, *Space Vector PulseWidth Modulation*) [47].

En la modulación SPWM, comúnmente denominada PWM, una señal sinusoidal de control (señal moduladora) es comparada con una señal triangular denominada

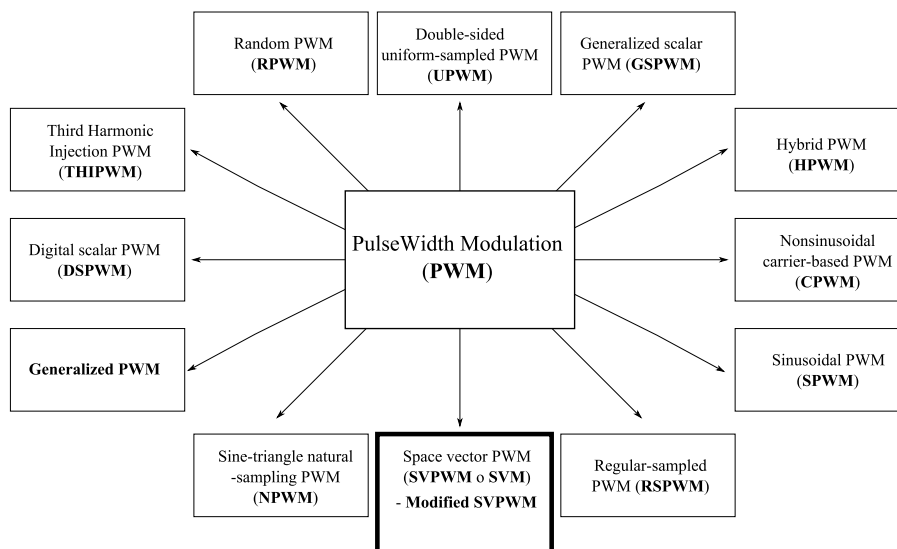


Figura 2.2: Clasificación de las principales variantes de la estrategia de modulación PWM.

portadora para conseguir la tensión de salida monofásica deseada. De esta forma, la tensión de salida presenta una forma de onda conmutada donde se visualizan los ciclos de trabajo de los interruptores del convertidor (figura 2.3) [48]. En el caso de la modulación SVPWM, comúnmente denominada SVM (*Space Vector Modulation*), se emplea una tensión vectorial como base para el control (figura 2.4(a)). A modo de ejemplo, en la figura 2.4(b) se muestran las 8 configuraciones posibles de un inversor trifásico modulado mediante la técnica SVM. De esta forma, en el caso de disponer de convertidores de potencia trifásicos, es posible controlar de la tensión de salida de las tres fases a la vez.

Por otro lado, el comportamiento del convertidor modulado mediante PWM o convertidor PWM mejora cuanto mayor es la frecuencia de conmutación. Sin embargo, esta frecuencia de conmutación está limitada debido a diversos factores [49]:

- **Estrés de conmutación:** durante los transitorios de encendido y apagado de los semiconductores, se producen altas tensiones y corrientes que dan lugar a un sobredimensionamiento del área de operación segura (SOA, *Safe Operating Area*).

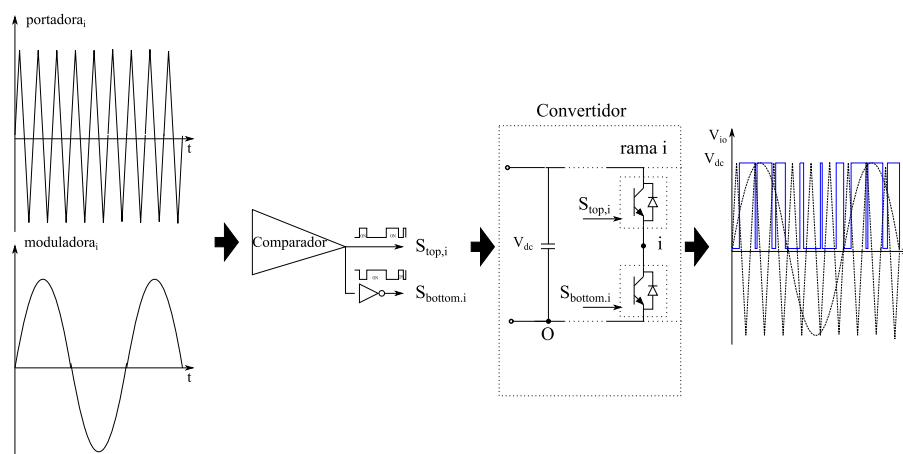
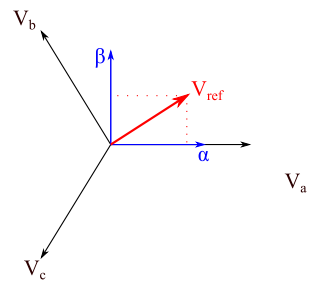


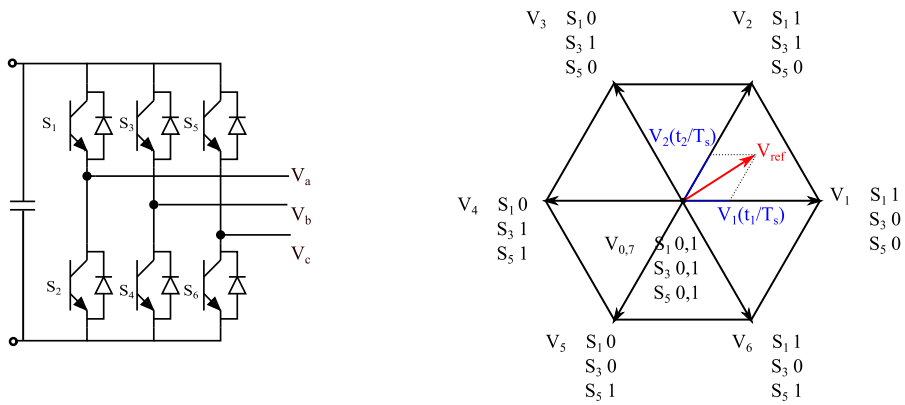
Figura 2.3: Generación de la tensión de salida mediante la estrategia de modulación PWM.

- **Pérdidas de conmutación:** las pérdidas de conmutación crecen a medida que la frecuencia de conmutación se incrementa.
- **Interferencia electromagnética (EMI, *ElectroMagnetic Interference*):** las conmutaciones implican diversas variaciones de corriente (di/dt) y variaciones de tensión (dv/dt) que producen EMI en el circuito.

Debido a estas limitaciones, se han propuesto varias técnicas de conmutación suave empleando conmutación a tensión nula (ZVS, *Zero Voltage Switching*) o a corriente nula (ZCS, *Zero Current Switching*) con la idea básica de obtener una operación de alta frecuencia con pérdidas y EMI reducidos [49, 50]. Sin embargo, estas técnicas consiguen una frecuencia de conmutación mayor a expensas de mayor estrés de tensión o corriente en la mayoría de los casos [49]. En este sentido, se han propuesto nuevas topologías de convertidores que mejoran las condiciones de conmutación de los convertidores PWM denominados convertidores resonantes [50]. En la figura 2.5 se muestra una clasificación de los inversores PWM según su modo de conmutación [49].



(a) Representación vectorial en el marco α - β de $V_{a,b,c}$.



(b) Generación mediante la técnica SVM.

Figura 2.4: Generación de la tensión de salida mediante la técnica de modulación SVM.

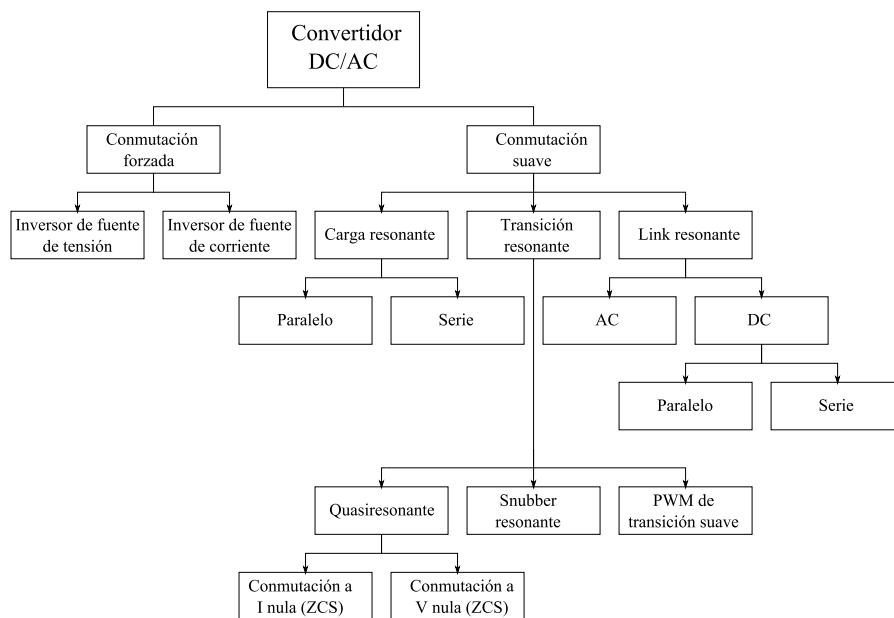


Figura 2.5: Clasificación de los convertidores DC/AC según su modo de conmutación.

Parte II

Control de microrredes y convertidores en paralelo

Capítulo 3

Características y sistemas de control en microrredes

3.1 Introducción

Tal y como se ha comentado, los DERs son considerados por la mayoría de los gobiernos, la comunidad científica, etc. como los principales candidatos para cubrir la demanda energética futura ya que reducen el impacto medioambiental en comparación con los recursos energéticos tradicionales como el carbón, petróleo, etc. La generación de electricidad basada en DERs es una alternativa eficiente, fiable y respetuosa con el medio ambiente en comparación con la generación energética centralizada [1]. Sin embargo, la integración de las fuentes de energía renovables en la red entraña cierta dificultad debido a su intermitencia, aleatoriedad e incertidumbre causadas por su dependencia de factores meteorológicos. En este sentido, las microrredes integran gran variedad de DGs de origen renovable, SSs, cargas, sistemas de adquisición de datos y controles de supervisión, sirviendo de interfaz entre los DERs y la red (figura 3.1) [51].

Las microrredes se pueden definir como pequeños sistemas de distribución de energía que contienen generación, almacenamiento y consumo de energía y que pueden trabajar tanto conectados a la red como en isla [2]. Por lo tanto, se diferencian de los sistemas de potencia aislados (plataformas *offshore* de gas y petróleo, barcos, aviones, etc.) en que, en las microrredes, la conexión y desconexión de la red principal es un suceso frecuente [3]. Así, una microrred puede ser desconectada de la red principal cuando esta última falla o cuando su calidad de potencia

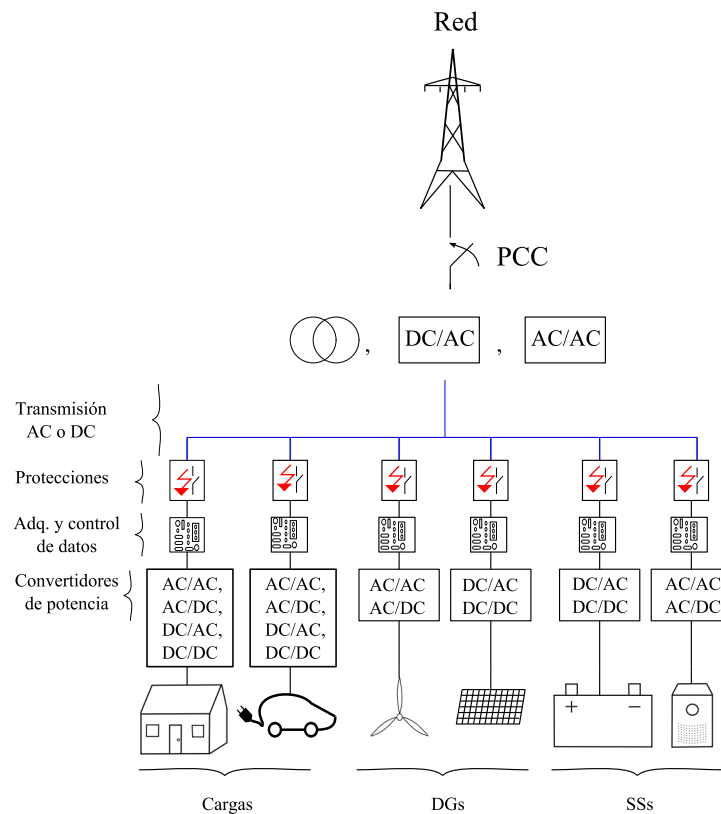


Figura 3.1. Esquema general de una microrred.

no es satisfactoria [4]. Gracias a esta virtud, los usuarios conectados a microrredes pueden obtener un suministro energético de mayor calidad. Además, es posible conseguir una generación más limpia y eficiente si se consideran aspectos ecológicos y económicos.

Asimismo, las microrredes presentan diversas características que las diferencian de los sistemas de potencia involucrados en la generación centralizada tradicional [5]:

- **Diferentes características estáticas y dinámicas:** el tamaño de los DERs que componen una microrred es significativamente menor al tamaño de los generadores presentes en la generación centralizada tradicional. Asi-

mismo, la inercia de los DGs presentes en las microrredes es considerablemente menor a la inercia de los grandes generadores utilizados en la generación centralizada.

- **Cierto grado de desequilibrio:** las microrredes presentan mayor cantidad de cargas monofásicas en comparación con los sistemas de generación centralizados que producen cierto desequilibrio en el sistema.
- **Gran porción de energía “no controlable”:** el peso que tienen las fuentes de energía “no controlables” (en referencia a algunas fuentes de energía de origen renovable) en las microrredes es grande en comparación al pequeño porcentaje de este tipo de generación en los sistemas tradicionales centralizados.
- **Sistemas de almacenamiento de corto y largo plazo:** las microrredes pueden incorporar SSs de corto y/o largo plazo que desempeñan un papel fundamental en el control y la operación de la microrred.
- **Preferencia de calidad de potencia y suministro:** en algunas ocasiones, las microrredes deben garantizar el suministro continuo a cargas seleccionadas, así como diferentes niveles de calidad de potencia.
- **Generación de energía térmica:** además de la generación de energía eléctrica, las microrredes pueden ser responsables de la generación y suministro de energía térmica a todas o parte de las cargas.

Todas estas características hacen que las estrategias de control necesarias en las microrredes difieran de los sistemas de control utilizados en los sistemas de potencia involucrados en la generación eléctrica tradicional [5]. Varias compañías e instituciones han desarrollado diversos sistemas de control [3, 6–11, 52–54] para satisfacer gran parte de las funciones necesarias en las microrredes. Por ello, existe gran cantidad de información que aborda diferentes aspectos del control de microrredes. Estos factores hacen que el diseño del sistema de control para una microrred sea una tarea compleja que implica diferentes funciones realizables de maneras muy diferentes [55].

Este capítulo presenta una visión general de los aspectos más importantes relacionados con las microrredes. Se enumerarán las características de los sistemas de control para microrredes y se describirán las principales estrategias de control propuestas en la literatura. Además, se proporcionará información acerca de los proyectos actuales relacionados con las microrredes en el mundo. A su vez, se enumerarán varios ejemplos reales de microrredes aisladas y se identificarán las líneas de investigación principales en las que trabaja, hoy en día, la comunidad científica.

3.2 Descripción de una microrred

3.2.1 Arquitectura

Las microrredes son sistemas integrados por DERs que pueden operar conectados o desconectados de la red en el punto de conexión común (PCC, *Point of Common Coupling*). A continuación, se describen los DERs que forman una microrred (figura 3.1):

- **Generadores distribuidos (DG):** las microrredes son una buena opción de integrar diferentes tipos de DGs ya que explotan los recursos disponibles en cada ubicación tales como el viento, el sol, el agua, la biomasa, etc. Estos DGs son acoplados a la microrred a través de convertidores de potencia que adaptan la salida de los DGs según las características deseadas. Los DGs pueden operar de dos formas: como fuentes de corriente, acorde a algoritmos de regulación de potencia, o como fuentes de tensión, estableciendo la tensión y frecuencia de la microrred. Cuando actúan como fuentes de corriente, las estrategias principales de control se dividen en controles lineales y controles no lineales [56]. En el caso de fuentes de tensión, el control suele estar basado en un lazo de tensión en cascada junto con un lazo de potencia [19].
- **Sistemas de almacenamiento (SS):** el uso de tecnologías de almacenamiento mejora la estabilidad, calidad y fiabilidad del suministro energético [57]. Además, los SSs mejoran el comportamiento de las microrredes en tres aspectos [58]:
 1. Los DGs pueden operar con una salida constante y estable o pueden seguir de manera óptima las referencias del control a pesar de fluctuaciones en la carga.
 2. Proporcionan mayor robustez al sistema ante variaciones en la dinámica de la energía primaria.
 3. Permiten que los DGs operen como fuentes de potencia sin interrupciones.

En la tabla 3.1 se presentan los principales tipos de SS con sus características más importantes [59].

- **Cargas:** las microrredes son capaces de suministrar energéticamente a diferentes tipos de carga (residenciales, industriales, etc.). A su vez, éstas son clasificadas en críticas o sensibles y no críticas para, así, garantizar la prioridad del servicio a las cargas críticas, mejorar la calidad del suministro a

Tabla 3.1. Características de los principales sistemas de almacenamiento.

	Tipo	Eficiencia energética (%)	Densidad energética (Wh/kg)	Densidad de potencia (W/kg)	Vida (ciclos)	Autodescarga
Baterías	Plomo	70-80	20-35	25	200-2000	Baja
	Níquel Cadmio	60-90	40-60	140-180	500-2000	Baja
	Níquel-hidruro metálico	50-80	60-80	220	<3000	Alta
	Ion de Litio	70-85	100-200	360	500-2000	Media
	Polímero de Litio	70	200	250-1000	>1200	Media
	Sodio-azufre	70	120	120	2000	-
	Redox del Vanadio	80	25	80-150	>16000	Insignificante
Otros	Supercondensador	95	<50	4000	>50000	Muy alta
	Central de bombeo	65-80	0.3	-	>20 años	Insignificante
	CAES	40-50	10-30	-	>20 años	-
	Volante de inercia (acero)	95	5-30	1000	>20000	Muy alta

determinadas clases, mejorar la fiabilidad para ciertas categorías, etc. [60]. A su vez, la generación local junto con protecciones rápidas y precisas pueden prevenir los efectos de las perturbaciones en las cargas más sensibles [61].

3.2.2 Microrredes AC vs microrredes DC

Según la forma en la que se presente la energía en una serie de puntos de la microrred (figura 3.1), las microrredes se pueden clasificar como microrredes AC, DC y mixtas (AC,DC). La gran mayoría de microrredes implementadas en el mundo hasta la fecha son microrredes AC [60]. En general, la distribución en AC presenta diversas ventajas frente a los sistemas en DC [62]:

- **Transformación de tensión:** la tensión AC puede ser incrementada y decrementada de manera sencilla mediante el uso de transformadores. Por otro lado, la conversión DC requiere el uso de convertidores DC/DC que exigen una implementación más compleja.
- **Protecciones:** los sistemas AC cuentan con una tecnología madura y consolidada en cuanto a protecciones se refiere, hecho que no ocurre en los sistemas DC.

Aunque las arquitecturas AC presentan las ventajas mencionadas no hay que descartar las arquitecturas DC. De hecho, hoy en día la comunidad científica está centrando su interés en este tipo de arquitectura ya que, también, ofrece una serie de ventajas [61–64]:

- **Incorporación de energías renovables:** algunos recursos tales como baterías, paneles fotovoltaicos, etc. pueden ser conectados a líneas DC sin la necesidad de etapas intermedias de inversión de tensión.
- **Mayor eficiencia:** las líneas DC presentan menor resistencia en comparación con las líneas AC, resultando en menores pérdidas por el efecto *Joule*. Además, el efecto pelicular sólo está presente en las líneas AC haciendo que la sección de las líneas DC sea menor para transmitir la misma energía.
- **Ausencia de control de carga reactiva:** las líneas DC no presentan flujo de carga reactiva. Gracias a esta característica, aumenta la capacidad de transmisión de potencia y se aprovecha mejor la capacidad de los generadores.
- **Sin necesidad de sincronización:** los sistemas DC presentan una frecuencia nula por lo que no es necesario ejecutar ningún algoritmo de sincronización para conectar o desconectar dispositivos a la línea.

- **Conexión de cargas:** existen gran cantidad de cargas (PCs, cargadores de baterías, etc.) que incorporan etapas de rectificación para poder ser conectados a la red general AC. En caso de conectarse a líneas DC, se evitan estas etapas y tan solo son necesarias etapas DC/DC más sencillas.
- **Sin riesgo de exposición a 50/60 Hz:** la exposición del ser humano a tensiones de frecuencias de 50/60 Hz implica ciertos riesgos de salud que no están presentes en el caso de líneas DC.
- **Mayor disponibilidad:** se ha demostrado que los sistemas DC ofrecen una mayor disponibilidad que los sistemas AC, característica importante a la hora de garantizar el suministro a las cargas críticas [64]. Por esta razón, las microrredes DC de baja tensión (LV, *Low Voltage*) son más adecuadas en aplicaciones en las cuales abunden cargas electrónicas sensibles, tales como alimentación de servidores, control del sistema de potencia y sistemas de protección [12].

3.2.3 Estándares aplicables a microrredes

Durante las últimas décadas, varias compañías e instituciones han desarrollado múltiples dispositivos y controles con el objetivo de integrar los DERs a la red garantizando el buen funcionamiento de esta última. En este sentido, se han desarrollado varios estándares entre los cuales destaca el *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems 1547* [65], desarrollada por el *IEEE Standards Coordinating Committee 21* y establece criterios y requisitos para la conexión de DERs a la red.

En el caso de las microrredes, no existe una normativa común aunque algunos de los estándares desarrollados para los DERs pueden ser adaptados a las mismas. En concreto, la sección 1547.4 del estándar del IEEE citado anteriormente está considerado como el estándar fundamental para las microrredes ya que comprende aspectos acerca de la planificación y operación como el impacto de la tensión, frecuencia, calidad de potencia, esquemas de protección y modificaciones, las características de los DERs, márgenes de reserva y reparto de carga [35]. En Europa, algunos de los estándares existentes, tales como el *EN 50160* y el *IEC 61000*, también pueden ser adaptados a las microrredes [66]. La tabla 3.2 presenta un resumen de los principales estándares europeos y americanos aplicables a microrredes.

Tabla 3.2. Principales estándares aplicables a microrredes

Estándar	Descripción	Objetivos
IEEE 1547	Criterios y requisitos para la conexión de DERs a la red.	1547.1 Prueba de conformidad. 1547.2. Guía de aplicación. 1547.3. Monitorización y control. 1547.4. Diseño, operación e integración de DERs. 1547.5. Directrices para la conexión de fuentes de potencia mayores a 10 MVA. 1547.6. Conexión con redes secundarias de distribución. 1547.7. Estudios del impacto de los DERs en la línea de distribución. 1547.8. Prácticas recomendadas para establecer métodos y procedimientos.
EN 50160	Características de tensión de la energía suministrada por las redes de distribución públicas.	Definiciones y valores indicativos para fenómenos referidos a la calidad de potencia en líneas de LV y MV. Límites para la frecuencia, tensión, variaciones de tensión, armónicos, desequilibrios y flicker.
IEC 61000	Condiciones o normas generales para conseguir compatibilidad electromagnética.	Requisitos de seguridad e integridad. Niveles de compatibilidad. Límites de emisión e inmunidad. Técnicas de medida y evaluación.
IEEE C37.95	Protecciones relé para conexiones con el usuario de la red.	Directrices de instalación, métodos de atenuación y dispositivos. Establecimiento de los requisitos de servicio al consumidor y métodos de suministro.
IEEE 37.118	IEEE Estándar para sincrofasores en los sistemas de potencia.	Consideraciones para el diseño de sistemas de protección. Definición de fasor sincronizado. Sincronización de tiempo, aplicaciones. Método para verificar el cumplimiento de las medidas con el estándar. Formatos de mensaje para la comunicación con sincrofasores.

3.2.4 Protección en microrredes

Los esquemas y dispositivos de protección son otra cuestión importante en las microrredes. En general, un sistema de protección consiste en dispositivos de protección, relés de protección y equipos de medida y de tierra [12]. A su vez, los aspectos de protección en microrredes se pueden dividir en dos grupos de acuerdo con el estado de operación de la microrred (conectada a la red o en isla). Los esquemas de protección tradicionales deben adaptarse a las microrredes por diversas razones [35]:

- **Diferentes niveles y direcciones de las corrientes de falta:** las microrredes pueden operar tanto conectadas como desconectadas de la red. De este modo, las corrientes pueden tener ambas direcciones, debiéndose adaptar las protecciones a esta bidireccionalidad. Los niveles de las corrientes de falta también cambian respecto a los niveles de los esquemas tradicionales ya que el rango de potencia de los generadores es menor.
- **Estructura dinámica:** la configuración eléctrica de una microrred puede cambiar en cualquier momento ya que los DERs pueden ser conectados o desconectados en cualquier momento. Estos cambios de configuración deben ser considerados ya que varían las direcciones y los límites de las corrientes. El sistema de tierras de la microrred también debe tener en cuenta los dos modos de operación (conectado a la red y en isla).

Por todas estas razones, se deben proporcionar nuevas soluciones de protección que garanticen el buen comportamiento de la microrred. Una solución posible para mitigar posibles problemas en las microrredes de LV consiste en dividir las en varias zonas con diferentes tipos de dispositivos para, así, configurar un esquema de protección adecuado [13]. En [67–69] se pueden encontrar otras soluciones para protecciones en microrredes basadas en observadores de estados, en relés adaptables, etc.

Por otro lado, cabe recordar que las protecciones para microrredes DC se enfrentan a varios retos tales como la ausencia de estándares, directrices y experiencia práctica [70]. Sin embargo, hoy en día existen varios dispositivos de protección disponibles en el mercado para sistemas DC en LV, que comprenden fusibles, interruptores (CB, *Circuit Breaker*), interruptores de caja moldeada (MCCB, *Molded-Case Circuit Breaker*), CBs de baja potencia y CBs en caja aislada. En la tabla 3.3 se muestran algunos ejemplos comerciales de estos dispositivos [12]. A su vez, deben considerarse las microrredes mixtas que comprenden partes en AC y en DC. En estos casos, el sistema puede dividirse en tres secciones: la red principal, la sección AC y la sección DC. De este modo, se diseña un sistema de protección DC para la sección en DC y un sistema de protección en AC para

Tabla 3.3: Ejemplos de dispositivos de protección comerciales para sistemas DC en LV.

Tipo	Fabricante	U_n (V)	I_n (A)	I_{sc} (kA)
Fusible	Ferraz Shawmut	500-1000	1-600	100
Fusible	IFO electric	250-550	2-630	120
MCCB	ABB	250-750	25-800	16-70
MCCB	Eaton	250-750	15-630	10-42
MCCB	Siemens	250-600	26-630	20-32
CB	Sacheron	900-3600	1000-6000	80

las secciones en AC [12]. La naturaleza de la carga también es importante para garantizar el comportamiento estable de la microrred. Asimismo, es esencial realizar un estudio detallado de las situaciones de falta para todos los tipos de carga para asegurar, así, una operación estable de la microrred [71].

3.3 Control jerárquico de microrredes

El sistema de control de una microrred lleva a cabo diversas tareas: reparto de carga entre los DGs, calidad de la potencia, participación en el mercado energético, aprovisionamiento de servicios auxiliares, etc. Estas funciones pueden realizarse a través de un control jerárquico de tres niveles (figura 3.2). A continuación se describen estos tres niveles [5]:

- **Nivel de red:** en esta etapa, se encuentran un operador de la red de distribución (DNO, *Distribution Network Operator*) y uno o varios operadores de mercado (MO, *Market Operator*). Las principales funciones de estos operadores son:
 - Administrar la operación de las áreas de media tensión (MV, *Medium Voltage*) y LV con varias microrredes.
 - Actuar como interfaz con diversos controles centrales de microrredes (MGCC, *MicroGrid Central Controller*).
 - Gestionar la operación de la microrred en el mercado.
- **Nivel de gestión:** en esta posición se sitúa el MGCC, el cual garantiza las siguientes tareas:
 - Control de restauración, que mejora la frecuencia y tensión de la microrred.
 - Sincronización entre la microrred y la red.

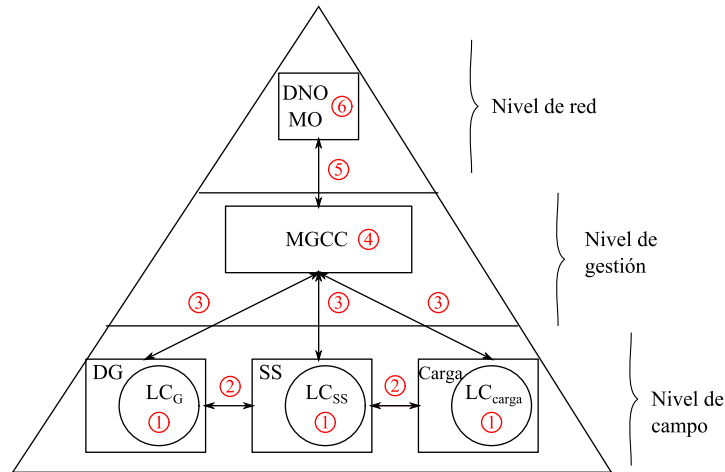


Figura 3.2. Arquitectura general del control jerárquico para microrredes.

- Decisión acerca de qué cargas se alimentan y cuáles no.
- Optimización de la producción en la microrred considerando factores como los precios del mercado eléctrico y de gas, seguridad de la red y optimización de las capacidades de producción local.
- **Nivel de campo:** los controles locales (LC, *Local Controller*), ubicados en este nivel, realizan las siguientes funciones:
 - Control interno de los DERs para obtener las referencias de tensión y frecuencia.
 - Controles de carga y de DGs.
 - Control de generación de potencia, operando en modo tensión y corriente y garantizando el funcionamiento adecuado del sistema.
 - Detección de isla para que la microrred sea capaz de trabajar de manera satisfactoria conectada, desconectada y durante el paso de un modo a otro.

Por otro lado, cabe recordar que las microrredes pueden conectarse entre sí formando una red de MV. En este caso, se puede incorporar una estructura de control intermedia para llevar a cabo algunas tareas de gestión [72].

Tabla 3.4. Controles y funciones del LC.

Función	Clasificación	Control
Control interno de los DERs	Fuentes controlables	AVR y control directo.
	Fuentes renovables	Control de giro y posición de turbinas.
	Almacenamiento a largo plazo	Controles de la tensión y velocidad de la turbina.
	Almacenamiento a corto plazo	MPPT y controles de tensión.
Control de potencia	Modo autónomo	Estado de la carga y controles de tensión y frecuencia de la salida.
Detección de isla	Modo autónomo	Basado en comunicaciones. Métodos droop.
	Conectado a la red	Exportación de potencia (con/sin MPPT).
	Métodos activos	Generación de potencia, soporte de potencias activa y reactiva. Basado en la inyección de corriente.
	Métodos pasivos	Algoritmo de <i>Sandia National Laboratories</i> .
	Métodos de nivel de red	Algoritmos de infra/super tensión y frecuencia. Algoritmos de salto de fase. Basados en comunicaciones. SCADA.

De los tres niveles que conforman el control jerárquico, el nivel de campo ha sido ampliamente estudiado en la literatura [5, 19, 73]. Se puede decir que el LC de los DERs tienen tres funciones principales, tal y como se observa en la tabla 3.4. Estas tres funciones se detallan a continuación:

- **Control interno de los DERs:** este control depende fundamentalmente del tipo de fuente de generación controlado. El regulador de tensión automático (AVR, *Automatic Voltage Regulator*), el control de giro de una turbina, etc. son algunos de los controles existentes para fuentes de generación controlables. En el caso de fuentes no controlables, cabe destacar los algoritmos de máxima extracción de potencia (MPPT, *Maximum Power Point Tracking*) entre las técnicas existentes [5]. En el caso de SSs, la elección de un tipo de control (tabla 3.4) depende mayoritariamente del tipo de almacenamiento (corto o largo plazo).
- **Control de potencia:** cuando los DERs trabajan conectados a la red, se controlan las potencias activa y reactiva generadas por los mismos. En el caso de varios DERs interconectados operando en isla, se necesita un sistema de control que evite corrientes circulantes entre ellos y regule la tensión y frecuencia de la microrred. Los controles propuestos pueden ser clasificados en técnicas basadas en comunicaciones y métodos *droop* (tabla 3.4) [74].
- **Métodos de detección de isla:** los DERs continúan suministrando energía cuando el sistema es desconectado de la red, tanto si ha sido de manera planificada como de manera repentina. En este sentido, los algoritmos principales de detección de isla se clasifican en pasivos, activos y de nivel de red [75] (tabla 3.4).

Por otra parte, el concepto de microrred del *Consortium for Electrical Reliability Technology Solutions* (CERTS) establece como elemento clave en el diseño del control de microrredes que la operación básica de la microrred debe estar garantizada sin la necesidad de comunicaciones entre los DERs [34]. De este modo, cada DER debe ser capaz de responder de manera efectiva a cambios en el sistema sin disponer de datos del resto de los dispositivos conectados en la microrred. Los métodos *droop* se presentan como las técnicas de control que satisfacen esta característica fundamental. A su vez, gran cantidad de publicaciones sugieren estos métodos como la mejor opción de control de DERs en las microrredes [5, 6, 8, 34, 35]. Además, la gran mayoría de microrredes implementadas en el mundo utilizan los métodos *droop* [60]. Con el objetivo de analizar estos métodos de control con mayor profundidad, se presenta un análisis de los controles *droop* en el capítulo 4.

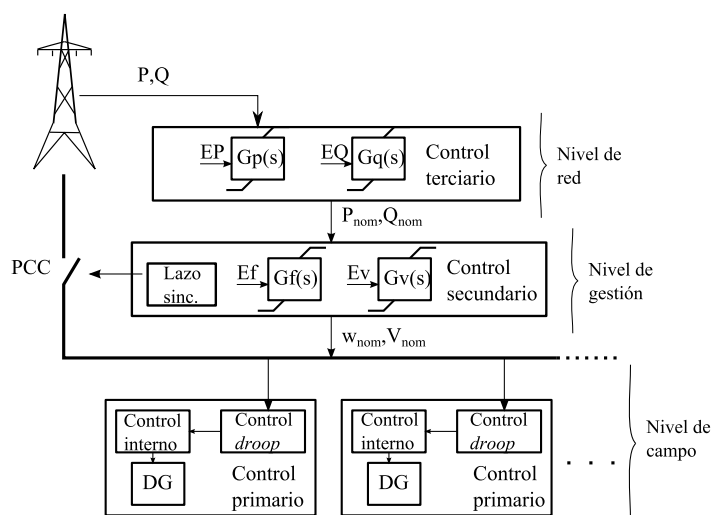


Figura 3.3. Control jerárquico centralizado de microrredes.

Por otro lado, el control jerárquico descrito puede realizarse de manera centralizada o descentralizada. En las siguientes secciones, se analizan las características de ambos controles.

3.3.1 Control jerárquico centralizado

Varias publicaciones han abordado el control jerárquico centralizado para microrredes [5, 7, 76–78]. En este control, existen varias tareas asociadas a cada nivel de la jerarquía [76] (figura 3.3). En el nivel de red, se implementa el control terciario que comprende las siguientes funciones:

- Gestión de la importación y exportación de las potencias activa y reactiva desde y hacia la red.
- Estimación de la impedancia de red para, así, tenerla en cuenta en el algoritmo de control.
- Detección de isla no planificada.

El control terciario calcula las potencias activa y reactiva nominales (figura 3.3, P_{nom} y Q_{nom}) y las envía al siguiente nivel de control, el nivel de gestión donde se encuentra el MGCC. En el control jerárquico centralizado, el nivel de gestión

es llevado a cabo por el control secundario que es responsable, a su vez, de las siguientes tareas principales:

- Recuperación de los valores nominales de la amplitud y frecuencia de la microrred eliminando las desviaciones de estos parámetros (figura 3.3, Ef y EV).
- Sincronización de la microrred con la red para transferir del modo isla al conectado a la red de manera adecuada (figura 3.3, lazo sinc.)

Así, el control secundario calcula los valores nominales de la frecuencia y tensión de la microrred (figura 3.3, w_{nom} y V_{nom}) y las envía al nivel inferior más bajo, el nivel de campo, en el que se lleva a cabo el control primario. Este control primario comprende el control interno de los DERs (tabla 3.4) y el control *droop*. Este último se analiza con mayor profundidad en el capítulo 4, tal y como se ha comentado.

3.3.2 Control jerárquico descentralizado

Las tecnologías de sistemas multiagente (MAS, *Multi-Agent System*) también se han utilizado en el control de microrredes [4]. Un MAS es un sistema en donde entidades denominadas agentes cooperan entre ellas para cumplir con ciertos objetivos comunicándose por medio de lenguajes de alto nivel. Estas tecnologías se adaptan a las necesidades de control de sistemas dinámicos y distribuidos y ofrecen capacidades *plug & play*. Gracias a estas características, los sistemas de control basados en MAS se adecuan de manera rápida y sencilla a microrredes con diferentes características en términos de tamaño, número de DERs conectados, etc. [4]. Cabe destacar el trabajo [79] en el que se propone llevar a cabo el control de las microrredes de manera descentralizada por medio de un sistema basado en MAS. A partir de este trabajo, diversas propuestas han desarrollado este sistema de control [4, 72, 80–83].

Este tipo de control trata de proporcionar la máxima autonomía de los DERs conectados a la microrred otorgando cierto grado de inteligencia a los LCs. Así, los LCs son capaces de comunicarse entre sí formando una entidad inteligente mayor [5]. A su vez, el control basado en MAS es empleado para obtener una regulación de tensión óptima en redes inteligentes o *smart grids* [84]. A modo de definición, los agentes son componentes *software* capaces de comunicarse entre sí mediante lenguajes de alto nivel y de anunciar los servicios que ofrecen de manera dinámica [4]. Algunas de sus características principales son [79]:

- **Físicos o virtuales:** los agentes pueden controlar un DER directamente o pueden ser una parte del *software* que se encarga de emitir ofertas al

mercado energético o de almacenar información en una base de datos.

- **Influencia en el medio:** un cambio en un agente puede causar cambios en otros agentes. Así, estos componentes modifican el medio en el que se encuentran a través de sus acciones.
- **Capacidad de intercomunicación:** los agentes son capaces de comunicarse entre sí y operar de manera coordinada.
- **Cierto grado de autonomía:** no es necesario un control central para que los agentes tomen decisiones. Éstos operan basados en una serie de tendencias.
- **Conocimiento parcial o nulo del medio:** los agentes conocen parcialmente lo que ocurre en el sistema. De esta forma, se consigue un flujo de datos mínimo y una exigencia computacional menor.
- **Responsabilidad sobre diferentes objetivos:** cada agente es responsable de ciertos objetivos que satisface por medio de sus recursos, habilidades y servicios.

Por otro lado, una estructura genérica de un control jerárquico basado en MAS tiene los siguientes servicios básicos [4]:

- **Registro y hallazgo de agentes:** los servicios ofrecidos por los agentes son anotados en un registro central. Los agentes se pueden subscribir en este registro para recibir notificaciones acerca de nuevos agentes, agentes desconectados, etc.
- **Sistema de mensajería:** la arquitectura está distribuida en diferentes *hosts* gracias al sistema de mensajería basado en comunicaciones a través de *Internet*.
- **Sistema de gestión de la plataforma de agentes:** esta estructura gestiona los servicios básicos como la creación y supresión de depósitos de agentes y de los mismos agentes.

En [85] se propone un control jerárquico descentralizado basado en el desarrollo de un *toolbox* de comunicaciones *Agora+*. En dicho trabajo, se define el concepto de redes eléctricas autónomas (AEN, *Autonomous Electricity Networks*) como un conjunto de DERs que operan en el mercado energético en tiempo real y que son capaces de cooperar y controlarse de manera distribuida. De esta forma, el concepto AEN se presenta como la solución a la integración de una gran cantidad de pequeños DERs en la operación del mercado energético.

3.3.3 Control centralizado y descentralizado: una comparación

Teniendo en cuenta las características de los controles jerárquicos descritas anteriormente, se pueden deducir las siguientes ventajas del control descentralizado basado en MAS frente al control centralizado [4, 79] (tabla 3.5):

- **Accesibilidad a la información:** las tecnologías MAS proporcionan a cada LC información acerca de los LCs más cercanos. Por el contrario, en el control centralizado es difícil que el MGCC acceda a toda la información disponible.
- **Infraestructura de comunicaciones:** los sistemas basados en MAS utilizan una red local por medio de la cual tan sólo se comparte información esencial. Sin embargo, en un control centralizado se necesita enviar un gran flujo de datos a un único punto central para conseguir resultados similares. En casos en los que se necesitan servicios a tiempo real, el sistema podría llegar a ser demasiado complicado y costoso.
- **Accesibilidad del sistema:** el control descentralizado basado en MAS ofrece la capacidad *plug & play* para la conexión de nuevos DERs a la microrred. Si se conecta un nuevo DER, se le introduce un agente programable sin necesidad de modificar el resto del control. En cambio, el control centralizado requiere modificar el MGCC cuando se conecta un nuevo DER a la microrred.

No obstante, el control descentralizado basado en MAS aún no atrae demasiado interés por parte de la comunidad científica en comparación con el control centralizado. Esto es debido a las dos ventajas que presenta el control centralizado (tabla 3.5) [86]:

- **Perspectiva global del sistema:** en el control centralizado es más fácil tomar decisiones ya que toda la información se concentra en un punto central.
- **Fácil implementación:** la prioridad de ciertas funciones y dispositivos así como la cooperación se consigue de manera más sencilla mediante un control centralizado.

Por lo tanto, se puede concluir que el control centralizado es más conveniente en microrredes en las cuales los propietarios de los DERs tienen objetivos comunes. A su vez, el control centralizado es también más atractivo en microrredes de pequeño tamaño que pueden controlarse mediante un único operador [8]. Por otro lado, el control descentralizado basado en MAS es más adecuado en microrredes

Tabla 3.5. Comparación de los controles centralizado y basado en MAS.

	Ventajas	Desventajas	Aplicaciones
Centralizado	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Perspectiva global del sistema. ✓ Fácil implementación para sistemas sencillos. 	<ul style="list-style-type: none"> × Dificultad de integrar funciones avanzadas. × Dificultad de la infraestructura de comunicaciones dependiente del número y complejidad de las tareas a realizar. 	<ul style="list-style-type: none"> Microrredes de pequeño tamaño. DERs de mismos propietarios con objetivos comunes.
Basado en MAS	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Accesibilidad a la información. ✓ Infraestructura de comunicaciones común. ✓ Sistema <i>plug & play</i> 	<ul style="list-style-type: none"> × Monitorización compleja del sistema completo. × Implementación más complicada. 	<ul style="list-style-type: none"> Microrredes de gran tamaño. DERs con diferente propiedad o con objetivos distintos.

con DERs de distinta propiedad, que operan en el mercado energético y/o que se encargan de otras tareas a parte del suministro eléctrico tales como la producción de calor [8].

A parte de estas ventajas y desventajas, es interesante realizar una comparación de costes de instalación y de operación de ambos tipos de control. En la figura 3.2 se muestra la arquitectura general del control jerárquico para una microrred formada por un DG, una carga y un SS. En esta arquitectura, se han resaltado ciertos elementos, enumeradas del ① al ⑥, cuyas características cambian acorde con el tipo de control jerárquico seleccionado (centralizado o descentralizado basado en MAS). Estas características son (tabla 3.5):

- **Complejidad del control:** en la operación básica del control centralizado, los LCs (figura 3.2, ①) tan sólo garantizan el reparto de carga y la regulación de tensión y frecuencia [76]. A su vez, el MGCC (figura 3.2, ③) asegura valores nominales de tensión y frecuencia en la microrred así como la sincronización con la red por medio de comunicaciones de pequeño ancho de banda. Por el contrario, si se desean añadir más funcionalidades al control centralizado básico, su complejidad aumenta, implicando mayores costes de diseño e implementación.

En el caso del control descentralizado basado en MAS, además de las funciones básicas comentadas, los LCs (figura 3.2, ①) también poseen el cono-

cimiento del dispositivo concreto que están controlando (DG, carga, etc.), toman decisiones acerca de su comportamiento y proporcionan información al MGCC [4]. Además, reciben señales de control desde el agente en el MGCC (figura 3.2, (3)); sin embargo, en este caso el agente posee la autonomía final de ejecutar las consignas demandadas. A su vez, el agente del MGCC, a parte de las funciones básicas, también gestiona toda la información procedente de los LCs y decide cuáles son los puntos de operación que optimizan el funcionamiento global de la microrred [4]. El diseño del DNO y el MO (figura 3.2, (5)) conlleva, a su vez, mayor complejidad en el caso del control descentralizado basado en MAS. Todas estas funciones adicionales incrementan de manera notoria la complejidad del control descentralizado basado en MAS en comparación con la complejidad del control centralizado. Esta complejidad implica la necesidad de un *hardware* de control adecuado para alta carga computacional y mayores costes de diseño e implementación que en el caso del control centralizado básico.

- **Comunicaciones:** en el control centralizado, los LCs operan de manera autónoma sin necesidad de intercomunicaciones entre ellos (figura 3.2, ausencia de (2)) y reciben los puntos de operación desde el MGCC a través de comunicaciones de pequeño ancho de banda (figura 3.2, (4)) [7]. A medida que se incrementa el número de funcionalidades en tiempo real, la complejidad del sistema de comunicaciones también aumenta, implicando mayores costes de diseño, instalación e implementación. Sin embargo, el control basado en MAS requiere un sistema de comunicaciones suficientemente avanzado para dotar al sistema de capacidades similares al habla humana [5], lo que conlleva, por ejemplo, el uso de comunicaciones a través de *Internet* entre todos los agentes presentes en los tres niveles de jerarquía (figura 3.2, (2), (4) y (6)) [4].
- **Tolerancia a fallos:** a pesar de posibles fallos en las comunicaciones con el DNO, MO (figura 3.2, (5)) o con el MGCC (figura 3.2, (3)) o posibles anomalías en el funcionamiento de algún LC (figura 3.2, (1)), del MGCC (figura 3.2, (4)) o de los DNO o MO (figura 3.2, (6)), el control centralizado garantiza un buen reparto de la carga en la microrred en isla. La razón es que el control *droop* presente en el nivel de campo (figura 3.3) asegura un buen reparto de la carga en ausencia de comunicaciones entre los DERs [5, 6, 8, 34, 35]. Ante fallos de las comunicaciones con el MGCC o del propio MGCC, los LCs continúan operando de forma autónoma, aunque perdiendo las capacidades de sincronización con la red y restauración de los valores nominales. Del mismo modo, en caso de errores en el DNO o el MO o en las correspondientes comunicaciones, la microrred es capaz de operar de forma adecuada conectada y desconectada de la red sin la posibilidad de

tener en cuenta aspectos del mercado energético ni de otras microrredes interconectadas.

En el caso del control basado en MAS, la tolerancia a fallos del sistema depende de la inteligencia implementada en los agentes. Un buen diseño puede minimizar las consecuencias del fallo de las comunicaciones o de elementos esenciales tales como el registro central

- **Flexibilidad y modularidad:** cuando se conectan nuevos DERs a una microrred con control centralizado, es necesario establecer nuevas conexiones entre los nuevos dispositivos y el MGCC (figura 3.2, ④). Además, se deben adaptar los algoritmos de control del MGCC (figura 3.2, ③) [76]. Por el contrario, el control basado en MAS ofrece la capacidad de *plug & play* y altos niveles de modularidad. Estas características hacen que los controles basados en MAS se adapten de manera rápida y sencilla a microrredes con diferentes características en términos de tamaño, número de DERs conectados y funciones de control [4]. Por lo tanto, los costes relativos a modificaciones en la arquitectura de la microrred son reducidos en el caso del control descentralizado basado en MAS.

Como conclusión, se puede decir que el control centralizado ofrece la posibilidad de implementar un sistema de control básico para microrredes con bajos costes de instalación y operación. No obstante, a medida que se incorporan nuevas tareas más complejas o en tiempo real, se incrementa la complejidad del diseño y el control basado en MAS comienza a ser más atractivo. Por lo tanto, aunque inicialmente los costes de instalación y operación son mayores en el control basado en MAS, estos costes van siendo amortizados a medida que se suman nuevas funcionalidades al sistema de control. Del mismo modo, el control basado en MAS ofrece la capacidad de *plug & play* que implica menores costes de mantenimiento a expensas de un diseño más complejo del control.

3.4 Microrredes en el mundo

Las microrredes son una buena opción en aplicaciones en las que la garantía del suministro eléctrico es fundamental (hospitales, servidores, etc.). También son interesantes en casos en los que la red no es robusta, entre otras razones, por haber una larga distancia entre el punto de suministro y la red principal. Así, en países cuyos territorios son amplios y dispersos (con gran cantidad de islas) tales como Canadá, EEUU, Japón, etc. se están haciendo importantes avances en la investigación de microrredes. Diferentes organismos como el CERTS en EEUU, el *Power System Engineering Research Center* (PSERC), el *British Columbia Insti-*

tute of Technology (BCIT) en Canadá y el *New Energy and Industrial Technology Development Organization* (NEDO) en Japón tienen a las microrredes dentro de sus objetivos de investigación.

En este sentido, en EEUU existen varios proyectos sobre microrredes [87] así como en Australia [88]. También en Europa existe interés en las microrredes. Esto se ve reflejado en proyectos como, por ejemplo, *Microgrids* [89] y su continuación *More microgrids* [90]. De la misma manera, el organismo *European Technology Platform for Electricity Networks of the Future*, también denominada *SmartGrids ETP*, fue creada en 2005 con una visión general de proporcionar un fuerte programa de investigación, desarrollo y demostración que cumpla con las necesidad de suministro eléctrico en la Europa del futuro [91]. Las microrredes así como las *smart grids* están incluidas entre los objetivos de este organismo. En las tablas 3.6, 3.7 y 3.8 se presenta un resumen de ejemplos de microrredes existentes en Europa, Asia y Oceanía y Norteamérica, respectivamente [60, 88, 92–105]

Por otro lado, son varios los proyectos que se han llevado a cabo en los cuales se construyen microrredes aisladas. Estas microrredes carecen de conexión a la red pero sirven para abastecer lugares remotos, en la mayoría de los casos, de una manera limpia y eficiente. Así, en la Antártida existe la *Princess Elisabeth Research Station* que está alimentada por una microrred aislada abastecida únicamente por energías renovables [106]. También existen microrredes aisladas en Town Island (Hong Kong) [107], Kings Canyon (Australia) [88] y Hartley-Bay, Ramea island, Bella Cola y Kasabonika Lake (Canadá) [100]. Además, gran cantidad de países en desarrollo poseen campañas de electrificación rural en las cuales las microrredes aisladas están ganando gran protagonismo. A modo de ejemplo, se han instalado varios sistemas basados en DGs en diferentes poblaciones de Brasil tales como Chico Mendes y Ilha da Ferradura [108]. En África también pueden encontrarse varios ejemplos en poblaciones como Lucingweni (Sudáfrica), Diaka Madina (Senegal) y Akkan (Marruecos) [109–111]. En la tabla 3.9 se presentan éstos y otros ejemplos de microrredes aisladas en el mundo [100, 106–108, 110, 112–115].

3.5 Futuro de la investigación en microrredes

Tal y como se ha visto, las microrredes presentan el interés de la comunidad científica durante los últimos años. Sin embargo, aún existen algunos aspectos técnicos que necesitan más esfuerzos de investigación [13, 35, 51, 116]. A continuación, se presentan los principales retos de investigación:

- **Microrredes DC:** el uso de redes en DC aporta ventajas tales como menores pérdidas, ausencia de flujo de potencia reactiva en las líneas, sin-

Tabla 3.6. Ejemplos de microrredes en Europa.

Lugar	País	Organismo	Tipo	Control	Arquitectura
Kassel	Alemania	The Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), University of Kassel Institute for Electrical Energy Technology (IEE)	exp.	cent.	AC
Mannheim Wallstadt	Alemania	Proyecto <i>More microgrids</i>	real	cent.	AC
Stutensee	Alemania	Proyecto <i>DISPOWER</i>	real	cent.	AC
Bornholm island	Dinamarca	Proyecto <i>More microgrids</i>	real	i.n.d.	AC
Barcelona	España	Institut de Recerca en Energia de Catalunya (IREC)	exp.	i.n.d.	AC
Derio	España	Proyecto <i>More microgrids</i>	exp.	cent. y MAS	AC
Miñano	España	Ikerlan	exp.	cent.	AC
Lyon	Francia	NEDO	exp.	i.n.d.	AC
Atenas	Grecia	National Technical University of Athens (NTUA)	exp.	MAS	AC
Bronsborgen	Holanda	Proyecto <i>More microgrids</i>	real	cent.	AC
Groningen	Holanda	KEMA	real	MAS	AC
Milán	Italia	Ricerca Sistema Energetico (RSE)	exp.	cent.	AC
<i>Agria</i>	Macedonia	Proyecto <i>More microgrids</i>	real	i.n.d.	AC
Utsira	Noruega	StatOilHydro y Enercon	real	cent.	AC
Ilhavo	Portugal	Proyecto <i>More microgrids</i>	real	i.n.d.	AC
Manchester	Reino Unido	H2Ope	real	i.n.d.	i.n.d.
Manchester	Reino Unido	University of Manchester	real	cent.	AC

Tabla 3.7. Ejemplos de microrredes en Asia y Oceanía.

Lugar	País	Organismo	Tipo	Control	Arquitectura
Newcastle	Australia	CSIRO Energy Center	exp.	cent.	AC
Hefei	China	Hefei University of Technology	real y exp.	MAS	AC
Tianjin	China	Tianjin university	exp.	cent.	AC
Changwon	Korea	Korea Electrotechnology Research Institute (KERI)	exp.	cent.	AC
Uttar Pradesh	India	Mera Gao Power (MGP)	exp.	cent.	AC
Aichi	Japón	Aichi institute of technology (AIT), NEDO	real	i.n.d.	i.n.d.
Akagi	Japón	NEDO	real y exp.	MAS	AC
Hachinoche	Japón	NEDO	real	cent.	AC
Kyoto	Japón	NEDO	exp.	cent.	AC
Eco-Energy					
Sendai	Japón	NEDO	real	cent. y MAS	AC y DC

Tabla 3.8. Ejemplos de microrredes en Norteamérica.

Lugar	País	Organismo	Tipo	Control	Arquitectura
Boston Bar	Canadá	BC Hydro	real	MAS	AC
Senneterre	Canadá	Hydro Quebec (HQ)	real	MAS	AC
California	EEUU	Xanthus Consulting International, Infotility, Inc.	real	MAS	AC
California	EEUU	Santa Clara University	exp.	i.n.d.	AC
California	EEUU	General Electric (GE)	real	cent.	AC
California	EEUU	San Diego Gas & Electric Company (SDG&E)	real	cent.	AC
Columbus	EEUU	Dolan Technology Center	exp.	MAS	AC
Connecticut	EEUU	Pareto Energy, Ltd. and Connecticut Center for Advanced Technology (CCAT)	real	i.n.d.	i.n.d.
Connecticut	EEUU	Pareto Energy	real	i.n.d.	i.n.d.
Chicago	EEUU	Illinois Institute of Technology	exp.	MAS	i.n.d.
Madison	EEUU	University of Wisconsin	exp.	MAS	AC
Nuevo México	EEUU	NEDO, Sandia National Laboratories, The University of New Mexico y compañías japonesas	exp.	i.n.d.	i.n.d.
Nuevo México	EEUU	NEDO	exp.	i.n.d.	i.n.d.
San Diego	EEUU	University California San Diego	exp.	i.n.d.	i.n.d.
Washington	EEUU	Howard University	exp.	i.n.d.	i.n.d.

Tabla 3.9. Ejemplos de microrredes aisladas en el mundo.

Lugar	País	Organismo	Tipo	Control	Arquitectura
África	Akkan	Marruecos	i.n.d.	cent.	AC
	Diaka Madina Lucingweni	Senegal Sudáfrica	i.n.d. National Energy Regulator of South Africa (NERSA)	cent. MAS	AC AC,DC
Antártida	Princess Elisabeth Station	Antártida	Laborelec	cent.	AC
Asia	Kuroshima island	Japón	Kyushu Electric Power	cent.	AC
	Miyako island	Japón	Okinawa Electric Power Company (OEPK)	i.n.d.	i.n.d.
Europa	Town Island	Hong Kong	Hong Kong University (HKU)	cent.	AC
	Kythnos	Grecia	SMA	cent.	AC
	Bella Cola Hartley Bay Kasabonika Lake	Canadá Canadá Canadá	BC Hydro, GE, PowerTech Pulse Energy (ICE) Hydro One, GE, University of Waterloo	cent. MAS cent.	AC AC AC
Norteamérica	Nemialh Valley North Caroline	Canadá EEUU	NRCan Encorp, Honeywell	cent. cent.	AC AC
	Ramea Island Texas	Canadá EEUU	N&L Hydro, Nalcor Energy, NRCan, Frontier Power Texas State Energy Conservation Office (SECO), Texas Engineering Experiment Station, Xtreme Power	cent. cent.	AC AC
Oceanía	Kings Canyon	Australia	UNSW (Sydney)	cent.	AC
Sudamérica	Chico Mendes Ilha da Ferradura	Brasil Brasil	Electrobas i.n.d.	cent. cent.	AC, DC AC

cronización innecesaria, etc. Sin embargo, la tecnología en DC aún no es madura. Por lo tanto, se deben realizar esfuerzos en algunos ámbitos como, por ejemplo, el desarrollo de la tecnología de protecciones, seguridad, etc. para poder aprovechar las ventajas que aporta este tipo de transmisión.

- **Protección de microrredes:** las microrredes poseen varias diferencias frente a la red eléctrica principal tales como gran variabilidad de tipos de DER, rangos de potencia menores, dos modos de operación (conectado a la red o en isla), etc. Estas diferencias hacen que los esquemas tradicionales de protección deban ser adaptados a las necesidades en las microrredes. En este sentido, se deben definir estándares que definan las características de los sistemas de protección para las microrredes.
- **Operación óptima:** las microrredes deben satisfacer varios criterios de operación para conseguir un funcionamiento óptimo. Así, deben llevar a cabo diferentes tareas como la administración de la carga, optimización de la energía, etc. Además, las microrredes deben coordinar los DGs y SSs para equilibrar la demanda con la energía generada. Esta energía puede ser tanto eléctrica como térmica ya que las microrredes también incluyen sistemas de combinación de potencia y calor (*CHP, Combined Heat and Power*). Tal y como se ha comentado en la sección 3.3, algunas investigaciones tratan estos aspectos. Sin embargo, aún se necesitan mayores esfuerzos de investigación para cumplir con todos los requisitos necesarios para una operación óptima de las microrredes.

Tal y como se ha comentado, es esencial desarrollar un buen sistema de control que garantice el buen funcionamiento de la microrred en todo momento. A su vez, este sistema de control es el encargado de multitud de tareas que carecen de un estándar específico para su ejecución. La presente tesis se enmarca dentro de esta línea de investigación tratando de aportar soluciones que mejoren los sistemas de control de las microrredes. Por un lado, esta tesis presenta un análisis profundo del método *droop* (capítulo 4) para poder detectar posibles puntos débiles del nivel de campo del control jerárquico de las microrredes y proponer nuevas soluciones (capítulo 5). A su vez, analiza en profundidad el segundo nivel del control jerárquico de microrredes, el nivel de gestión, proporcionando un nuevo método de control de restauración y un nuevo algoritmo de sincronización para microrredes (capítulo 6). Se han diseñado ambos niveles de control siguiendo el esquema del control jerárquico centralizado de microrredes, excluyendo al control descentralizado basado en MAS por dos razones principales:

- La microrred en estudio, descrita en el capítulo 5, es una microrred de pequeño tamaño que puede ser controlada mediante un único operador.

- Todos los DGs y cargas conectadas a la microrred analizada comparten el mismo propietario, presentando unos objetivos comunes.

3.6 Conclusiones

Las microrredes se han presentado como una buena opción para la integración de DERs en la red principal. Esto ha llevado a que varias instituciones y empresas de todo el mundo tengan a las microrredes entre sus objetivos de investigación. A su vez, aún no existe una normativa común que establezca las características básicas de las microrredes. Así, se puede encontrar gran cantidad de información acerca de diferentes aspectos y estrategias de control relacionados con las microrredes. En este capítulo se ha presentado una visión general de las microrredes analizando diferentes aspectos y estudiando con mayor profundidad las cuestiones relacionadas con los sistemas de control dada su importancia.

Por un lado, se han presentado los principales estándares que pueden ser adaptados para su uso concreto en las microrredes. A su vez, se han comentado varias ventajas de las microrredes DC frente a las AC tales como ausencia de control de potencia reactiva, ausencia de sincronización, menores pérdidas, etc. Sin embargo, la tecnología DC aún no está lo suficientemente desarrollada por lo que su presencia es aún muy limitada.

En lo referente al control de microrredes, se ha analizado el control jerárquico en sus versiones centralizada y descentralizada. De esta forma, se ha constatado que el control centralizado se implementa de manera sencilla y ofrece una perspectiva global del sistema. Por otro lado, el control descentralizado basado en MAS presenta varias ventajas entre las que destaca su capacidad *plug & play*. A su vez, el control basado en MAS es más apropiado en microrredes con DGs y cargas de diferentes propietarios, microrredes que operan en el mercado eléctrico, etc. El control centralizado se implementa de manera sencilla y ofrece una perspectiva global del sistema. Estas características hacen que este control sea más adecuado en microrredes de pequeño tamaño y en aquellas en las que los DGs poseen objetivos comunes.

Por otro lado, la investigación en microrredes abarca a prácticamente todas las zonas del planeta. Varios países tales como Canadá, Japón y EEUU lideran a través de diversos proyectos de investigación en esta temática. A su vez, se han implementado microrredes experimentales y comerciales en gran cantidad de países. La gran mayoría de las microrredes implementadas hasta la fecha poseen una estructura en AC a pesar de las ventajas que aporta la estructura DC. Por otro lado, el control centralizado es el más común entre las microrredes imple-

mentadas. Además, se ha visto que las microrredes aisladas tienen un importante papel en los proyectos de electrificación de zonas remotas. Finalmente, se han propuesto varias líneas de investigación sobre microrredes tales como protecciones, microrredes DC y operación óptima de las microrredes que aún requieren dedicación para garantizar un desarrollo adecuado de las microrredes. Esta última línea de investigación tiene especial interés en la presente tesis y va a ser abordada con mayor profundidad en los siguientes capítulos.

Capítulo 4

Paralelización de convertidores de potencia: métodos *droop*

4.1 Introducción

Las microrredes eléctricas son un ejemplo importante de las múltiples aplicaciones actuales en las cuales se encuentran varios convertidores de potencia conectados en paralelo. Estos convertidores de potencia están asociados a los DGs ya que precisan de estos dispositivos para ser conectados a la red. Al conectar varios convertidores en paralelo, las diferencias de tensión entre los mismos pueden dar lugar a corrientes circulantes, las cuales pueden ser dañinas para los equipos. Estas corrientes circulantes son ocasionadas por diferencias de tensión entre los convertidores de potencia originadas por las impedancias de línea, diferentes características dinámicas de los convertidores, etc.

En este sentido, existen diversas técnicas de control para evitar dichas corrientes circulantes y garantizar, así, un buen reparto de la carga. En función de si están basadas o no en comunicaciones entre los convertidores, estas técnicas se pueden clasificar en dos grupos (figura 4.1), [74]:

- **Técnicas de reparto activo:** estas técnicas consiguen un reparto de potencia preciso y ofrecen, además, un THD bajo en la tensión de salida. Sin embargo, requieren comunicar los distintos módulos de potencia, lo que

limita la flexibilidad del sistema y su robustez.

- **Técnicas *droop*:** estas técnicas evitan el uso de comunicaciones críticas, ofreciendo un sistema más flexible y robusto. Además, se consigue un sistema sin limitación en la disposición física de los módulos, ya que dichas técnicas están basadas en medidas locales.

En este capítulo, se enumerarán las distintas técnicas de paralelización de convertidores mediante técnicas de reparto activo. A su vez, se analizarán en profundidad las técnicas *droop* debido a las ventajas que éstas aportan. Tras estudiar en detalle los principios fundamentales del método *droop*, se describirán sus principales características, así como sus ventajas y desventajas. Del mismo modo, se describirán diferentes variantes del método *droop* clásico, las cuales mejoran su comportamiento en distintos aspectos. Por último, se propondrán diversas líneas de investigación con el fin de mejorar el comportamiento del método.

4.2 Métodos de reparto activo

En los métodos de reparto activo, el control está basado en comunicaciones entre los diferentes convertidores. Dichos métodos se dividen en cuatro grupos (figura 4.1):

- **Control Centralizado (CC):** en estos métodos se diseña un módulo central cuyas funciones son el cálculo y envío de las consignas de tensión y corriente a cada convertidor paralelizado [117].
- **Maestro-esclavo (MS):** en este caso, uno de los convertidores paralelizados se comporta como maestro y el resto como esclavos que generan energía [118]. Así, el convertidor maestro es el encargado del control del sistema y, a su vez, genera energía.
- **Reparto de corriente promediada (ACS):** estas técnicas están basadas en la creación de un bus de comunicación conectado a todos los módulos, el cual contiene la información de la corriente media del sistema. De esta forma, cada uno de los módulos calcula su consigna de forma autónoma a partir de los datos de este bus [119].
- **Control de corriente circular (3C):** en este subgrupo, cada módulo toma como referencia la corriente del módulo anterior, formando un anillo de control [120].

Estos sistemas dependen, en todo momento, del buen funcionamiento de las comunicaciones. Por lo tanto, a pesar del gran avance de las telecomunicaciones, se

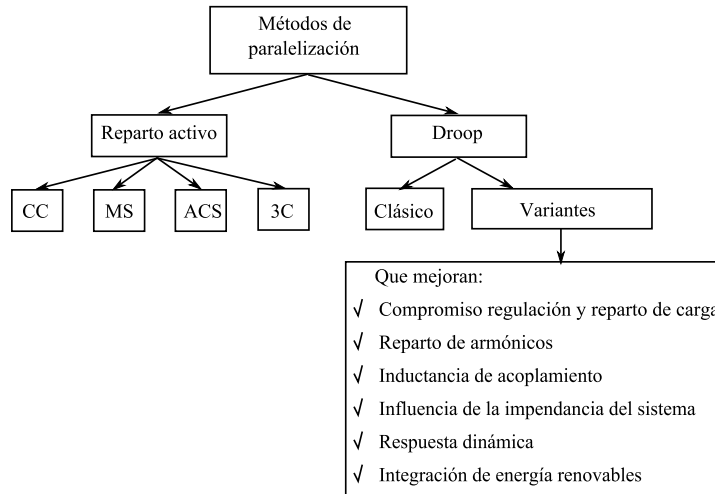


Figura 4.1: Clasificación de los métodos de paralelización de convertidores de potencia.

trata de sistemas menos robustos y, por lo general, complejos de implementar. Por otro lado, los métodos de control *wireless* o *droop* se basan en el control de cada módulo de forma independiente, sin necesidad de comunicaciones ni módulos centrales indispensables para el buen funcionamiento del sistema.

A continuación se presenta un estudio de los métodos *droop* en mayor profundidad, dadas las ventajas que éstos ofrecen y a que su uso se ha extendido en el control de microrredes.

4.3 Métodos *droop*

4.3.1 Principios del método *droop*

El método *droop* de paralelización de convertidores se basa en el comportamiento de los generadores síncronos. La figura 4.2(a) muestra el circuito equivalente de un generador síncrono conectado a una red AC de potencia idealmente infinita junto con el diagrama de fases de las tensiones (figura 4.2(b)). La potencia aparente entregada a la red se define como:

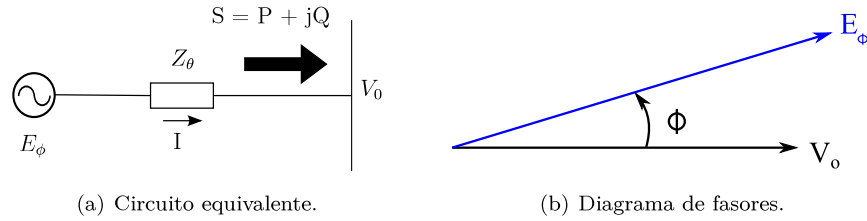


Figura 4.2: Circuito equivalente y fasores de tensión de un generador síncrono conectado a una red AC.

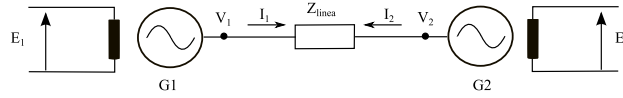


Figura 4.3: Circuito equivalente de dos generadores síncronos en paralelo sin carga.

$$S = P + jQ, \quad (4.1)$$

donde P y Q son las potencias activa y reactiva, respectivamente, las cuales vienen dadas por [121]:

$$P = \frac{EV}{Z} \cos(\theta - \phi) - \frac{V^2}{Z} \cos \theta, \quad (4.2)$$

$$Q = \frac{EV}{Z} \sin(\theta - \phi) - \frac{V^2}{Z} \sin \theta, \quad (4.3)$$

siendo E y V las amplitudes de la tensión de salida del generador y de la tensión de la red AC, respectivamente. Por otro lado, ϕ es el ángulo de desplazamiento y Z y θ son el módulo y el ángulo de la impedancia de salida.

En la figura 4.2(a) se muestra una impedancia entre el generador y la red. Su valor está compuesto por la impedancia síncrona o interna del propio generador y por la impedancia de línea que une el generador con la red. La impedancia interna del generador síncrono tiene un carácter generalmente inductivo. Además, estos generadores se conectan, habitualmente, a redes de alta tensión, las cuales se caracterizan por un comportamiento inductivo. Por lo tanto, se considera que

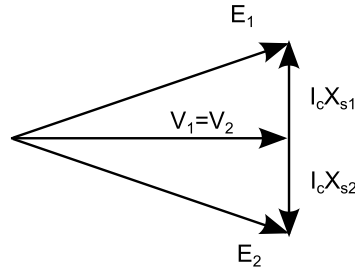


Figura 4.4: Diagrama vectorial de dos generadores síncronos conectados en paralelo, con uno girando a mayor velocidad.

la impedancia del circuito equivalente tiene un carácter inductivo. Al considerar este comportamiento, (4.2) y (4.3) se reducen a:

$$P = \frac{EV}{X} \sin \phi, \quad (4.4)$$

$$Q = \frac{EV \cos \phi - V^2}{X}. \quad (4.5)$$

A partir de (4.4) y (4.5), y considerando pequeñas las diferencias de fase entre E y V ($\sin \phi \approx \phi$ y $\cos \phi \approx 1$), se puede observar que la potencia P depende del ángulo ϕ , mientras que la potencia Q depende de la diferencia entre las amplitudes E y V . De esta forma, las potencias P y Q generadas se pueden controlar a partir del ángulo y la amplitud de su tensión de salida, respectivamente.

Otro aspecto importante de un generador síncrono es su comportamiento cuando está conectado a otro generador en paralelo. Para estudiar esta situación, se considera el caso en el que dos generadores están conectados en paralelo sin carga externa (figura 4.3, $I_1=I_2=0$). A su vez, se supone que ambos generadores trabajan con la misma tensión de excitación (figura 4.3, $E_1=E_2$). Si el generador G1 intenta girar a una velocidad superior a la del generador G2, aparece una intensidad I_c (figura 4.4). Dicha intensidad es prácticamente inductiva, debido al carácter inductivo de las impedancias síncronas de los generadores (X_{S1} y X_{S2}). Llegados a este punto, el generador G1 toma esta corriente como una carga y el generador G2 la toma como una alimentación de potencia, lo que da lugar a una reducción de la velocidad del generador G1 y, a su vez, a un aumento en la velocidad del generador G2. De esta forma, las velocidades de ambos generadores vuelven a igualarse y el sistema sigue en funcionamiento síncrono. Si el circuito se cierra por alguna línea o cable de unión, este razonamiento se mantiene sólo en el

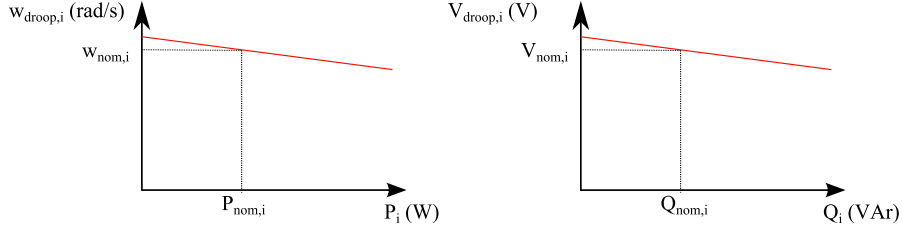


Figura 4.5. Características *droop* de frecuencia y amplitud.

caso de tratarse de una línea inductiva [122, 123]. Por lo tanto, el carácter inductivo de la impedancia síncrona de los generadores es de gran importancia. Gracias a dicha impedancia, la potencia P y la potencia Q influyen en la frecuencia y amplitud de la tensión generada, respectivamente. Además, favorece el funcionamiento síncrono, en el caso de que dos o más generadores estén trabajando en paralelo.

A partir de estos factores, en [124] se plantea reproducir este comportamiento de forma artificial en convertidores de potencia. Esto consiste en dotar a dichos convertidores de sendas características *droop*, una que relacione la potencia P generada con la frecuencia de la tensión de salida y otra que relacione la potencia Q generada con la amplitud de dicha tensión [124] (figura 4.5):

$$\omega_{droop,i} = \omega_{nom} - m_{p,i} \cdot (P_i - P_{nom,i}), \quad (4.6)$$

$$V_{droop,i} = V_{nom} - m_{q,i} \cdot (Q_i - Q_{nom,i}), \quad (4.7)$$

donde i representa cada convertidor de potencia, ω_{nom} y V_{nom} son la frecuencia y tensión nominales, respectivamente, $m_{p,i}$ y $m_{q,i}$ son las pendientes de las características *droop*, P_i y Q_i son las potencias activa y reactiva actuales de cada convertidor y $P_{nom,i}$ y $Q_{nom,i}$ son las potencias activa y reactiva del convertidor i a frecuencia y tensión nominales, respectivamente.

Los coeficientes *droop* $m_{p,i}$ y $m_{q,i}$ se calculan teniendo en cuenta las tolerancias de frecuencia (tol_f) y tensión (tol_v) deseadas en la microrred, así como los rangos de potencia activa ($P_{ni}=P_{max,i}-P_{min,i}$) y reactiva ($Q_{ni}=Q_{max,i}-Q_{min,i}$) de los convertidores:

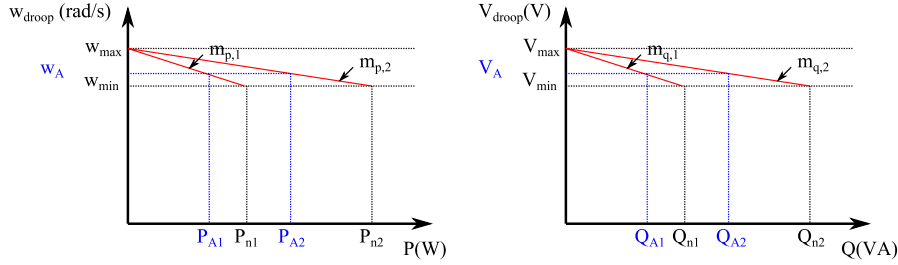


Figura 4.6: Características *droop* para convertidores de diferentes rangos de potencia.

$$m_{p,i} = \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{P_{max,i} - P_{min,i}} = \frac{2 \cdot tol_f}{P_{ni}}, \quad (4.8)$$

$$m_{q,i} = \frac{V_{max} - V_{min}}{Q_{max,i} - Q_{min,i}} = \frac{2 \cdot tol_V}{Q_{ni}}. \quad (4.9)$$

Por otro lado, a la hora de paralelizar varios convertidores, es posible que éstos tengan diferentes rangos de potencia P_{ni} . Para que cada convertidor i genere una potencia proporcional a su P_{ni} , se diseñan características *droops* cuyas pendientes son proporcionales a su P_{ni} . Estas pendientes se determinan a través de la siguiente expresión [124]:

$$m_{p,1}P_{n1} = m_{p,2}P_{n2} = \dots = m_{p,m}P_{nm}, \quad (4.10)$$

$$m_{q,1}Q_{n1} = m_{q,2}Q_{n2} = \dots = m_{q,n}Q_{nm}. \quad (4.11)$$

A modo de ejemplo, se observa que, para un punto de operación ω_A y V_A , las potencias generadas por el convertidor 1 son P_{A1} y Q_{A1} , mientras que para el convertidor 2 son P_{A2} y Q_{A2} (figura 4.6). Por lo tanto, la relación P_{A1}/P_{n1} es igual a la relación P_{A2}/P_{n2} .

Tal y como se ha comentado, el carácter inductivo de la impedancia síncrona de los generadores síncronos es de gran importancia. En el caso de convertidores de potencia, la impedancia existente entre la red y los mismos puede variar según diversos factores tales como la impedancia de línea, la impedancia interna de los convertidores, etc. A continuación, se muestra un análisis de la influencia de esta impedancia en el funcionamiento del método *droop* para convertidores.

Tabla 4.1: Flujo de potencias en función de la impedancia de salida del convertidor.

Z_o	X	R
Potencia activa	$P = \frac{EV}{X} \sin\phi \cong \frac{EV}{X} \phi$	$P = \frac{EV \cos\phi - V^2}{R} \sin\phi \cong \frac{EV \phi - V^2}{R} \phi$
Potencia reactiva	$Q = \frac{EV \cos\phi - V^2}{R} \sin\phi \cong \frac{EV \phi}{R} \phi$	$Q = -\frac{EV}{X} \sin\phi \cong -\frac{EV}{X} \phi$
$\omega_{droop,i}$	$\omega_{nom} - m_{p,i} \cdot (P_{nom,i} - P_i)$	$\omega_{nom} + m_{q,i} \cdot (Q_{nom,i} - Q_i)$
$V_{droop,i}$	$V_{nom} - m_{q,i} \cdot (Q_{nom,i} - Q_i)$	$V_{nom} - m_{p,i} \cdot (P_{nom,i} - P_i)$

Tabla 4.2. Parámetros de línea típicos.

Tipo de línea	R (Ω/km)	X (Ω/km)	I_n (A)	R/X
Baja tensión (LV)	0.642	0.083	142	7.7
Media tensión (MV)	0.161	0.190	396	0.85
Alta tensión (HV)	0.06	0.191	580	0.31

4.3.2 Impedancia de salida de los convertidores

El flujo de potencia entre los generadores y las cargas varía según el comportamiento de la impedancia de salida de los convertidores. La tabla 4.1 [74] muestra el comportamiento de dicho flujo en función de la impedancia de salida del convertidor.

El comportamiento inductivo del sistema depende de varios factores. Por un lado, el propio convertidor tiene una impedancia interna que depende en gran medida de su filtro de entrada o de salida. Por esta razón, la impedancia de salida de los convertidores se considera habitualmente inductiva, debido a las inductancias presentes en sus filtros [125]. Además, el propio control de los convertidores, así como los filtros de medida para el control (medidas de tensión, corriente, etc.) afectan también al comportamiento del sistema.

Por otro lado, se debe tener en cuenta que los convertidores se conectan mediante una línea que tiene cierta impedancia. Según el rango de tensión de la línea, el comportamiento de ésta varía. En la tabla 4.2 se muestran valores de impedancias típicas de líneas de alta tensión (HV, *High Voltage*), MV y LV para ciertas corrientes nominales (I_n) [126]. En este sentido, las líneas de LV tienen un carácter generalmente resistivo, frente al carácter generalmente inductivo de las líneas de HV (tabla 4.2). Por lo tanto, a la hora de conectar varios convertidores en paralelo es conveniente tener en cuenta tanto sus impedancias internas como la impedancia de la línea, a fin de optimizar la inductancia de acoplamiento que asegure el buen funcionamiento del método *droop*.

4.3.3 Características del método *droop* original

Tal y como se ha expuesto en el apartado 4.1, el método *droop* es un método de paralelización de convertidores que evita corrientes circulantes entre los mismos, y asegura un buen reparto de potencia entre los convertidores. Las ventajas fundamentales de este método son las siguientes (tabla 4.3)[127–130]:

- **Ausencia de comunicaciones:** el control *droop* está basado en regular la frecuencia y tensión de salida de cada convertidor de potencia en función de sus potencias activa y reactiva, respectivamente. De esta forma, cada convertidor es capaz de regular la tensión y frecuencia mediante medidas locales a su salida. Así, este método consigue una regulación de la tensión y frecuencia así como un reparto equitativo de la carga entre los convertidores sin la necesidad de comunicaciones entre los convertidores de potencia.
- **Gran flexibilidad:** este método es adaptable a diferente número de convertidores de potencia así como de cargas sin necesidad de variar el algoritmo de control en cada convertidor. Si algún convertidor es conectado o desconectado, el resto de convertidores observan este cambio como si de un salto de carga se tratara y el sistema sigue funcionando correctamente.
- **Alta fiabilidad:** la ausencia de un control central y de comunicaciones entre los convertidores de potencia hace que el método *droop* sea un control fiable y robusto. De este modo, ante un fallo de un convertidor de potencia, el resto de convertidores asumen la carga de éste sin suponer el fallo total del sistema.
- **Disposición física ilimitada:** una de las características del método *droop* es la ausencia de comunicaciones entre los convertidores de potencia. Gracias a esta peculiaridad, la ubicación de los convertidores de potencia no está limitada por el uso de comunicaciones.
- **Convertidores con diferentes rangos de potencia:** el control *droop* puede emplearse para conectar en paralelo convertidores con diferentes rangos de potencia. Para que estos convertidores generen potencia de manera proporcional a su rango, únicamente es necesario seleccionar correctamente las pendientes *droop* de los mismos (4.10) y (4.11).

Sin embargo, este método también presenta algunos inconvenientes, los cuales conviene mencionar [125, 129, 131] (tabla 4.3):

- **Compromiso entre regulación y reparto de carga:** al mejorar el reparto de carga, la regulación empeora (figura 4.5). Por lo tanto, el método *droop* presenta un compromiso entre la regulación de frecuencia y tensión

y el reparto de carga activa y reactiva, respectivamente que debe ser considerado al diseñar las pendientes *droop*.

- **Reparto de armónicos pobre:** el método *droop* asegura un buen reparto de las cargas activa y reactiva conectadas a los convertidores de potencia. Sin embargo, este método no considera el reparto de los armónicos que surgen al conectar cargas no lineales, obteniendo un reparto pobre de los mismos.
- **Inductancias de acoplamiento:** el método *droop* está basado en el comportamiento inductivo de la impedancia existente entre la red y los convertidores. Cuando este comportamiento no es inductivo, la solución de este método se basa en colocar una inductancia real a la salida del convertidor que supone un incremento del coste, peso y tamaño del sistema.
- **Influencia de la impedancia del sistema:** tal y como se ha comentado, la regulación de tensión se consigue a través de la medida de la potencia reactiva. Sin embargo, cabe considerar que existen impedancias entre los convertidores de potencia que provocan caídas de tensión entre los mismos. Debido a estas caídas de tensión, el reparto de potencia reactiva y la regulación de tensión no son tan precisas como el reparto de potencia activa y la regulación de frecuencia correspondiente.
- **Respuesta dinámica lenta:** este método está basado en las medidas de potencias activa y reactiva a la salida de cada convertidor. Estas medidas deben ser filtradas mediante filtros paso-bajo con el objetivo de eliminar las componentes de alta frecuencia no deseadas. Sin embargo, estos filtros suponen caracterizar al método de control con una dinámica lenta que conviene mejorar.
- **Integración de energías renovables:** las energías renovables que dependen de factores climatológicos externos son fuentes de energía intermitentes. Por lo tanto, este tipo de generación no garantiza un suministro de la potencia necesaria en todo momento. En este sentido, el método *droop* no tiene en cuenta esta intermitencia para poder asegurar un buen reparto de la carga así como una buena regulación cuando se conectan en paralelo convertidores de potencia asociados a energías renovables.

No obstante, son numerosas las aportaciones realizadas con el objetivo de solventar los inconvenientes del método *droop* convencional descritos en este apartado. A continuación, se presentan las propuestas más relevantes que abordan las diferentes problemáticas del método *droop*.

4.3.4 Variantes del método *droop*

Uno de los inconvenientes del método *droop* convencional reside en la existencia de un compromiso entre la regulación de la tensión y el reparto de las potencias. En este sentido, existen propuestas que reducen este compromiso sin llegar a cancelarlo por completo. Así, en [132] se propone un *droop* adaptativo, el cual varía las pendientes *droop* (4.8) y (4.9) según el rango de carga y, además, mejora la respuesta transitoria del sistema mediante el uso de filtros de segundo orden. Otra propuesta es la descrita en [133], en ella se aplica un *droop* modificado en los casos en los que la corriente de salida de cada convertidor supera un límite previamente fijado.

Abordando esta misma problemática, en [127] se propone un control de restauración que cancela los errores de tensión y frecuencia inherentes al método *droop*. Este control recupera los valores de tensión y frecuencia a los valores nominales mediante integradores. Tras esta propuesta inicial, se han sucedido varios controles de restauración todos ellos basados en integradores [77, 134–136]. Cabe destacar que esta restauración debe realizarse de manera centralizada con un único integrador ya que los valores de las salidas de los integradores podrían variar de un convertidor a otro. Estas diferencias en los integradores pueden estar causadas por diversos factores tales como condiciones iniciales distintas, diferencias en las medidas de tensión y frecuencia en cada convertidor, etc. Por esta razón, un control central debe enviar las señales de restauración de frecuencia y tensión a todos los convertidores de potencia mediante comunicaciones. No obstante, dichas comunicaciones son de pequeño ancho de banda ya que el control de restauración debe ser más lento que el control *droop*. A su vez, estas comunicaciones sólo son necesarias para el buen funcionamiento del control de restauración y no comprometen el funcionamiento del resto del sistema. En caso de fallo, únicamente se ve afectado el control de restauración, continuando el control *droop* en funcionamiento. En esta misma línea, se ha desarrollado recientemente un control de restauración distribuido que evita el uso de un controlador central a expensas del uso de una red de comunicaciones distribuida entre los convertidores [137].

Por otro lado, el *droop* convencional garantiza un buen reparto de las potencias activa y reactiva (4.2) y (4.3) (tabla 4.3). Sin embargo, no es capaz de garantizar un buen reparto de la potencia generada por los armónicos existentes en el circuito. En este sentido, en [138] se propone incluir un lazo de control que calcule el ancho de banda de la tensión de referencia en función de la potencia armónica medida. Sin embargo, este método compromete la estabilidad del sistema, ya que la señal de referencia calculada depende de la potencia distorsionada. Así, en [139] se propone la incorporación de una impedancia ficticia dentro de los lazos de control. Esta impedancia está caracterizada por un comportamiento inductivo

Tabla 4.3. Principales ventajas y desventajas del método *droop* convencional y las principales variaciones.

Ventajas	Desventajas	Soluciones propuestas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Ausencia de comunicaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> × Compromiso entre regulación y reparto de carga. 	<ul style="list-style-type: none"> Control de restauración. Pendientes dinámicas. Pendientes de ganancia alta con un lazo complementario.
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Gran flexibilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> × Reparto de armónicos pobre. 	<ul style="list-style-type: none"> Lazo de control adicional para regular el ancho de banda. Inyección de una señal AC. Impedancia virtual. Coefficientes <i>droop</i> para los armónicos. Estrategia cooperativa de filtrado de armónicos.
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alta fiabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> × Inductancias de acoplamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> Impedancia virtual. Variaciones de impedancia virtual.
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Disposición física ilimitada. 	<ul style="list-style-type: none"> × Influencia de la impedancia del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> Lazo adicional con estimación de la impedancia de red. Coefficientes <i>droop</i> de la tensión según las potencias activa y reactiva. Lazo adicional de corriente reactiva. Estimación de la caída de tensión.
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Convertidores con diferentes rangos de potencia. 	<ul style="list-style-type: none"> × Respuesta dinámica lenta. 	<ul style="list-style-type: none"> Pendiente <i>droop</i> ángulo-P. <i>Droop</i> adaptativo. Característica <i>droop</i> basada en los parámetros del filtro de acoplamiento. Característica <i>droop</i> basada en la teoría de control H_{∞}.
	<ul style="list-style-type: none"> × Integración de energías renovables. 	<ul style="list-style-type: none"> Pendientes <i>droop</i> controlables. Características <i>droop</i> no lineales. Característica híbrida con MPPT y control <i>droop</i>.

a bajas frecuencias y un comportamiento resistivo a altas frecuencias. Gracias a este comportamiento, el THD no aumenta y se asegura un reparto de ambos componentes de alta y baja frecuencia. Además, esta impedancia simulada evita el uso de una inductancia de acoplamiento, con el ahorro que esto supone en peso, espacio y coste. Esta última idea se ha desarrollado en contribuciones posteriores [125, 140, 141].

El comportamiento inductivo de la impedancia de salida de los convertidores es clave para conseguir el funcionamiento deseado en el método *droop*. En un principio, este comportamiento inductivo se garantizaba por medio de inductancias de acoplamiento [124, 138]. Sin embargo, esta inductancia aumenta el coste, tamaño y peso del sistema, tal y como se ha comentado. En este sentido, en [142] se ha propuesto compensar el comportamiento resistivo de la impedancia de salida de los convertidores mediante la adición de un lazo de control que suavice este efecto. Por otro lado, la inductancia de acoplamiento puede ser suprimida mediante la incorporación de una impedancia ficticia en el lazo de control [139]. A partir de este concepto, han surgido varias publicaciones [125, 140, 141, 143] que, además de evitar el uso de la inductancia de acoplamiento, mejoran el comportamiento del método *droop* en términos de estabilidad, respuesta dinámica, etc.

La impedancia de línea existente entre los diversos convertidores es otro de los problemas del método clásico (tabla 4.3). Dicha impedancia influye en el desacoplamiento entre las potencias P y Q (4.2) y (4.3), por lo que es necesario tenerla en cuenta. En este sentido, se han desarrollado diversas técnicas que estiman el valor de la impedancia de línea midiendo los fasores de la tensión y corriente en el PCC [144, 145]. Así, en [146] se realiza una estimación de la impedancia basada en el procedimiento anterior y, a partir de estas medidas, se desarrolla un *droop* adaptativo que consigue un reparto muy preciso de las potencias P y Q.

Otro de los inconvenientes del método *droop* clásico citado es su lenta respuesta dinámica (tabla 4.3). Por esta razón, se han propuesto controles que introducen componentes transitorias a las ecuaciones *droop* originales (4.6) y (4.7), de forma que se consigue una respuesta dinámica más rápida. Por ejemplo, en [147] se propone un control *droop* modificado en el que la respuesta transitoria es controlable. Así, las ganancias en el transitorio pueden ser ajustadas dinámicamente con el objeto de suavizar los oscilatorios en diferentes puntos de operación. Asimismo, en [148] se propone la incorporación de un término derivativo a las ecuaciones *droop* (4.6) y (4.7) para lograr los mismos objetivos.

El último de los inconvenientes del método *droop* clásico es su pobre comportamiento en la integración de las energías renovables. Así, en [149] se propone un *droop* no lineal que designa a cada convertidor una prioridad concreta. Por otro lado, en [150] se propone un control que combina características *droop* con algo-

ritmos MPPT. En esta propuesta cada convertidor sigue una característica *droop* hasta un determinado punto de tensión, a partir del cual comienza a funcionar en modo MPPT.

4.4 Control de MCs mediante el método *droop*

Vistas las ventajas que aportan los métodos *droop* y con el objetivo de adquirir un mayor conocimiento acerca del mismo, en la presente tesis se ha estimado oportuno estudiar esta técnica con mayor profundidad y utilizarla para conectar en paralelo varios convertidores de potencia, en este caso, convertidores matriciales (MC, *Matrix Converter*).

El MC es un convertidor de potencia que suscita gran interés en la comunidad científica dadas sus múltiples ventajas [26, 27, 151]. Entre estas ventajas cabe destacar que es inherentemente bidireccional y realiza una conversión directa de la energía sin almacenamiento intermedio. Además, la ausencia de grandes elementos reactivos hace que sea más fiable y eficiente. A su vez, es un convertidor compacto y modular, con un menor coste y menor mantenimiento. Sin embargo, dado que la tarea de protección del MC es compleja y, por lo tanto, éste presenta una baja robustez [28], la conexión en paralelo de varios MCs es una buena alternativa para mejorar la fiabilidad de éste. Además, existe muy poca bibliografía que aborde la conexión en paralelo de este tipo de convertidores [152]. Por todas estas razones, se ha decidido diseñar el método *droop* para conectar en paralelo varios MCs.

A su vez, el método *droop* presenta un compromiso entre la regulación y reparto de carga que conviene solventar mediante alguna variante del método *droop*. En este caso, se presenta un control de restauración que reduce los errores de tensión y frecuencia sin la necesidad de integradores.

4.4.1 Método *droop* original para MCs

El esquema implementado para la aplicación del método *droop* está compuesto por dos MCs conectados en paralelo alimentando a diferentes cargas (figura 4.7) [153, 154]. Este esquema se ha implementado mediante la herramienta de simulación *Matlab-Simulink*. Los valores de las cargas alimentadas, tensión de red, etc. se muestran en la tabla 4.4. Además, se han simulado dos MCs con distintas características *droop* para poder verificar el buen funcionamiento de esta técnica. Las características eléctricas de estos MCs coinciden con las del prototipo montado en el laboratorio de investigación del grupo APERT [26, 27, 151]. Para

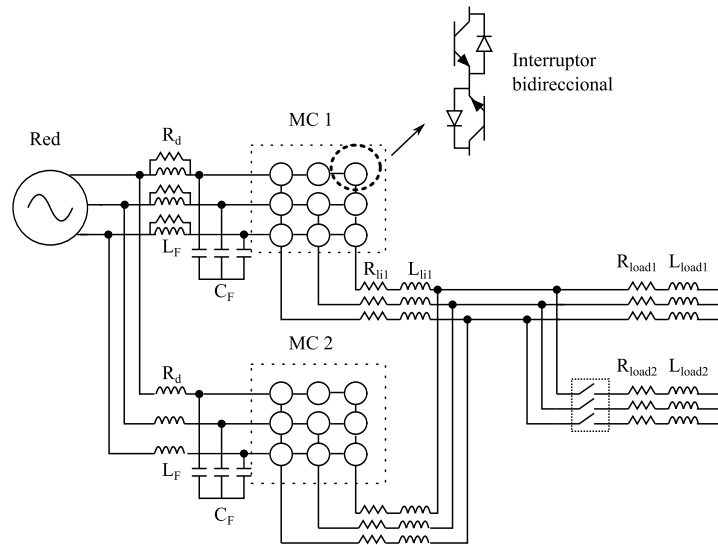


Figura 4.7. Esquema de conexión de los MCs en paralelo.

Tabla 4.4. Características del esquema eléctrico simulado.

Filtro de entrada		Carga		Línea	
C_F	4.7 μ F	$R_{load1,2}$	11.5 Ω	L_{li1}	0.5 mH
L_F	1.6 mH	$L_{load1,2}$	72 mH	R_{li1}	0.4 Ω
R_d	33 Ω	f_{nom}	60 Hz	L_{li2}	0.52 mH
f_c	2 kHz	V_{nom}	110 V_{rms}	R_{li2}	0.4 Ω

Tabla 4.5. Características *droop*.

MC 1		MC 2	
$P_{max,1}$	10 kW	$P_{max,2}$	7.5 kW
$Q_{max,1}$	2.5 kVA	$Q_{max,2}$	1.5 kVA
$P_{min,1}$	0 kW	$P_{min,2}$	0 kW
$Q_{min,1}$	0 kVA	$Q_{min,2}$	0 kVA
tol_f	1.25 %	tol_v	1.5 %
$m_{p,1}$	$7,8 * 10^{-4}$ Hz/W	$m_{p,2}$	$1 * 10^{-3}$ Hz/W
$m_{q,1}$	$2,7 * 10^{-3}$ V/VA	$m_{q,2}$	$5,4 * 10^{-3}$ V/VA

obtener las constantes *droop* para cada MC, se han tenido en cuenta los valores de la tabla 4.5 en las expresiones (4.8) y (4.9).

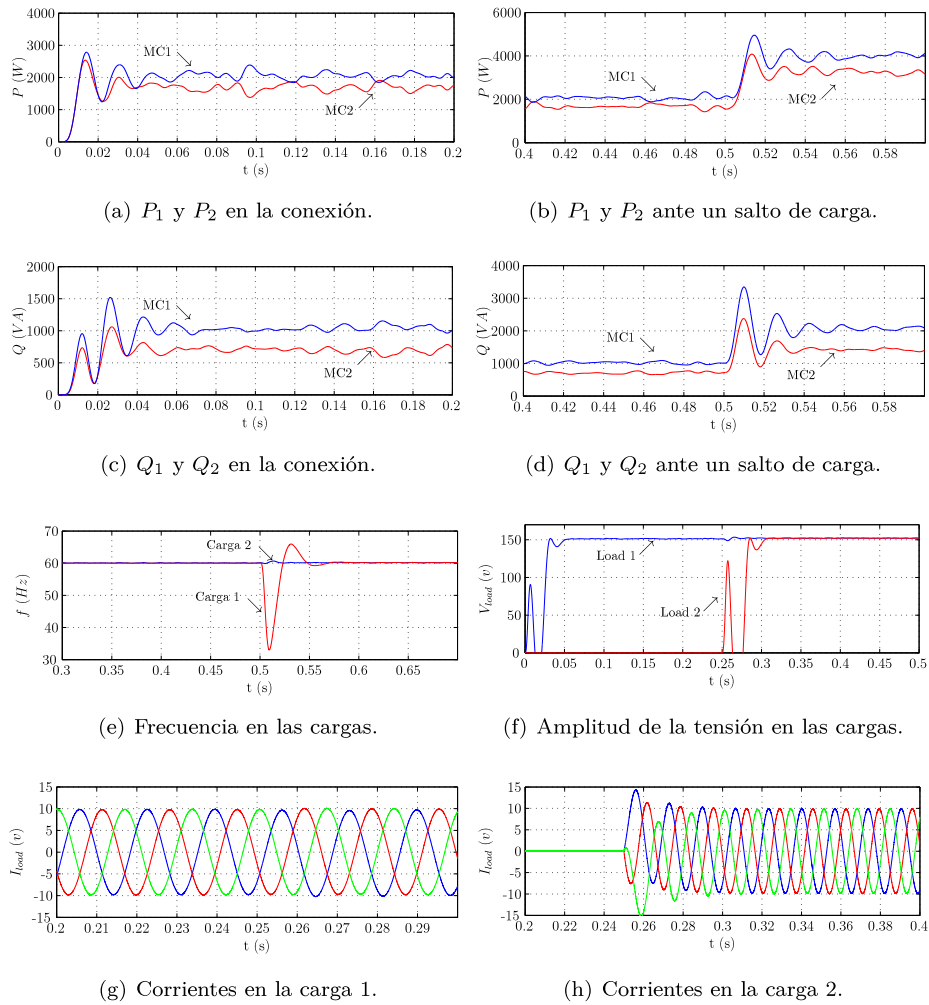


Figura 4.8. Tensión, frecuencia y corrientes en las cargas.

Los resultados obtenidos se muestran en la figura 4.8. Dichos resultados hacen referencia a diferentes magnitudes medidas en la microrred simulada como P , Q , frecuencia (f), etc. Estas magnitudes se han obtenido tanto en el arranque del sistema como durante un salto de carga en $t=0.25s$. Se observa cómo las potencias, tanto reactiva como activa, se reparten entre ambos MCs según sus rangos de potencia desde el arranque del sistema (figuras 4.8(a) y 4.8(c)). Asimismo, se observa cómo este reparto equitativo se mantiene después del salto de carga (figuras 4.8(b) y 4.8(d)). Además, se muestra cómo la frecuencia de la tensión en las cargas se mantiene dentro de unos márgenes de tolerancia aceptables (figuras 4.8(e) y 4.8(f)). A su vez, se obtienen corrientes senoidales en las cargas que no se ven afectadas durante los saltos de carga (figuras 4.8(g) y 4.8(h)). Vistos los resultados obtenidos, la presente tesis aporta mejoras en la fiabilidad del MC gracias a la conexión de varios de estos convertidores en paralelo. A su vez, en la siguiente sección se presenta una nueva solución que mejora la conexión de estos MCs.

4.4.2 Método *droop* con lazo de restauración

Una de las desventajas del método *droop* original es el compromiso entre la regulación y reparto de las potencias. Con el objetivo de abordar esta problemática, se han propuesto algunas soluciones que se han mencionado en el apartado 4.3.4.

En la presente tesis, se propone un control de restauración de tensión y frecuencia sin integradores. El control también está centralizado y se comunica con los convertidores mediante sistemas de pequeño ancho de banda. Sin embargo, el control se basa en detectar saltos de carga y reaccionar aproximando los valores de tensión y frecuencia a sus valores nominales. Para ello, el control de restauración propuesto se describe de la siguiente forma [155, 156]:

$$si \quad (V_{PCC} - V_{PCC} \cdot z^{-t_{rest}}) > rest_{lim} \begin{cases} \Delta\omega_{i+1} = \omega_{nom_i} - \omega_{PCC_i}, \\ \Delta V_{i+1} = V_{nom_i} - V_{PCC_i}, \end{cases} \quad (4.12)$$

$$si \quad (V_{PCC} - V_{PCC} \cdot z^{-t_{rest}}) \leq rest_{lim} \implies \begin{cases} \Delta\omega_{i+1} = \Delta\omega_i, \\ \Delta V_{i+1} = \Delta V_i, \end{cases} \quad (4.13)$$

donde V_{PCC} y ω_{PCC} son la tensión y frecuencia en el PCC (figura 4.9) y t_{rest} y $rest_{lim}$ son los parámetros necesarios para detectar los saltos de carga.

Con el objetivo de verificar el buen funcionamiento del control propuesto, se ha implementado una microrred aislada formada por cuatro MCs y varias cargas (figura 4.9) con las características mostradas en la tabla 4.4. Este esquema

Tabla 4.6. Características *droop* y del control de restauración.

	MC 1		MC 2		Restauración
$m_{p,1}$	$1,3 * 10^{-3}$ Hz/W	$Z_{li1,2,3,4}$	$0.4 \Omega, 0.5$ mH	$rest_{lim}$	1 V
$m_{p,2}$	$8,9 * 10^{-4}$ Hz/W	Z_{li}	$0.1 \Omega, 1$ μ H	t_{rest}	1 s
$m_{p,3}$	$6,7 * 10^{-4}$ Hz/W	tol_v	1 %		
$m_{p,4}$	$5,4 * 10^{-4}$ Hz/W	tol_f	1 %		
$m_{q,1,2,3,4}$	$2,6 * 10^{-3}$ V/VA				

eléctrico también se ha implementado mediante la herramienta de simulación *Matlab-Simulink*. Los parámetros *droop* de la implementación realizada se muestran en la tabla 4.6.

Llegado a este punto, hay que constatar que la simulación de varios MCs en paralelo es un reto ya que operan a altas frecuencias de modulación y conmutación [157]. Además, estos convertidores de potencia poseen esquemas de conmutación y modulación complejos [158]. Como consecuencia, la simulación de un MC exige un tiempo de computación alto que condiciona el número de posibles ensayos [27]. Con el objetivo de superar este inconveniente, se han simulado los MCs mediante una nueva técnica de simulación denominada *Switching State Matrix Averaging* (SSMA) [27, 157, 159]. El esquema de control realizado para el control de los cuatro MCs se muestra en la figura 4.10, donde se observa que cada MC tiene un control *droop* y existe un único control centralizado de restauración.

Así, se observa el buen reparto de las potencias activa y reactiva generadas tanto en el arranque del sistema como durante saltos de carga (figuras 4.11(a)-4.11(d)). A su vez, la frecuencia (figura 4.11(e)) y la tensión (figura 4.11(f)) están más próximos a sus valores nominales. Además, la calidad de las corrientes (figura 4.11(g)) y tensiones (figura 4.11(h)) se mantiene durante la restauración de los valores de tensión y frecuencia.

Vistos los resultados, se puede afirmar que se ha verificado el buen funcionamiento del método *droop* en la conexión en paralelo de varios MCs. A su vez, se ha propuesto un control de restauración que reduce los errores de tensión y frecuencia inherentes al método *droop*. No obstante, cabe destacar que estos errores no se han eliminado del todo por lo que conviene seguir investigando en soluciones que mejoren esta propuesta. A su vez, hay que constatar que aunque se ha implementado el método *droop* en el MC, es también interesante adaptar este método a convertidores de potencia utilizados más habitualmente en la generación distribuida. Estos temas serán abordados en los capítulos 5 y 6.

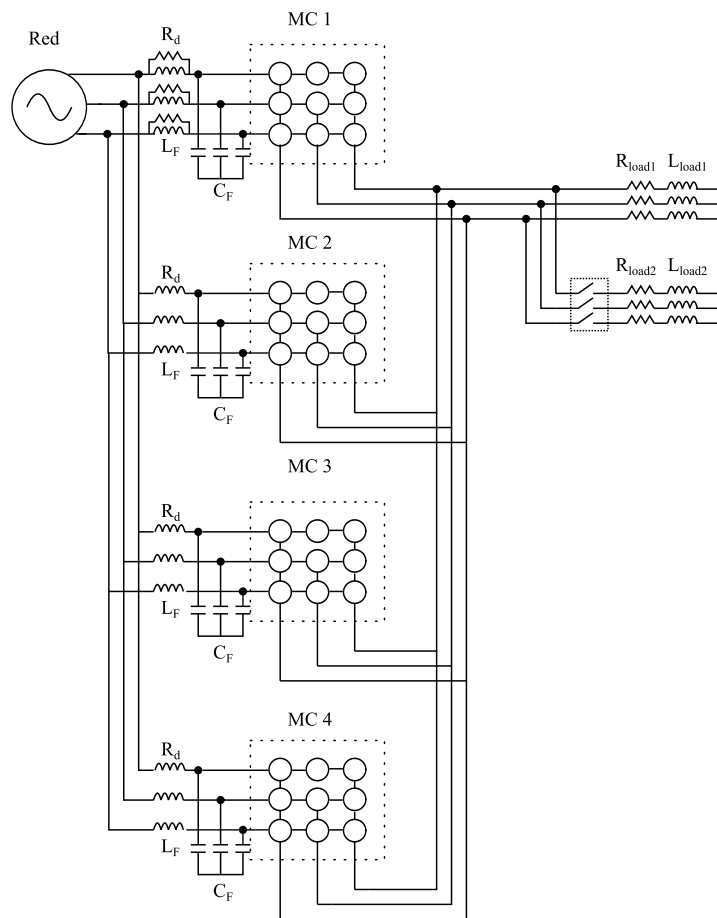


Figura 4.9: Esquema de conexión de cuatro MCs en paralelo formando una micro-red aislada.

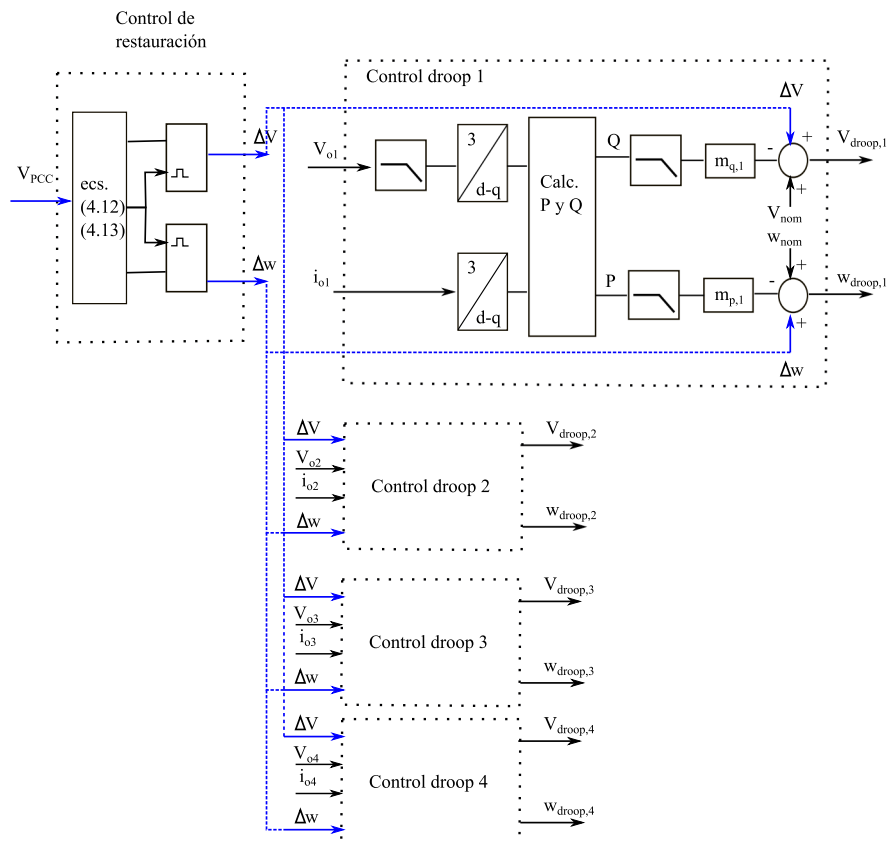
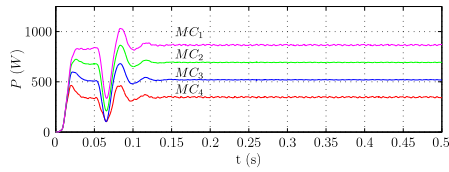
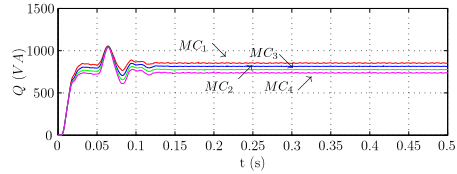


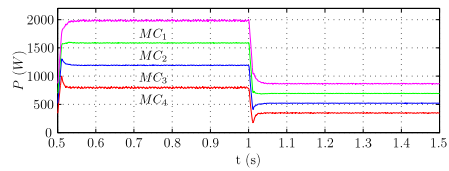
Figura 4.10: Esquema de control de cuatro MCs en paralelo con control de restauración.



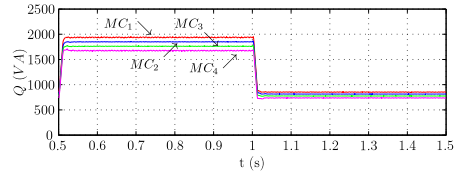
(a) P_1-P_4 en el arranque.



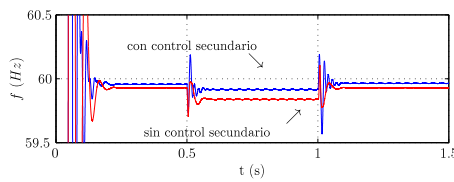
(b) Q_1-Q_4 en el arranque.



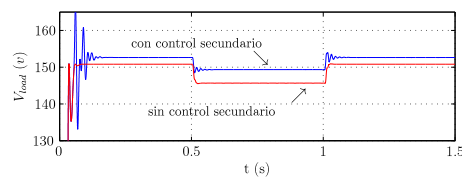
(c) P_1-P_4 ante salto de carga.



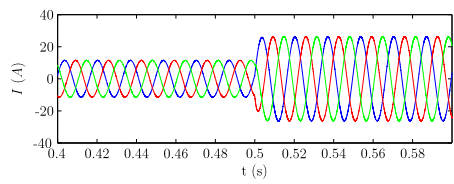
(d) Q_1-Q_4 ante salto de carga.



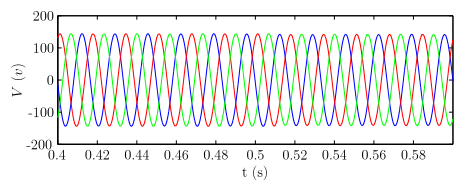
(e) Frecuencia en las cargas.



(f) Amplitud de la tensión en las cargas.



(g) Corrientes en el PCC.



(h) Tensiones en el PCC.

Figura 4.11: Frecuencia, tensión y corrientes en el PCC sin y con el control de restauración.

4.5 Futuros retos del método *droop*

Una vez estudiadas las principales características del método *droop*, así como sus variantes, se ha comprobado que la mayoría de desventajas de esta técnica se han abordado mediante diferentes soluciones en la literatura [77, 124, 125, 127, 132–150]. Sin embargo, este método presenta aún algunos puntos débiles que conviene investigar. Por ello, en esta tesis se ha avanzado en las siguientes líneas de investigación que mejorarían el comportamiento de este método de control [160]:

- **Mejora del diseño de la impedancia ficticia:** la incorporación de una impedancia ficticia al método *droop* mejora la estabilidad y comportamiento del mismo. Sin embargo, es importante tener en cuenta que un mal diseño de esta impedancia puede suponer un empeoramiento del comportamiento del sistema o incluso la inestabilidad del mismo. Son pocos los trabajos que abordan esta problemática [125, 143, 161] y aún mucho más escasos los que proponen diseños completos que tengan en cuenta todos los factores que afectan a esta impedancia [162]. Así, se propone buscar una nueva solución que trate de conseguir un diseño de esta impedancia que garantice la estabilidad y buen funcionamiento del sistema.
- **Nuevos tipos de control de restauración:** el método *droop* clásico precisa un control de restauración que garantice los valores nominales de amplitud y tensión en la microrred. Así, los controles de restauración propuestos se basan en integradores que precisan de comunicaciones con los convertidores de potencia. Cabe recordar que esta tarea de control se enmarca dentro del nivel de gestión del control jerárquico centralizado de microrredes (capítulo 3, apartado 3.3.1). Se pretende proponer soluciones en este control para conseguir reducir el ancho de banda de estas comunicaciones de manera que se obtenga un sistema más económico y fiable. A su vez, se propone ahondar en el desarrollo de un buen diseño del control de restauración que garantice la estabilidad del sistema y una buena calidad de la tensión en la microrred en todo momento dada la inexistencia de bibliografía al respecto.
- **Mejora de la estimación de la impedancia de línea:** la estimación de la impedancia de línea se realiza a través de medidas en el PCC (figura 4.9). En este sentido, se han propuesto diversas soluciones para la misma (apartado 4.3.4). Sin embargo, estas soluciones no tienen en cuenta la impedancia existente entre este punto y las cargas. La consideración de dicha impedancia mejora la precisión del reparto de potencias (4.2) y (4.3) y, más aún, de la potencia Q (4.3).

Teniendo en cuenta lo anterior, la presente tesis aporta varias contribuciones a estas cuestiones [163]. Por un lado, propone un diseño de la impedancia ficticia que asegura un buen comportamiento de una microrred experimental en todo su rango de carga (capítulo 5) [163]. A su vez, presenta un control de restauración que minimiza el ancho de banda de las comunicaciones necesarias y recupera los valores de frecuencia y tensión sin oscilaciones (capítulo 6) [163]. Por otro lado, esta tesis no contempla el desarrollo de nuevos sistemas de estimación de la impedancia de línea. Sin embargo, proporciona un análisis de la influencia de esta impedancia en los controles propuestos estudiando el comportamiento de la microrred para distintos valores de la misma (capítulo 6). En este sentido, se detectan los puntos del control más sensibles a esta impedancia para poder ser considerados en el diseño del mismo.

4.6 Conclusiones

La conexión en paralelo de varios convertidores de potencia ofrece una serie de ventajas tales como mayor eficiencia, fiabilidad y modularidad frente a la utilización de un único convertidor de mayor potencia. Las diferencias de tensiones entre los convertidores de potencia, provocadas por impedancias de línea, tolerancias de los equipos, etc., pueden crear corrientes circulantes entre los convertidores. Estas corrientes deben ser controladas con el fin de proteger a los convertidores ya que éstas pueden llegar a ser dañinas para los equipos, sobre todo en casos de poca carga. Entre los controles propuestos, cabe destacar los métodos *droop* ya que no precisan de comunicaciones entre los convertidores y aseguran un buen reparto de la potencia activa y reactiva entre ellos.

Por otro lado, los métodos *droop* se basan en considerar una impedancia inductiva entre los convertidores y la red a la que se conectan. En función del carácter de esta impedancia, las características *droop* cambian (tabla 4.1) por lo que el estudio de este parámetro es fundamental. Por otro lado, los métodos *droop* presentan algunas desventajas tales como el compromiso existente entre la regulación y el reparto de las potencias, la influencia de la impedancia del sistema, etc. Sin embargo, varios trabajos presentes en la literatura han propuesto diferentes soluciones para abordar estas problemáticas y mejorar el comportamiento del método *droop* original (tabla 4.3). Entre las distintas propuestas aportadas, conviene destacar la incorporación de una impedancia ficticia a fin de garantizar un comportamiento inductivo de la impedancia de salida de los convertidores. A su vez, existe otra variación que consiste en la incorporación de un control de restauración para evitar el compromiso entre la regulación y el reparto de carga.

Con el objeto de validar esta técnica, se ha implementado el control *droop* y se ha comprobado el buen funcionamiento del mismo. En concreto, se ha implementado en varios MCs, topología que suscita un gran interés en la comunidad científica por sus ventajas tales como ausencia de elementos reactivos de gran tamaño. A su vez, se ha propuesto un control de restauración que reduce los errores de tensión y frecuencia inherentes al método *droop*. De este modo, se ha desarrollado un nuevo esquema formado por un mayor número de MCs para verificar el buen funcionamiento del control propuesto.

A pesar de las múltiples variaciones del método *droop* existentes en la literatura, este método aún presenta ciertos puntos débiles que conviene abordar. Por un lado, es necesario investigar en el diseño de la impedancia ficticia que asegure un comportamiento estable y mejorado del sistema. A su vez, no existe bibliografía que trate el diseño del control de restauración a fin de garantizar una restauración estable con una buena calidad de la tensión en la microrred en todo momento. Por último, es interesante investigar sobre las variaciones que minimicen o incluso cancelen el efecto de la impedancia de línea en el control *droop*. Estos últimos puntos serán abordados en los siguientes capítulos.

Parte III

Mejora del método *droop* y del control secundario de microrredes

Capítulo 5

Método *droop* mejorado: diseño de la impedancia ficticia

5.1 Introducción

El método *droop* está basado en el carácter inductivo de las impedancias existentes entre los convertidores y la red [164]. Cuando esto no está garantizado, el régimen transitorio y la estabilidad del método *droop* se ven afectados debido al acoplamiento entre las potencias activa y reactiva [161]. Sin embargo, tal y como se ha comentado en el capítulo 4, se puede añadir una impedancia ficticia al lazo de control que asegure este carácter inductivo a la salida de los convertidores de potencia [165]. Gran cantidad de publicaciones han desarrollado este concepto [125, 140, 141, 162, 166–168], obteniendo otras ventajas en términos de estabilidad, respuesta dinámica, etc.

Por otro lado, un buen diseño de la impedancia ficticia es esencial para garantizar un comportamiento estable con una tensión de buena calidad en la microrred. Sin embargo, los trabajos citados no abordan esta línea de actuación. Se pueden encontrar algunos diseños en [125, 143, 161] pero estas propuestas tan solo consideran el esquema de control de la microrred, despreciando el esquema eléctrico de la misma. La importancia de considerar el esquema eléctrico radica en que elementos tales como impedancia de línea, transformadores de acoplamiento, etc.

modifican sustancialmente el comportamiento de la impedancia de salida de los convertidores de potencia. En [162], se presenta un diseño de la impedancia ficticia basado en modelos de pequeña señal que también incluye el esquema eléctrico de la microrred controlada. Sin embargo, este trabajo no considera el comportamiento de la microrred frente a saltos de carga, que son frecuentes en el funcionamiento de la microrred, ni el caso de mínima carga. En este sentido, si la impedancia de carga se diseña considerando el punto de mínima carga, la estabilidad de la microrred puede ser garantizada para todo su rango de carga.

Este capítulo presenta el diseño de la impedancia ficticia propuesto con el objeto de mejorar las carencias antes citadas [163]. Este diseño tiene en cuenta ambos esquemas eléctrico y de control de una microrred y considera el punto de operación de mínima carga. Gracias a este diseño, se consigue un comportamiento estable y una tensión de buena calidad en una microrred experimental para todo su rango de carga. Esta microrred experimental corresponde a la microrred situada en las instalaciones del centro tecnológico TECNALIA, cuya configuración se describirá en primer lugar. A su vez, el diseño de la impedancia ficticia estará basado en un modelo lineal de los esquemas eléctrico y de control de la microrred. Además, este capítulo proporcionará los resultados experimentales obtenidos que avalarán la validez del diseño realizado.

5.2 Arquitectura de la microrred experimental: microrred de TECNALIA

5.2.1 Contexto

El grupo APERT, en el que se ha realizado esta tesis, lleva a cabo diversos proyectos de investigación colaborando con distintas entidades, entre las cuales se encuentra TECNALIA, con el que el grupo APERT tiene un acuerdo estable de colaboración desde hace 9 años. La línea de investigación sobre microrredes eléctricas se enmarca en este acuerdo, disponiendo de las instalaciones que tiene TECNALIA en el parque tecnológico de Bizkaia, en Derio. Una de estas instalaciones es una microrred formada por diversos elementos descritos en la siguiente sección.

5.2.2 Microrred en TECNALIA

La microrred de TECNALIA está formada por diversos DGs, SSs y cargas (tabla 5.1) representados en la figura 5.1. Los DGs son los siguientes:

- **Generadores diesel:** la microrred consta de dos generadores diesel de 55 kW controlados por convertidores de potencia AC/DC/AC. Estos generadores constan de un sistema de control conectado a una red *Ethernet* para el encendido y apagado de los mismos de forma remota.
- **Aerogenerador:** un aerogenerador *INCLIN NEO 6000* de 6 kW.
- **Microturbina:** esta microturbina es un modelo *MAGNETEK EG-50* de 50 kW.
- **Paneles fotovoltaicos:** hay varios paneles fotovoltaicos monofásicos de 0.6 kW y 1.6 kW y trifásicos de 3.6 kW.

Por otro lado, existen varios SSs (tabla 5.1):

- **Banco de baterías monofásico:** un banco de 1080 Ah y 24 V y acoplado al configurador de la microrred a través de un inversor *Xantrex* modelo *SW 3024*.
- **Banco de baterías trifásico:** un banco de 1925 Ah y 48 V y acoplado al configurador de la microrred a través de un inversor *Xantrex* modelo *SW 3048*.
- **Banco de ultracapacidades:** con una capacidad de 4500 F, potencia de 5kW y energía de 360 kJ.
- **Volante de inercia:** de la marca Caterpillar y 250 kVA.

A su vez, existen varios tipos de carga (tabla 5.1):

- **Cargas activas trifásicas:** una carga modelo *AVTRON K595* de 150 kW y otra modelo *AVTRON Millenium* de 50 kW (figura 5.2(a)).
- **Dos cargas reactivas trifásicas:** modelo *AVTRON K596* de 36 kVA (figura 5.2(b)).
- **Dos bancos de carga capacitivos:** de 157 kVA.
- **Carga DC programable:** con tres modos de programación (resistencia constante, corriente constante y potencia constante) y de 1.5 kW.

Por otro lado, la microrred dispone, también, de otros elementos, los cuales se resumen a continuación (tabla 5.1):

Tabla 5.1. Elementos de la microrred de TECNALIA.

Elemento	Modelo	Características	Descripción
Generadores diesel	Motor diesel <i>John Deere</i> y un generador síncrono trifásico <i>Bornay INCLIN NEO 6000</i>	2 x 55 kW/ 63 kVA, 400V, 50 Hz	Cada generador consta de un convertidor AC/DC/AC y un transformador.
Aerogenerador	<i>MAGNETEK EG-50</i>	6 kW	
Microturbina	UF42 (de estructura amorfa)	50 kW, hasta 60000 r.p.m, 380 Vac	Incluye un convertidor AC/AC.
Paneles fotovoltaicos	BP SX 150 S (de estructura multicristalina)	0.6 kW, 1.6 kW	Monofásico.
Banco de baterías	i.n.d.	3.6 kW	Trifásico.
Banco de ultracapacidades	Diseñado por EPRI	Plomo ácido, 1080 AH, 24 V	Incluye inversor monofásico <i>Xantrex</i> modelo <i>SW 3024</i> .
Volante de inercia	PEAC Corporation	Plomo ácido, 1925 Ah, 48 V	Incluye inversor trifásico <i>Xantrex</i> modelo <i>SW 3048</i> .
Carga activa	<i>Caterpillar AVTRON K595</i>	48 V, 4500 F, 5 kW, 360 kJ	
Carga reactiva	<i>AVTRON Millennium AVTRON K596</i>	250 kVA	Trifásica.
Carga capacitiva	Diseño no comercial	150 kW	Trifásica.
Carga DC	i.n.d.	50 kW	Trifásica.
programable		2 x 36 kVA	Trifásica.
Simulador de impedancia de línea		157 kVA	
Simulador de red	Diseño no comercial	1.5 kW	Trifásico.
Armario configurador	<i>Pacific modelo 3060-MS</i>	62.5 kVA, 50 kW, 228/132 V	Incluye un controlador programable (UPC32).
Plataforma de pruebas para el vehículo eléctrico	Diseño no comercial	3 embarrados trifásicos	Sistema SCADA para su configuración. Inversor bidireccional, baterías, analizador de red, watímetro.

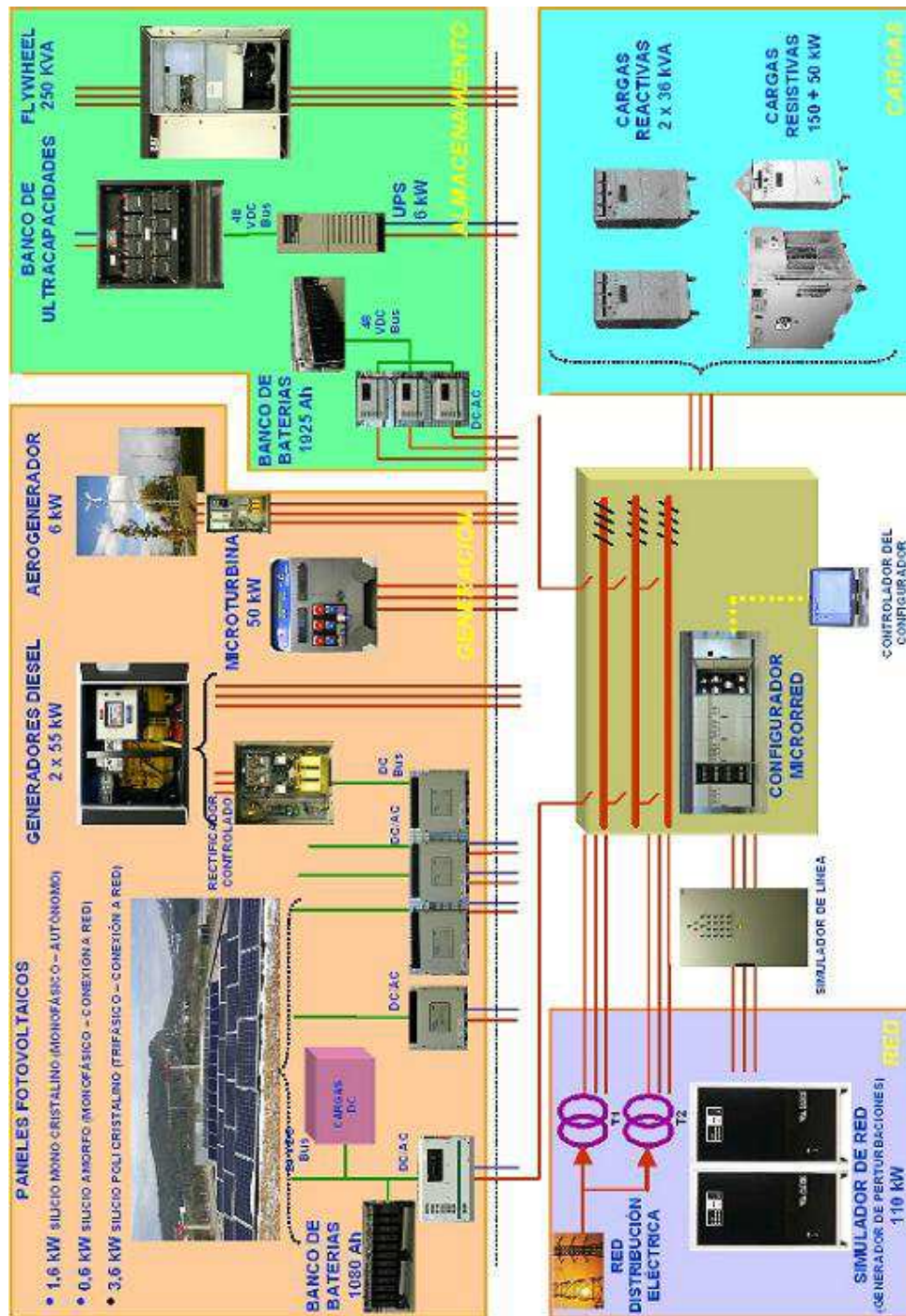


Figura 5.1. Esquema de la microrred de TECNALIA.



(a) Cargas AVTRON Millennium. (b) Cargas reactivas AVTRON K595.

Figura 5.2. Cargas activa y reactiva de la microrred en TECNALIA.



Figura 5.3: Armarios de control de los generadores diesel y el configurador de la microrred de TECNALIA.

- **Simulador de impedancia de línea:** para emular largas distancias entre los componentes que formen la microrred.
- **Simulador de red:** compuesto por tres fuentes de tensión trifásica de la marca *Pacific* modelo 3060-MS. Este simulador tiene una potencia de 62.5 kVA/50 kW, tensión trifásica 228/132 de hasta 500 Hz y un controlador programable (UPC32) para simular transitorios de tensión y frecuencia, armónicos, programar una impedancia de salida, etc.
- **Armario configurador:** consta de tres embarrados trifásicos con neutro, contactores de 4 polos y sistema SCADA para su configuración de manera local y remota.
- **Plataforma de pruebas para el vehículo eléctrico:** incluye varios algoritmos para el desarrollo y simulación de vehículos eléctricos conectados a la red eléctrica, basado en un inversor bidireccional *Xantrex* de 4 kW, baterías de 2.64 kWh, un analizador de red, un watímetro y comunicaciones PLC/GPRS.

Dentro de estos recursos, se han utilizado los dos generadores diesel junto con el banco de cargas activas modelo *AVTRON Millennium* (figura 5.2(a)) y el banco de cargas reactivas (figura 5.2(b)), todos conectados al configurador de la microrred, en la presente tesis para validar los controles propuestos. Cada generador diesel está conectado a un armario donde se encuentra un convertidor de potencia que adapta los niveles de tensión obtenidos en el generador diesel a los valores nominales de la microrred (figura 5.3). A su vez, cada convertidor de potencia consta de dos etapas con un bus DC intermedio con su placa de control correspondiente. Además, cada convertidor de potencia está conectado a un filtro LCL para obtener tensiones senoidales a partir de las tensiones moduladas de la salida de los convertidores. Los filtros LCL están conectados a un transformador triángulo-estrella que sirve de aislamiento galvánico entre los convertidores de potencia y la microrred. El esquema eléctrico general de la microrred diseñada se muestra en la figura 5.4.

Tal y como se ha comentado, es necesario un buen diseño de la impedancia ficticia con el objetivo de garantizar la estabilidad y el buen comportamiento de la microrred. En esta tesis, se ha llevado a cabo este diseño a partir de un modelo lineal de los esquemas eléctrico y de control de la microrred estudiada (sección 5.4). A continuación se detalla el modelo equivalente de esta microrred para poder implementar el modelo linealizado del sistema completo.

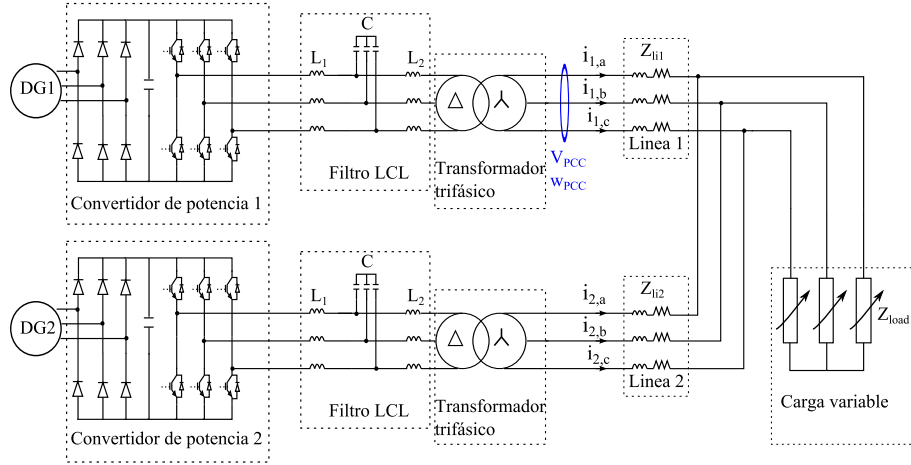


Figura 5.4. Esquema eléctrico de la microrred estudiada.

5.3 Modelo lineal de la microrred

5.3.1 Modelo del esquema eléctrico

El circuito equivalente de la microrred de la figura 5.4 puede verse en la figura 5.5. En este circuito, cada conjunto formado por un DG, convertidor de potencia y filtro LCL se ha modelado como fuente de tensión controlable e independiente. Esta consideración es válida ya que los convertidores de potencia tienen una flexibilidad de control alta, siendo la tensión a la salida del filtro totalmente controlable [143, 162]. A su vez, la inductancia $L_{abc,ij}$ corresponde a la segunda inductancia del filtro LCL pero referida al secundario del transformador. Para ello, es necesario tener en cuenta la siguiente equivalencia:

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} = a, \quad (5.1)$$

$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{i_s}{i_p}, \quad (5.2)$$

resultando

$$Z_s = \frac{Z_p}{a^2}, \quad (5.3)$$

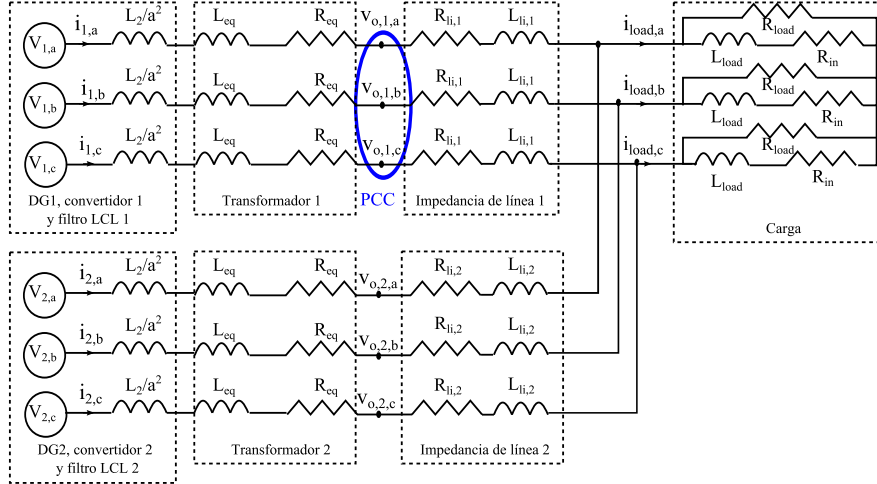


Figura 5.5. Circuito equivalente de la microrred analizada.

siendo V_p y V_s , i_p y i_s y Z_p y Z_s las tensiones y corrientes nominales e impedancias en los devanados primario y secundario, respectivamente.

Por otro lado, el circuito equivalente de un transformador monofásico puede observarse en la figura 5.6(a). En este caso, dicho circuito se ha referido al secundario, es decir, los parámetros son vistos como si estuvieran concentrados en los bornes del devanado secundario. Los parámetros L_m y R_m representan a la rama de magnetización o rama *shunt*, y representa las pérdidas existentes debido a la necesidad de excitación del transformador. Los parámetros L_{eq} y R_{eq} componen la denominada rama serie o impedancia propia del transformador. Ésta consta de un elemento inductivo que representa la presencia de flujos de fuga y un elemento resistivo relacionado con las pérdidas en los devanados (pérdidas en el cobre).

Los valores de estos parámetros (L_m , R_m , L_{eq} y R_{eq}) pueden obtenerse mediante los ensayos de vacío y de cortocircuito del transformador. Por un lado, el primero de los ensayos se utiliza para obtener los valores de la rama de magnetización (L_m y R_m). Este ensayo consiste en la medición de tensión, corriente y potencia en un lado del transformador, mientras el otro se deja en vacío. Al estar en vacío un lado del transformador, la corriente por la rama serie es nula, por lo que la corriente y potencia indicadas solo corresponden a la consumida por la rama de magnetización. Por otro lado, el segundo ensayo se utiliza para determinar

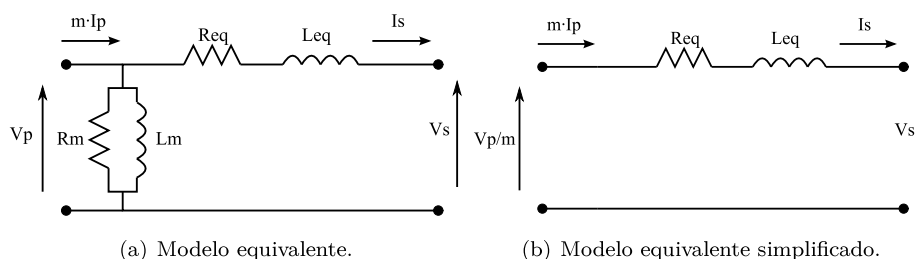


Figura 5.6: Modelos equivalentes del transformador monofásico referidos al secundario.

la impedancia de la rama serie del transformador. En este caso, se miden las tensiones, corrientes y potencias en un lado del transformador, mientras el otro se cortocircuita. La tensión de alimentación se va incrementando hasta que la corriente medida corresponda a la corriente nominal. Así, la corriente circula principalmente por la rama serie por lo que la corriente por la rama *shunt* se desprecia [169].

En la presente tesis se han llevado a cabo ambos ensayos para obtener los valores del circuito equivalente de los transformadores presentes en la microrred estudiada. Los resultados obtenidos para el ensayo en cortocircuito se muestran en la tabla 5.2. Al tratarse de devanados en las tres fases iguales y despreciarse las corrientes de vacío, las tres corrientes en las tres fases son muy similares (tabla 5.2). Por otro lado, se observa un gran desequilibrio entre las corrientes en los resultados de las medidas obtenidas a través del ensayo en vacío (tabla 5.3). Este desequilibrio se debe a la asimetría del núcleo, resultando que las tres corrientes totales de vacío son distintas para las tres fases. De estas consideraciones se deduce que la potencia que absorbe el transformador en vacío es distinta para cada fase. Por lo tanto, en el cálculo de los valores de la rama de magnetización se tienen en cuenta los valores medios de las corrientes activa y reactiva así como de las potencias activas y reactivas.

Una vez realizados ambos ensayos, se pueden calcular los valores del circuito equivalente de cada transformador. En este caso, se tratan de dos transformadores de iguales características, por lo que los resultados obtenidos para un transformador se han extrapolado para el otro. A su vez, se ha realizado una media de las medidas obtenidas en cada fase para compensar posibles errores de precisión en las mismas. La influencia de la temperatura en las medidas realizadas, así como posibles asimetrías en las impedancias de línea se han despreciado y se ha obtenido un valor medio de cada parámetro para cada una de las tres fases del

Tabla 5.2: Medidas y resultados obtenidas en el ensayo en cortocircuito del transformador trifásico.

Fase	I_{rms} (A)	$V_{cc,rms}$ (V)	P (W)	Q (VA _r)	R_{eq} (Ω) (V_{cc}^2/P)	L_{eq} (mH) ($V_{cc}^2/(2\pi fQ)$)
A	74.54	4.42	285	330	0.07	0.19
B	74.02	4.33	281	321	0.07	0.18
C	74.35	4.38	288	326	0.07	0.19
Media	74.30	4.38	284.67	325.67	0.07	0.19

Tabla 5.3: Medidas y resultados obtenidos en el ensayo en vacío del transformador trifásico.

Fase	I_{rms} (A)	$V_{ca,rms}$ (V)	P (W)	Q (VA _r)	R_m (Ω) (V_{ca}^2/P)	L_m (mH) ($V_{ca}^2/(2\pi fQ)$)
A	2.64	230	20	600	480.81	280.64
B	1.74	230	140	320	377.86	526.21
C	2.88	230	300	560	176.33	300.69
Media	2.42	230	153.33	493.33	345	369.18

transformador. Los parámetros que caracterizan al circuito equivalente de los dos transformadores (figura 5.6(a), parámetros L_m , R_m , L_{eq} y R_{eq}) se muestran en las tablas 5.2 y 5.3. Sin embargo, cabe destacar que, a menudo, se desprecia la rama *shunt* ya que tiene un valor de impedancia muy grande y, por lo tanto, la corriente que la atraviesa es despreciable [169]. Considerando esta característica, se obtiene un modelo equivalente simplificado del transformador en el cual sólo se tiene en cuenta la impedancia serie (figura 5.6(b)). En la presente tesis, se ha considerado este modelo reducido como circuito equivalente de los transformadores conectados en la microrred estudiada.

Una vez obtenidos los valores del circuito equivalente completo de la microrred, se puede describir el comportamiento del esquema eléctrico de la microrred mediante ecuaciones eléctricas en el marco $d-q$. Gracias al uso de este marco de referencia, y siempre y cuando se considere que el sistema está equilibrado, el sistema trifásico queda representado en dos componentes:

$$\frac{di_{i,d}}{dt} = \frac{-R_{eq}}{L_2 + L_{eq}} \cdot i_{i,d} + \frac{1}{L_2 + L_{eq}} \cdot (v_{i,d} - v_{o,i,d}) + \omega_{sc} \cdot i_{i,q}, \quad (5.4)$$

$$\frac{di_{i,q}}{dt} = \frac{-R_{eq}}{L_{2i} + L_{eqi}} \cdot i_{i,q} + \frac{1}{L_2 + L_{eq}} \cdot (v_{i,d} - v_{o,i,d}) - \omega_{sc} \cdot i_{i,d}, \quad (5.5)$$

$$\begin{aligned} \frac{dv_{o,i,d}}{dt} = & A_1 \cdot i_{i,d} - A_2 \cdot i_{i',d} - A_3 \cdot v_{o,i,d} - A_4 \cdot v_{o,i',d} + A_5 \cdot v_{i,d} + \\ & + A_4 \cdot v_{i',d} + \omega_{sc} \cdot v_{o,i,q}, \end{aligned} \quad (5.6)$$

$$\begin{aligned} \frac{dv_{o,i,q}}{dt} = & A_1 \cdot i_{i,q} - A_2 \cdot i_{i',q} - A_3 \cdot v_{o,i,q} - A_4 \cdot v_{o,i',q} + A_5 \cdot v_{i,q} + \\ & + A_4 \cdot v_{i',q} - \omega_{sc} \cdot v_{o,i,d}, \end{aligned} \quad (5.7)$$

donde

$$\begin{aligned} A_1 = & \frac{R_{li,i} \cdot (R_{load} + R_{in}) + R_{load} \cdot R_{in}}{L_{load}} - \frac{R_{eq} \cdot (R_{li,i} + R_{load})}{L_2 + L_{eq}}, \quad (5.8) \\ A_2 = & \frac{R_{eq} \cdot R_{load}}{L_2 + L_{eq}} + \frac{R_{load} \cdot R_{in}}{L_{load}}, \\ A_3 = & \frac{R_{li,i} + R_{load}}{L_2 + L_{eq}} + \frac{R_{load} + R_{in}}{L_{load}}, \\ A_4 = & \frac{R_{load}}{L_2 + L_{eq}}, \\ A_5 = & \frac{R_{li,i} + R_{load}}{L_2 + L_{eq}}, \end{aligned}$$

donde i se refiere a un convertidor, i' se refiere al otro convertidor y ω_{sc} se refiere a la frecuencia de la microrred adaptada a un marco de referencia común. Para el caso presente de dos convertidores, las referencias de tensión para cada convertidor se han adaptado a un marco de referencia $d-q$ común (con el subíndice sc) como sigue (figura 5.7):

$$\theta/2 = \frac{1}{2} \int (\omega_1 - \omega_2), \quad (5.9)$$

$$v_{1,d,sc} = v_{1,d} \cdot \cos(\theta/2) - v_{1,q} \cdot \sin(\theta/2), \quad (5.10)$$

$$v_{1,q,sc} = v_{1,q} \cdot \cos(\theta/2) + v_{1,d} \cdot \sin(\theta/2), \quad (5.11)$$

$$v_{2,d,sc} = v_{2,d} \cdot \cos(\theta/2) + v_{1,q} \cdot \sin(\theta/2), \quad (5.12)$$

$$v_{2,q,sc} = v_{2,q} \cdot \cos(\theta/2) - v_{2,d} \cdot \sin(\theta/2), \quad (5.13)$$

$$w_{sc} = (\omega_1 + \omega_2)/2, \quad (5.14)$$

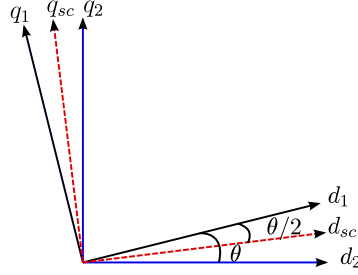


Figura 5.7: Cálculo del marco de referencia común d_{sc} - q_{sc} para el convertidor 1 (d_1 - q_1) y convertidor 2 (d_2 - q_2).

donde θ es la diferencia de ángulo entre ambos marcos de referencia d - q . Estas expresiones se pueden simplificar considerando pequeñas desviaciones de frecuencia ($\cos(\theta) \approx 1$ y $\sin(\theta) \approx \theta$) de la siguiente manera:

$$v_{1,d,sc} = v_{1,d} - v_{1,q} \cdot \theta/2, \quad (5.15)$$

$$v_{1,q,sc} = v_{1,q} + v_{1,d} \cdot \theta/2, \quad (5.16)$$

$$v_{2,d,sc} = v_{2,d} + v_{1,q} \cdot \theta/2, \quad (5.17)$$

$$v_{2,q,sc} = v_{2,q} - v_{2,d} \cdot \theta/2. \quad (5.18)$$

Por otro lado, una variable importante para medir la estabilidad del sistema es la corriente que fluye de un convertidor al otro. Esta corriente debe ser minimizada con el objetivo de conseguir un comportamiento estable y suave de la microrred. Considerando el esquema eléctrico de la microrred en estudio (figura 5.4) esta corriente se define de la siguiente manera:

$$i_{circ,d,q} = \frac{i_{1,d,q} - i_{2,d,q}}{2}. \quad (5.19)$$

En (5.4)-(5.7) se observa que los términos que describen las cargas (R_{load} y L_{load}) aparecen como constantes sin tener en cuenta que los saltos de carga son frecuentes en la microrredes. Si estas constantes se toman como variables, se puede estudiar el comportamiento de la corriente circulante para diferentes valores de carga y diseñar, así, una impedancia ficticia que consiga minimizar esta corriente circulante. Estas ecuaciones pueden ser linealizadas y conseguir, así, las funciones

de transferencia que caractericen el comportamiento del sistema (el proceso de linealización se detallará en la sección 5.3.3). A su vez, esta corriente circulante también depende del esquema de control por lo que es necesario tenerlo en cuenta durante su diseño. El esquema de control realizado en la presente tesis se detalla a continuación.

5.3.2 Modelo del esquema de control

5.3.2.1 Control *droop* en el marco d - q

Tal y como se ha comentado, el método *droop* está basado en el comportamiento de los generadores síncronos cuya impedancia de salida se considera inductiva en la mayoría de los casos [5, 141]. Este comportamiento se puede reproducir en los convertidores de potencia de manera artificial añadiendo a cada uno de ellos las características *droop* (capítulo 4, expresiones (4.6) y (4.7)). En esta tesis, estas ecuaciones se han considerado en el marco de referencia d - q como sigue [170]:

$$\omega_{droop,i,d,q} = \omega_{droop,i}, \quad (5.20)$$

$$v_{droop,i,d} = v_{nom,d} - m_{q,i} \cdot (Q_i - Q_{nom,i}), \quad (5.21)$$

$$v_{droop,i,q} = 0V. \quad (5.22)$$

Gracias a esta transformación al marco d - q , el número de variables a controlar se reduce de tres a dos, simplificando la implementación del control. Esta simplificación es válida siempre y cuando el sistema esté equilibrado.

5.3.2.2 Impedancia ficticia en el marco d - q

Tal y como se ha detallado anteriormente, algunos trabajos proponen añadir una impedancia ficticia a fin de asegurar un comportamiento inductivo entre los convertidores de potencia y la red [139]. Esta impedancia ficticia se caracteriza por un comportamiento inductivo para los componentes de baja frecuencia y un comportamiento resistivo para los componentes de alta frecuencia. Gracias a esta característica, no empeora el THD y se asegura un reparto de los componentes de baja y alta frecuencia. Para añadir este comportamiento al control *droop* esta tesis caracteriza la caída de tensión en la impedancia ficticia como sigue (figura 5.8, bloque Z_{fic}) [170]:

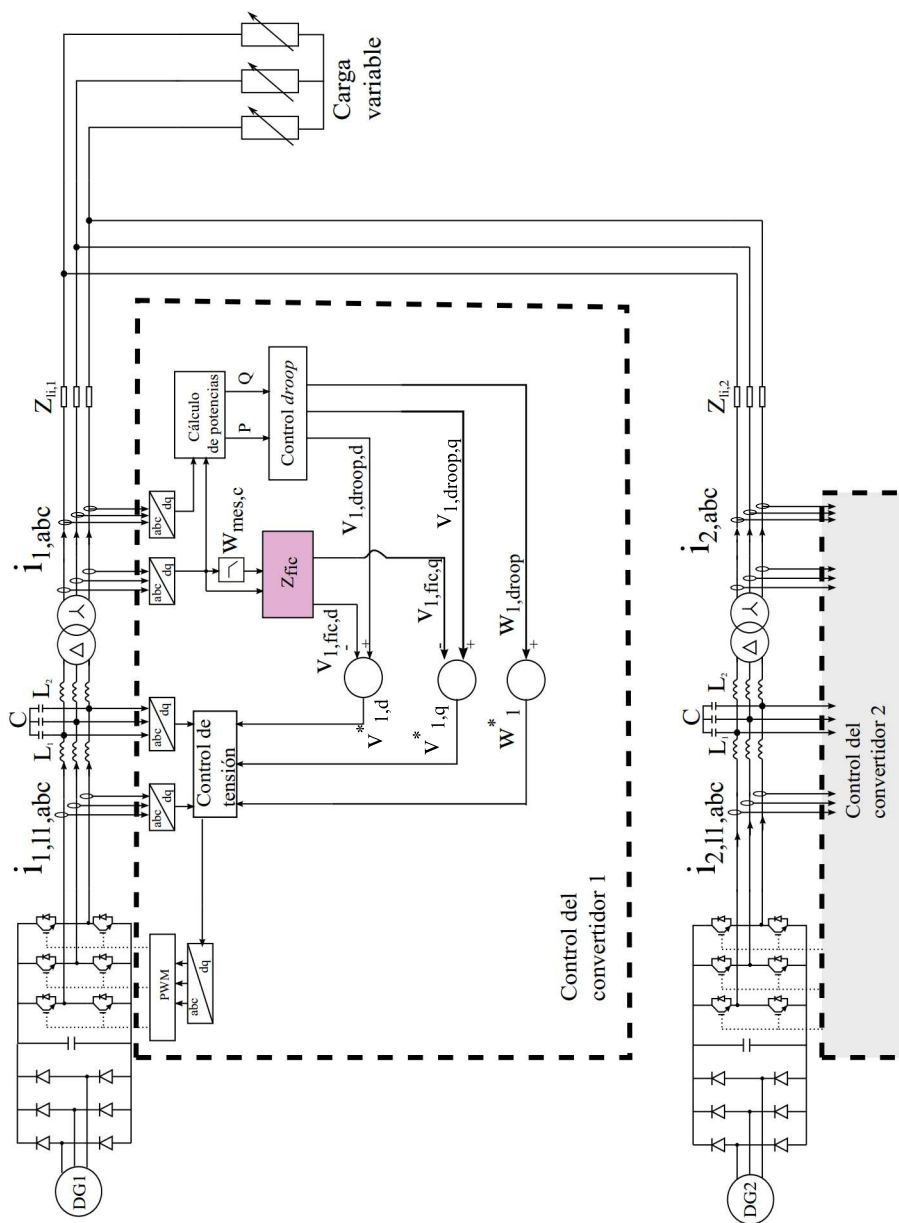


Figura 5.8. Esquema del control droop con la impedancia ficticia.

$$v_{fic,i,d} = -i_{fil,i,q} \cdot X_{fic,i} + (i_{mes,i,d} - i_{fil,i,d}) \cdot R_{fic,i}, \quad (5.23)$$

$$v_{fic,i,q} = i_{fil,i,d} \cdot X_{fic,i} + (i_{mes,i,q} - i_{fil,i,q}) \cdot R_{fic,i}, \quad (5.24)$$

donde $i_{mes,i,d,q}$ y $i_{fil,i,d,q}$ son las corrientes medida y filtrada de salida del convertidor i , respectivamente. Por lo tanto, la resta $i_{mes,i,d,q} - i_{fil,i,d,q}$ comprende las componentes desequilibrados y de alta frecuencia de $i_{mes,i,d,q}$. Así, se utiliza la misma resistencia para todos las componentes desequilibrados y de alta frecuencia (5.23)-(5.24), obteniendo una solución más sencilla desde el punto de vista computacional. Para obtener $i_{mes,i,d,q}$, se miden las corrientes trifásicas de salida de los convertidores (figura 5.4, $i_{1,2,abc}$) y se transforman por medio de las transformadas de *Clarke* y *Park* (Anexo A). Tras estas transformaciones, se obtiene $i_{fil,i,d,q}$ mediante un filtro de primer orden [170]:

$$i_{fil,i,d,q} = \frac{\omega_{mes,c}}{s + \omega_{mes,c}} \cdot i_{mes,i,d,q}, \quad (5.25)$$

donde $\omega_{mes,c}$ es la frecuencia de corte del filtro.

Por otro lado, los valores de $R_{fic,i}$ y $X_{fic,i}$ se deben seleccionar de manera adecuada para garantizar, así, una mejora del comportamiento del control *droop*. Algunos trabajos abordan este diseño [143, 161, 162] pero no consideran la estabilidad de la microrred para todo su rango de cargas activa y reactiva. En esta tesis, se presenta un diseño de esta impedancia que asegura la estabilidad y el comportamiento adecuado de la microrred para todo su rango de carga. Este diseño se basa en el análisis de un modelo lineal de la microrred que comprende ambos esquemas eléctrico y de control. Este modelo lineal se describe a continuación.

5.3.3 Modelo lineal del sistema completo

El proceso llevado a cabo para la obtención del modelo lineal completo se muestra en la figura 5.9. En primer lugar, se consideran el modelo del esquema eléctrico y el esquema de control descrito anteriormente de la microrred estudiada (figura 5.9, paso ①). Ambos esquemas se implementan en un fichero *Simulink* de la herramienta de simulación *Matlab-Simulink* (figura 5.9, paso ②).

Tras estos pasos iniciales, se obtiene un modelo lineal de ambos esquemas mediante la herramienta de análisis lineal del programa *Matlab-Simulink* (figura 5.9,

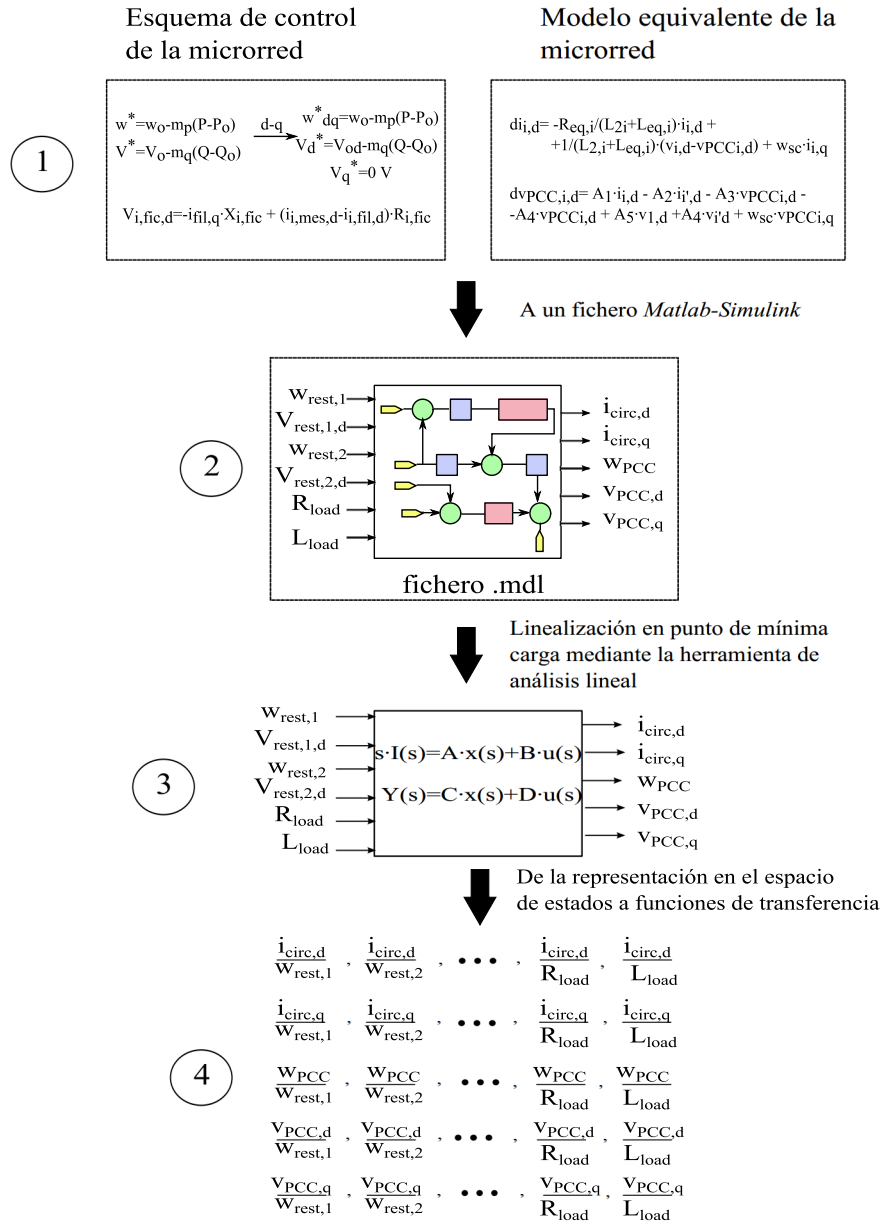


Figura 5.9. Pasos para la obtención del modelo lineal de la microrred estudiada.

Tabla 5.4. Parámetros del circuito equivalente.

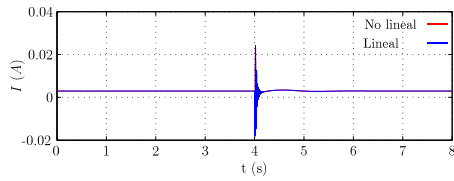
DG, Carga		Transformador		Línea	
$ v_{a,b,c} $	230 V_{rms}	a	$(\sqrt{3} \cdot 251)/400$	$R_{li,1}$	0.1 Ω
R_{load}	34.8 Ω	$R_{eq,1,2}$	0.07 Ω	$L_{li,1,2}$	0.1 mH
L_{load}	123.2 mH	$L_{eq1,2}$	0.19 mH	$R_{li,2}$	0.2 Ω
R_{in}	3.8 Ω				
$L_{a,b,c,ii}$	0.6 mH				

paso ③). Esta herramienta desarrolla un modelo lineal alrededor de un determinado punto de operación de un fichero *Simulink*. En esta tesis, se ha utilizado la linealización bloque por bloque que trata cada elemento por separado y después combina todos los resultados para formar el modelo lineal completo. Este método ofrece diversas ventajas tales como la posibilidad de realizar análisis en lazo abierto, control de la linealización para cada bloque, etc.

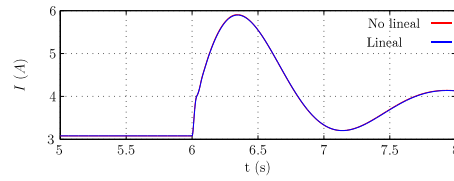
La linealización se realiza alrededor de un punto de operación de mínima carga ya que es en este punto donde la corriente circulante es crítica. Si se considera este punto de operación para el diseño de la impedancia ficticia, se consigue un comportamiento estable y suave de la microrred para todo su rango de carga. En este caso, los valores de R_{load} y L_{load} (tabla 5.4) corresponden a cargas de 1.39 kW y 1.25 kVA, respectivamente, que son las cargas mínimas que pueden ser conectadas a la microrred experimental conectada.

Por otro lado, el modelo lineal se obtiene en la representación del espacio de estados (figura 5.9, paso ③) y se transforma a funciones de transferencia mediante *Matlab* (figura, 5.9, paso ④). Las funciones de transferencia obtenidas comparten los mismos polos, pudiéndose estudiar la estabilidad del sistema con cualquiera de ellas. Además, estas funciones de transferencia también ofrecen la posibilidad de analizar el comportamiento del sistema ante perturbaciones en cualquiera de las entradas. A su vez, cabe resaltar que los parámetros de la microrred se pueden modificar en el mismo fichero *Matlab-Simulink* para comparar, así, los resultados obtenidos con microrredes de diferentes características.

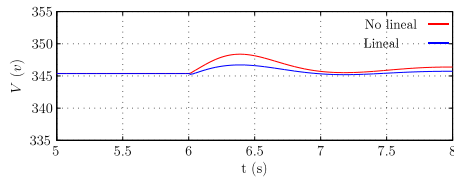
Finalmente, se comparan las respuestas de los sistemas lineal y no lineal ante diferentes perturbaciones con el objetivo de validar el modelo lineal obtenido. Así, se analizan las respuestas de ambos sistemas para perturbaciones en $\omega_{rest,1}$ (figuras 5.10(a)-5.10(d)), $\omega_{rest,2}$ (figuras 5.10(e)-5.10(h)), $V_{rest,1,d}$ (figuras 5.11(a)-5.11(d)), $V_{rest,2,d}$ (figuras 5.11(e)-5.11(h)), R_{load} (figuras 5.12(a)-5.12(d)) y L_{load} (figuras 5.12(e)-5.12(h)). Las respuestas obtenidas son muy similares por lo que se concluye que se ha obtenido un modelo lineal preciso. Una vez validado el modelo lineal, se describe el diseño de la impedancia ficticia llevado a cabo.



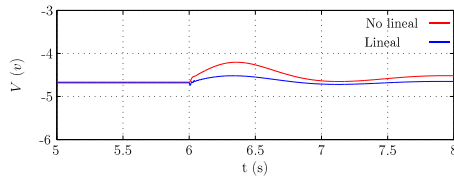
(a) Componente $i_{circ,d}$ con salto en ω_1 .



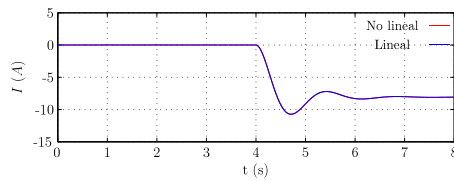
(b) Componente $i_{circ,q}$ con salto en ω_1 .



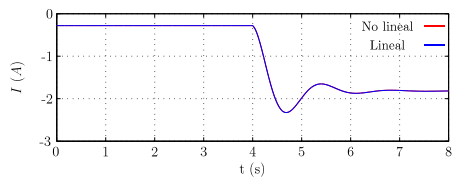
(c) Componente $v_{pcc,d}$ con salto en ω_1 .



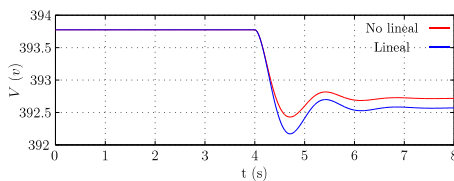
(d) Componente $v_{pcc,q}$ con salto en ω_1 .



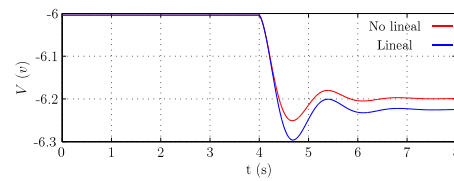
(e) Componente $i_{circ,d}$ con salto en ω_2 .



(f) Componente $i_{circ,q}$ con salto en ω_2 .



(g) Componente $v_{pcc,d}$ con salto en ω_2 .



(h) Componente $v_{pcc,q}$ con salto en ω_2 .

Figura 5.10: Respuestas de los sistemas lineal y no lineal ante perturbaciones de $\omega_{1,2}$ de 1 rad/s.

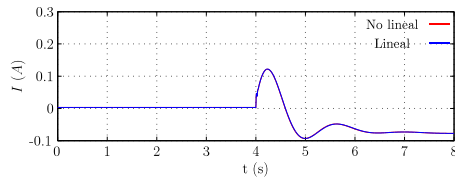
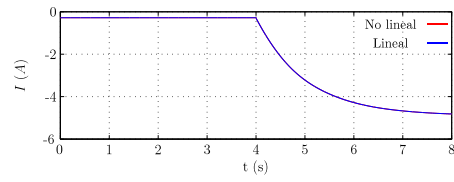
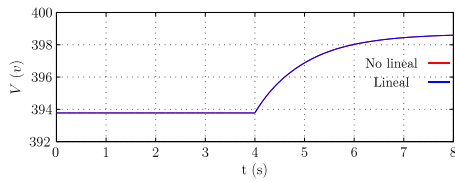
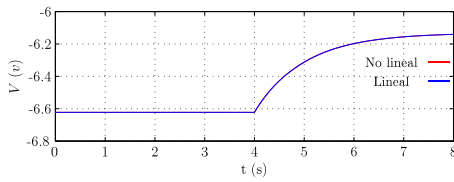
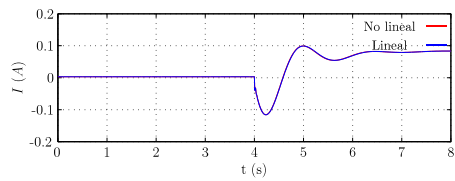
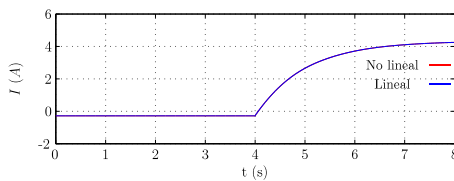
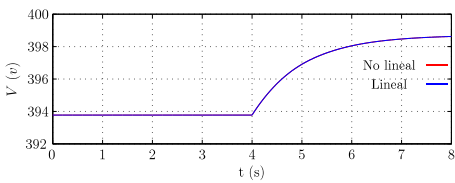
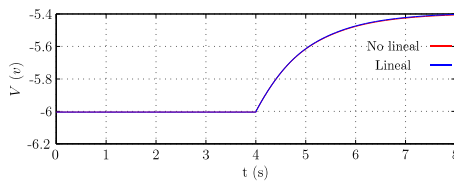
(a) Componente $i_{circ,d}$ con salto en V_1 .(b) Componente $i_{circ,q}$ con salto en V_1 .(c) Componente $v_{pcc,d}$ con salto en V_1 .(d) Componente $v_{pcc,q}$ con salto en V_1 .(e) Componente $i_{circ,d}$ con salto en V_2 .(f) Componente $i_{circ,q}$ con salto en V_2 .(g) Componente $v_{pcc,d}$ con salto en V_2 .(h) Componente $v_{pcc,q}$ con salto en V_2 .

Figura 5.11: Respuestas de los sistemas lineal y no lineal ante perturbaciones en $V_{1,2}$ de 10 V.

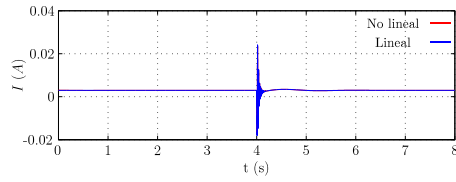
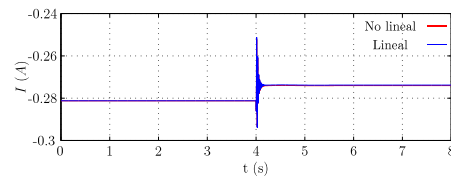
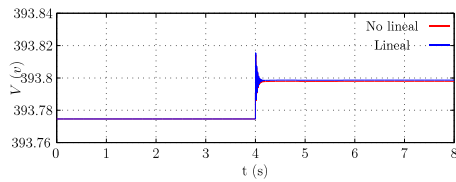
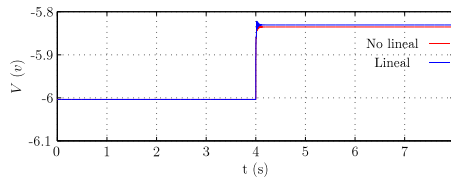
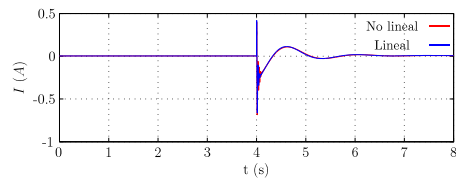
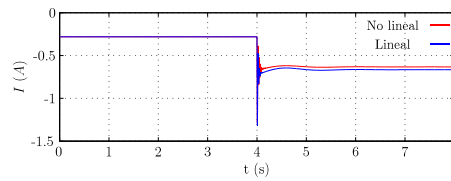
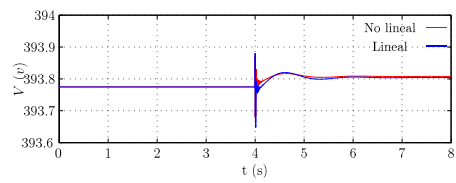
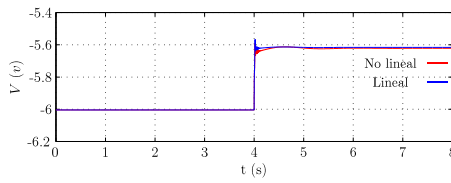
(a) Componente $i_{circ,d}$ con salto en R_{load} .(b) Componente $i_{circ,q}$ con salto en R_{load} .(c) Componente $v_{pcc,d}$ con salto en R_{load} .(d) Componente $v_{pcc,q}$ con salto en R_{load} .(e) Componente $i_{circ,d}$ con salto en L_{load} .(f) Componente $i_{circ,q}$ con salto en L_{load} .(g) Componente $v_{pcc,d}$ con salto en L_{load} .(h) Componente $v_{pcc,q}$ con salto en L_{load} .

Figura 5.12: Respuestas de los sistemas lineal y no lineal ante perturbaciones en R_{load} de 1Ω y L_{load} de 10 mH .

5.4 Diseño del control *droop*

Las características *droop* consideran los valores nominales de las potencias activas y reactivas de cada convertidor así como la tensión y frecuencia nominales de la microrred. Además, las pendientes seleccionadas dependen de las tolerancias de frecuencia (tol_ω) y de tensión (tol_v) requeridas (capítulo 4, expresiones 4.8 y 4.9).

Por otro lado, es importante considerar que la tolerancia de tensión también depende de la impedancia ficticia. Debido a este factor, se ha diseñado un carácter inductivo para las componentes de baja frecuencia de la corriente (5.23)-(5.24). Por lo tanto, esta característica conlleva una caída de tensión dependiente de la potencia reactiva generada, comportamiento idéntico al que se consigue mediante el *droop* de tensión. Así, en esta tesis se ha cancelado la característica *droop* de tensión de manera que tol_v solo dependa de $X_{fic,i}$. Por lo tanto, los límites de la tensión obtenidos considerando tan solo $X_{fic,i}$ se describen como:

$$v_{fic,i,max} = \frac{Q_{max,i}}{V_{nom,d}} \cdot X_{fic,i}, \quad (5.26)$$

$$v_{fic,i,min} = \frac{Q_{min,i}}{V_{nom,d}} \cdot X_{fic,i}. \quad (5.27)$$

Por lo tanto, es necesario cumplir con la siguiente premisa a fin de garantizar tol_v :

$$X_{fic,i} \leq \frac{2 \cdot v_{nom,d}^2 \cdot tol_v}{(Q_{max,i}/3) - (Q_{min,i}/3)}. \quad (5.28)$$

Por otro lado, el control *droop* requiere las medidas de potencias activa y reactiva de cada convertidor (5.20) y (5.22). Estas potencias deben ser debidamente filtradas para eliminar posibles perturbaciones y ruido. En esta tesis, se ha utilizado el siguiente filtro de primer orden que mejora la respuesta dinámica [170] (figura 5.13):

$$F(s) = \frac{1 + \frac{s}{n \cdot \omega_{pot,c}}}{1 + \frac{s}{\omega_{pot,c}}}, \quad (5.29)$$

donde $\omega_{pot,c}$ es la frecuencia de corte del filtro y n es un parámetro que aproxima el comportamiento de este filtro al de uno de primer orden. Finalmente, las características seleccionadas se muestran en la tabla 5.5.

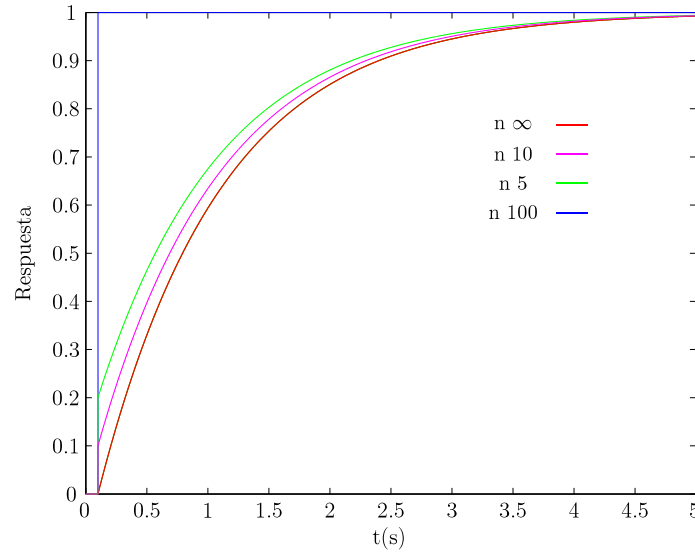
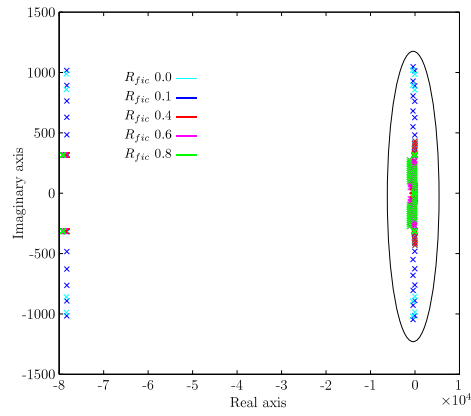


Figura 5.13: Respuesta del filtro (5.29) para diferentes valores de n y una $\omega_{pot,c}$ de 1 rad/s.

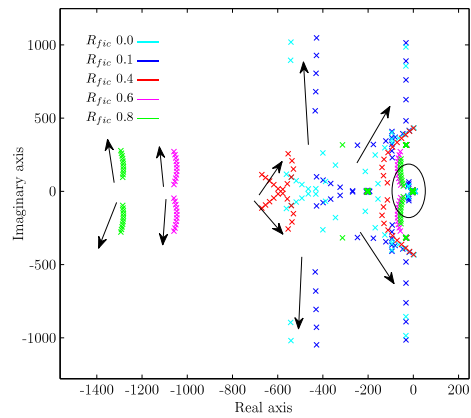
5.4.1 Diseño de la impedancia ficticia

La impedancia ficticia debe garantizar la operación estable y suave de la microrred así como garantizar la tol_v deseada. Esta sección proporciona los detalles del diseño de la impedancia propuesto en la presente tesis que garantiza, a su vez, los requisitos citados. Para ello, se han considerado los siguientes puntos:

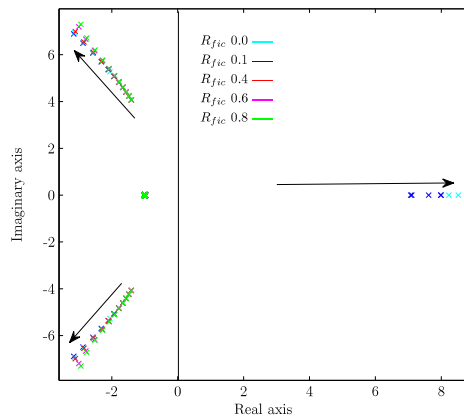
- **Tolerancia de tensión:** considerando (5.28), el valor límite para los valores en la tabla 5.5 es $X_{fic} \leq 0.968 \Omega$.
- **Estabilidad del sistema:** en la figura 5.14(a) se presenta un mapa de los polos de las funciones de transferencia obtenidas. A su vez, en la figura 5.14(b) se presenta un *zoom* de los polos marcados en la figura anterior. Tal



(a) Mapa de polos.



(b) Zoom (A) del mapa de polos.



(c) Zoom (B) del mapa de polos.

Figura 5.14. Mapa de polos para diferentes valores de $R_{fic,1,2}$ y $X_{fic,1,2}$.

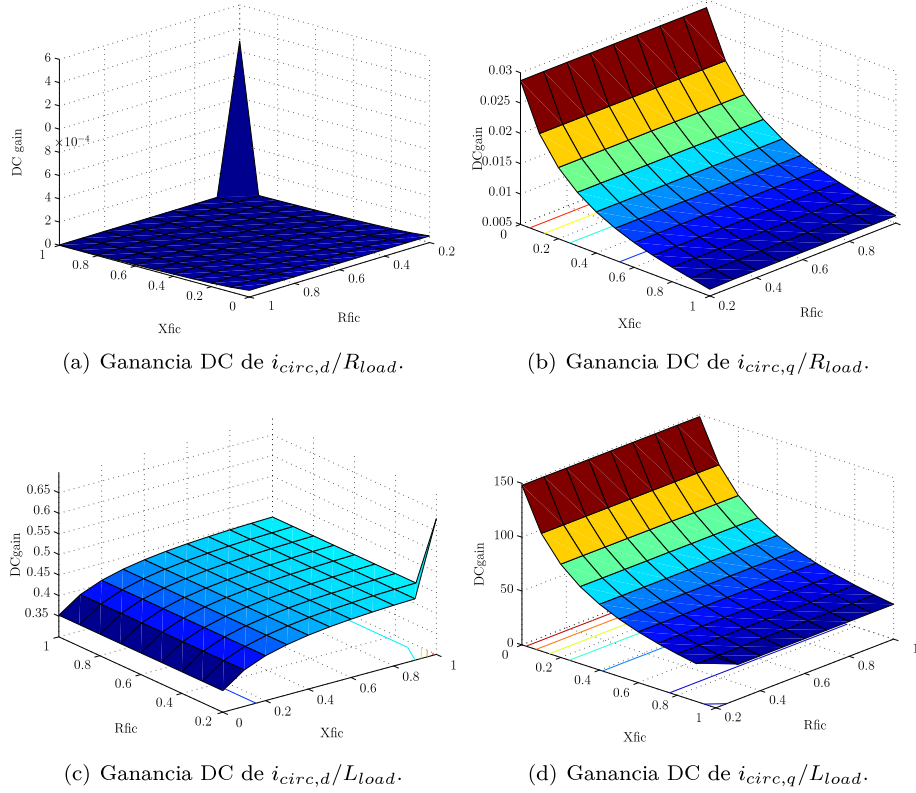


Figura 5.15. Ganancia DC de $i_{circ,d,q}$ para diferentes valores de $R_{fic,1,2}$ y $X_{fic,1,2}$.

y como se observa, los polos se alejan del origen a medida que $R_{fic,1,2}$ incrementa, mejorando la estabilidad del sistema. De la misma manera, la componente imaginaria de los polos aumenta con la relación $X_{fic,1,2}/R_{fic,1,2}$ obteniendo un sistema más oscilante. Además, los polos más próximos al origen (figura 5.14(c)) muestran que el sistema se vuelve inestable para valores altos de la relación $X_{fic,1,2}/R_{fic,1,2}$. En este sentido, el sistema es estable para $R_{fic,1,2} > 0.4 \Omega$ y para todo el rango de valores de $X_{fic,1,2}$. Por lo tanto, el rango de valores seleccionado para la impedancia ficticia es $R_{fic,1,2} > 0.4 \Omega$.

- **Minimización de la corriente circulante:** en las figuras 5.15(a)-5.15(d) se muestra la ganancia DC de las funciones de transferencia que describen

el comportamiento de la corriente circulante ($i_{circ,d}/R_{load}$, $i_{circ,q}/R_{load}$, $i_{circ,d}/L_{load}$ y $i_{circ,q}/L_{load}$) para diferentes valores de la impedancia ficticia. Cabe comentar que los valores de $R_{fic,1,2}$ y $X_{fic,1,2}$ que inestabilizan el sistema se han suprimido de estas figuras ya que no aportan información útil y dificultan la comprensión de las mismas. De este modo, se observa que la ganancia DC decrece significativamente para $X_{fic,1,2} > 0.6 \Omega$ (figuras 5.15(c) y 5.15(d)), lo que conlleva a una corriente circulante considerablemente menor para este rango de valores. Por otro lado, se observa que $R_{fic,1,2}$ no afecta a la ganancia DC de las funciones de transferencia. Por lo tanto, se selecciona el rango $X_{fic,1,2} > 0.6 \Omega$ con el objetivo de minimizar la corriente circulante.

- **Respuesta dinámica de la corriente circulante:** para asegurar una buena dinámica de las corrientes en la carga, se ha estudiado la respuesta dinámica de la corriente circulante ($i_{circ,d}/R_{load}$, $i_{circ,d}/L_{load}$, $i_{circ,q}/R_{load}$ y $i_{circ,q}/L_{load}$) frente a saltos de carga activa y reactiva (figuras 5.16(b)-5.16(c)). En este sentido, se observa que la corriente circulante presenta oscilaciones significativas frente a saltos en la carga reactiva (figuras 5.16(d) y 5.16(c)) en comparación con las pequeñas oscilaciones que surgen debido a saltos de carga activa (figuras 5.16(b) y 5.16(a)). Además, se observa que las oscilaciones de corriente decrecen a medida que se incrementa $R_{fic,1,2}$ (figuras 5.16(b) y 5.16(c)) y que el número de oscilaciones aumenta con $X_{fic,1,2}$. Por lo tanto, se debe maximizar $R_{fic,1,2}$ para, así, suavizar las oscilaciones de corriente y se debe limitar $X_{fic,1,2}$ para evitar gran cantidad de oscilaciones en la misma corriente. Teniendo en cuenta estas últimas consideraciones, se selecciona el rango $X_{fic,1,2} \leq 0.8 \Omega$ y $R_{fic,1,2} \geq 0.6 \Omega$.

Finalmente, considerando todas las restricciones presentadas, esta tesis ha seleccionado una impedancia ficticia $X_{fic,1,2}$ de 0.8Ω y $R_{fic,1,2}$ de 0.6Ω para, así, garantizar un comportamiento estable y sin oscilaciones de la microrred respetando la tol_v deseada. Los parámetros del sistema de control completo se muestran en la tabla 5.5.

5.4.2 Resultados experimentales

El diseño de control *droop* con impedancia ficticia propuesto en la presente tesis se ha implementado en la microrred de TECNALIA con la configuración descrita en el apartado 5.2 (figura 5.17). De este modo, se han obtenido resultados experimentales para poder validar el diseño del control propuesto. El esquema eléctrico de la microrred experimentada (figura 5.4) presenta las características mostradas en la tablas 5.4 y 5.5. Los resultados se han obtenido mediante una unidad de

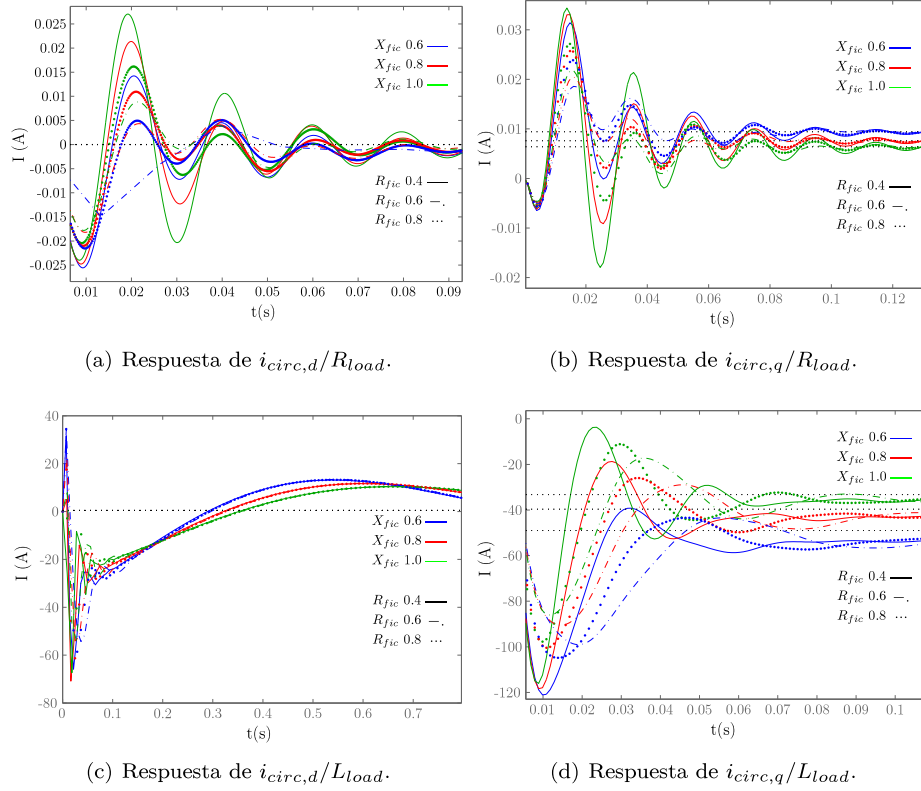


Figura 5.16: Respuestas a escalón de $i_{circ,d,q}$ para diferentes valores de $R_{fic,1,2}$ y $X_{fic,1,2}$.

adquisición de datos de alta velocidad que graba las medidas realizadas en un fichero de datos. Una vez obtenido este fichero de datos, se ha volcado en un PC con el fin de obtener gráficas de los resultados.

Inicialmente, se ha evaluado el comportamiento de la microrred controlada mediante el método *droop* sin impedancia ficticia y en ausencia de carga. El resultado ha sido un comportamiento muy inestable que acciona las protecciones de ambos generadores desconectándolos de la microrred. Tras este ensayo inicial, se ha analizado la actuación de la microrred en vacío con el control *droop* y una impedancia ficticia de $R_{fic} 0.1 \Omega$ y $X_{fic} 0.28 \Omega$. Los resultados muestran que se originan grandes oscilaciones de potencia cuando no existe carga conectada en la microrred (figuras 5.18(a) y 5.18(b)). Del mismo modo, se obtiene una corriente

Tabla 5.5. Características del control *droop* con la impedancia ficticia.

Parámetros de control			
$m_{p,1,2}$	$1,57 \cdot 10^{-4}$ Hz/W	$R_{fic1,2}$	0.6Ω
$m_{q,1,2}$	$9,11 \cdot 10^{-5}$ V/VA	$X_{fic1,2}$	0.8Ω
$v_{nom,d}$	$230 V_{rms}$	$Q_{n1,2}$	30 kVA
$P_{n1,2}$	50 kW	n	10
$P_{min1,2}$	0 kW	$P_{max1,2}$	50 kW
$Q_{min1,2}$	0 kVA	$Q_{max1,2}$	30 kVA
tol_v	10 %	tol_f	1 %
$\omega_{pot,c}$	1 rad/s	$\omega_{mes,c}$	$100 \cdot 2\pi$ rad/s

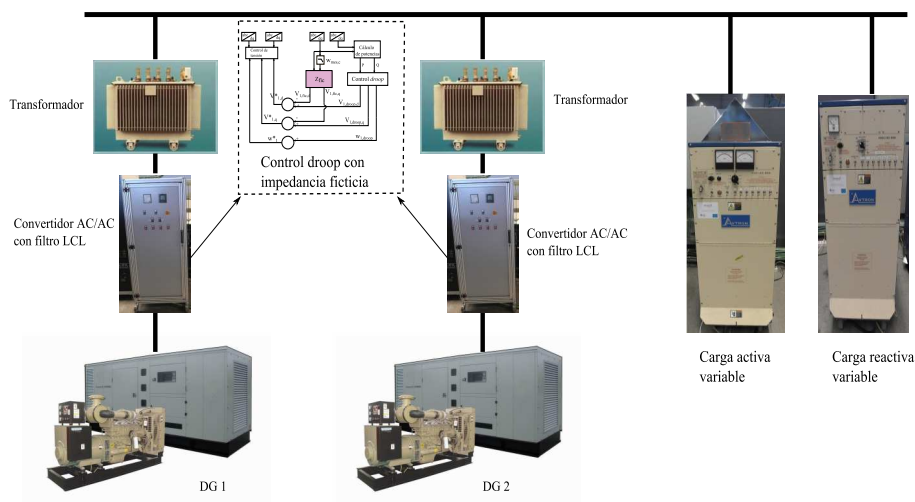


Figura 5.17: Esquema de la configuración de microrred implementada con el control diseñado.

circulante de gran valor (figura 5.19(a)) y corrientes de carga distorsionadas de forma considerable (figura 5.19(b)). Acto seguido, se ha conectado una carga de 16.6 kW y 1.25 kVA, alcanzando un sistema más estable con una menor corriente circulante y mejor calidad de las corrientes en la carga (figuras 5.18(a), 5.18(b), 5.19(a) y 5.19(b)). Cabe mencionar que, si la microrred continúa sin carga conectada, las protecciones de los convertidores se accionan desconectándolos nuevamente de la microrred. También es interesante comentar que la potencia reactiva

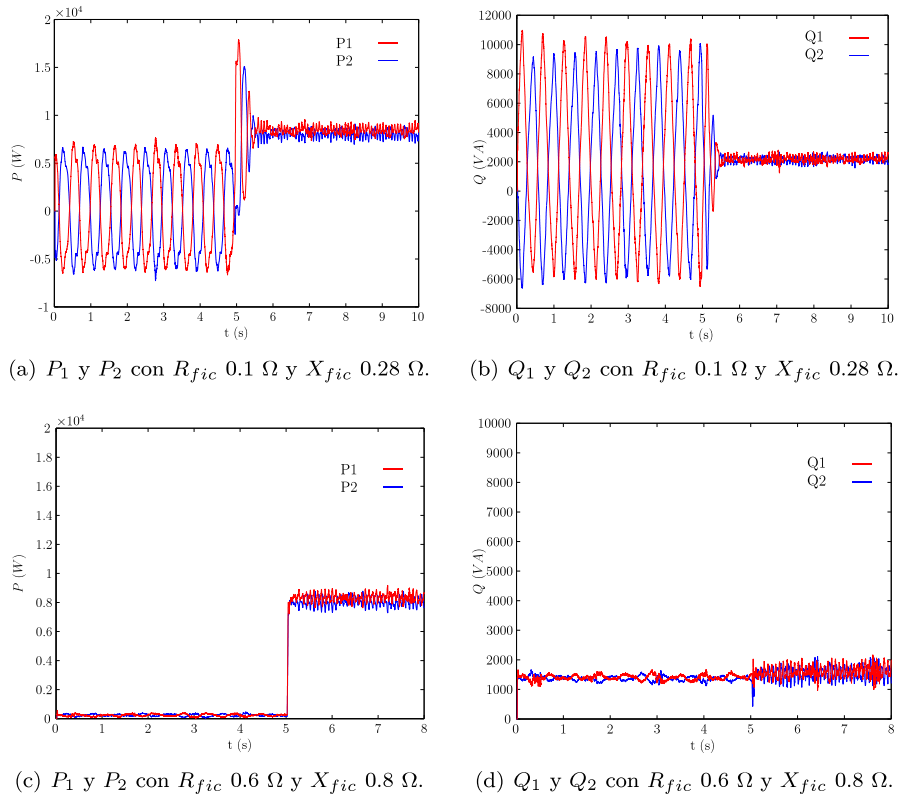


Figura 5.18: Resultados experimentales de las potencias activa y reactiva para ambos convertidores.

medida (figura 5.18(b)) no concuerda con la potencia reactiva de la carga ya que corresponde a la potencia reactiva consumida por los transformadores.

Después de estos ensayos, se ha procedido a validar los valores diseñados en esta tesis para la impedancia ficticia. Se observa que los dos convertidores generan las mismas potencias activa y reactiva sin fluctuaciones en las mismas (figuras 5.18(c) y 5.18(d)). A su vez, se muestra la disminución considerable de la corriente circulante en comparación con la obtenida para el primer valor de impedancia ficticia evaluado (figura 5.19(c)). Además, la calidad de la corriente en la carga también mejora de forma significativa pudiéndose observar nítidamente las corrientes de vacío de los transformadores (figura 5.19(d)).

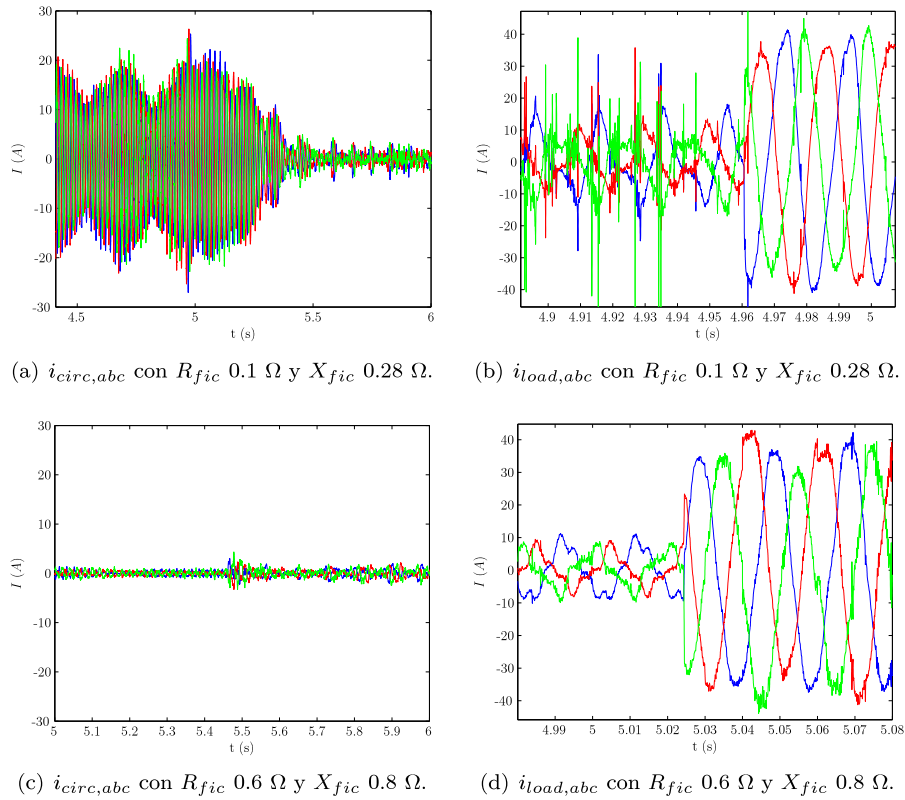


Figura 5.19: Resultados experimentales de las corrientes circulante y de carga para diferentes impedancias ficticias.

Considerando los resultados experimentales mostrados, se puede concluir que el diseño del control *droop* con impedancia ficticia propuesto en la presente tesis mejora la estabilidad de la microrred y minimiza la corriente circulante entre los convertidores conectados.

5.5 Conclusiones

La técnica *droop* presenta una gran dependencia del comportamiento de la impedancia entre los convertidores y la red. Sin embargo, existen varias publicaciones que solventan esta problemática mediante la incorporación de una impedancia

ficticia que caracteriza el comportamiento de la impedancia de salida de los convertidores [125, 140, 141, 162, 165–168]. Esta impedancia debe diseñarse de forma adecuada ya que es esencial para garantizar un comportamiento estable y adecuado de la microrred, aunque son escasos los trabajos que abordan el diseño de esta impedancia.

En este capítulo, se ha presentado un diseño de esta impedancia que se ha realizado para el caso concreto de la microrred de TECNALIA. Este diseño se ha basado en un modelo lineal de ambos esquemas eléctricos y de control. Gracias al desarrollo de este modelo, se considera el impacto de ambos esquemas en el diseño del control de la microrred. Para desarrollar este modelo, se ha realizado un modelo equivalente del esquema eléctrico. Es importante recordar que el esquema eléctrico incluye una carga de valor mínimo con el objetivo de estudiar el caso crítico de operación de la microrred. Gracias a esta consideración, el diseño de la impedancia es válido para todo el rango de cargas de la microrred. A su vez, se ha considerado un esquema de control *droop* con la incorporación de una impedancia ficticia. Los esquemas se han implementado en el marco de referencia *d-q*, obteniendo una implementación más sencilla desde el punto de vista computacional. Tras la descripción de ambos esquemas, se ha detallado el proceso para la obtención del modelo lineal. Este modelo se ha desarrollado mediante la herramienta *Matlab-Simulink*, que ofrece la posibilidad de ser adaptado a diferentes configuraciones de microrred de manera sencilla. A su vez, este modelo se ha validado comparando ambas respuestas de los sistemas lineal y no lineal.

A través del modelo lineal obtenido, se ha estudiado el comportamiento de la microrred para diferentes valores de impedancia ficticia. Tal y como se ha visto, el comportamiento de la microrred varía en gran medida según los valores de impedancia ficticia en cada caso. Este comportamiento incluye la estabilidad, el valor de la corriente circulante y la dinámica de la microrred. Gracias a este análisis, se ha seleccionado un valor adecuado para obtener el comportamiento de la microrred deseado. Finalmente, con el objetivo de validar el diseño de control propuesto, éste se ha implementado en la microrred de TECNALIA con la configuración eléctrica descrita en este capítulo. Tras varios ensayos con diferentes valores de impedancia ficticia, se ha comprobado el buen funcionamiento de la microrred con el diseño de la impedancia ficticia propuesto en esta tesis.

Capítulo 6

Control secundario mejorado: propuesta de control de restauración y sincronización

6.1 Introducción

Uno de los principales inconvenientes de los métodos *droop* es el compromiso existente entre la regulación de frecuencia y el reparto de potencia activa y entre la regulación de tensión y el reparto de potencia reactiva. Esta problemática se ha abordado en diversas propuestas tales como el uso de pendientes *droop* adaptativas [132, 133] que reducen el compromiso comentado. También se ha propuesto en [171] usar una característica *droop* de alta ganancia que relacione la potencia activa con el ángulo de la tensión en vez de con la frecuencia para, así, disminuir este compromiso. Por otro lado, otros trabajos proponen añadir un lazo de restauración basado en integradores que restaure los valores de tensión y frecuencia de la microrred a sus valores nominales [6, 77, 127, 134–136, 172]. Gracias a esta restauración, el compromiso entre la regulación y el reparto de carga se anula ya que se garantizan los valores nominales de tensión y frecuencia en la microrred. De esta forma, las características *droop* se desplazan verticalmente (figura 6.1) para que los valores nominales de tensión y frecuencia coincidan con la potencia

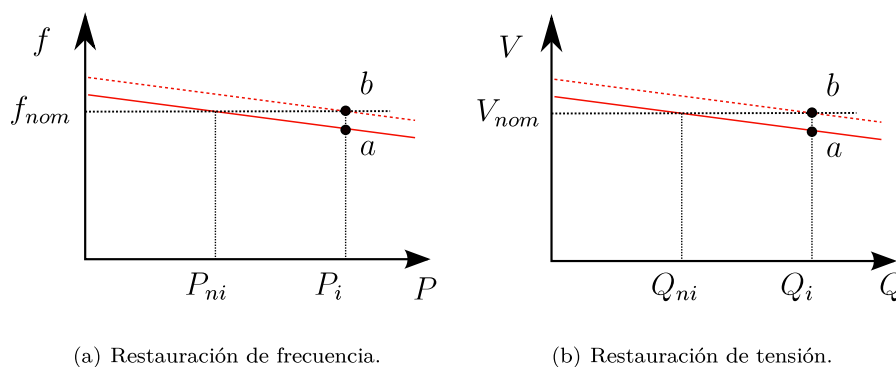


Figura 6.1. Control de restauración de amplitud y frecuencia.

suministrada en cada momento.

El control de restauración, tanto de frecuencia como de tensión, se debe realizar con una dinámica determinada que garantice la estabilidad del resto del control. Además, las señales de restauración se deben aplicar a los convertidores de forma que se eviten grandes saltos de tensión y frecuencia repentinos en la microrred. Estos saltos podrían causar flujos de potencia entre los convertidores debido a grandes diferencias puntuales de tensión y frecuencia entre diferentes puntos de la microrred, además de degradar la calidad de la tensión suministrada a las cargas. Por lo tanto, es necesario hacer un buen diseño del control de restauración para evitar grandes flujos de potencia transitorios así como garantizar una buena calidad de la tensión suministrada a las cargas de la microrred. Sin embargo, no se han encontrado trabajos en la bibliografía que aborden esta problemática y propongan diseños y soluciones al respecto.

Por otro lado, la restauración de frecuencia debe tener en cuenta las exigencias de la red, siendo la desviación de frecuencia máxima de un ± 0.1 Hz en el norte de Europa y un ± 0.2 Hz en Europa continental [134]. Además, cabe destacar que estos lazos de restauración deben estar centralizados de forma que todos los convertidores reciban las mismas señales de restauración de tensión y frecuencia. Esto se debe a que, si se colocan integradores en cada convertidor, puede haber diferencias en las condiciones iniciales o en las medidas entre estos integradores. Estas desigualdades podrían provocar diferentes salidas de los integradores, restaurando cada convertidor de forma dispar. Por lo tanto, el control de restauración necesita comunicaciones con los convertidores de la microrred para enviar

las señales de restauración a cada uno de ellos. Estas comunicaciones están caracterizadas por un determinado ancho de banda que conviene reducir a fin de obtener un sistema más económico, fiable y, en definitiva, más atractivo [76].

Es importante recordar que las microrredes pueden trabajar conectadas a la red o en isla [4]. Esta característica hace necesaria la incorporación de un algoritmo de sincronización para conectar de manera adecuada la microrred a la red principal. En general, cuando se quiere conectar un generador a la red principal, lo hace de una manera simple a través de un sincronoscopio o algún otro tipo de elemento de sincronización. En este sentido, los métodos tradicionales de sincronización pueden dividirse en dos tipos: manuales, en los cuales el operador del sistema envía la orden de cerrar el interruptor teniendo en cuenta las medidas de sincrofases con la asistencia de un relé de sincronización; y automáticos, en los que un autosincronizador controla directamente la velocidad y tensión del generador para sincronizarlo con la red principal [173]. En el caso de las microrredes, los convertidores no pueden controlarse de una manera tradicional ya que se requiere de un control que coordine a todos ellos para igualar la tensión, frecuencia y fase en el PCC a los valores en la red. En este sentido, se han presentado algunos trabajos que abordan esta problemática [1, 77, 136, 173]. En este capítulo se presenta un algoritmo de sincronización desarrollado en el mismo marco de referencia que el control de restauración. Gracias a esta característica, ambos controles comparten las mismas comunicaciones de pequeño ancho de banda, simplificando la implementación del sistema.

Por otro lado, las medidas sincronizadas son muy útiles para monitorizar y controlar el comportamiento de la dinámica en un sistema de potencia, especialmente durante condiciones de operación de alto estrés (grandes desequilibrios, huecos de tensión, etc.) [174]. En este sentido, es interesante comentar la existencia de sincrofases, también denominados PMUs (*Phasor Measurement Unit*). Estos dispositivos proporcionan información sobre fasores de tensión en tiempo real con una precisión muy elevada [175]. Así, los PMUs facilitan un gran número de aplicaciones que mejoran la eficiencia de los sistemas de potencia. En este sentido, se han analizado las principales características y aplicaciones de estos instrumentos así como algunos ejemplos de su utilización en microrredes (Anexo B).

En este capítulo se analizará la regulación de tensión y frecuencia de una microrred con mayor profundidad. Por un lado, se pretende estudiar la regulación de tensión y frecuencia en una microrred controlada mediante el método *droop*. Por otro lado, se propondrá un control de restauración cuya dinámica se define de manera local en cada convertidor. Gracias a esto, se pueden considerar diferencias en las características dinámicas de cada convertidor o posibles retrasos

en las comunicaciones. Otra de las virtudes de este control es que minimiza el ancho de banda de las comunicaciones necesarias a fin de obtener un sistema más fiable y económico. Además, se realizará un estudio de la dinámica adecuada para este control que garantice la estabilidad del sistema completo y que asegure una restauración de frecuencia y tensión sin oscilaciones. Se proporcionarán los resultados experimentales que abalan el buen comportamiento del control diseñado. Por otro lado, se presentará un modelo de microrred generalizado a fin de poder realizar diseños del control *droop* adaptados a microrredes con diferentes características eléctricas. Por último, este capítulo describirá el algoritmo de sincronización propuesto en la presente tesis así como los resultados que avalan el buen funcionamiento del mismo.

6.2 Regulación de tensión y frecuencia

Los convertidores conectados a una microrred pueden tener diferentes rangos de potencias activa y reactiva. Para conseguir un reparto equitativo de la potencia de carga entre los convertidores teniendo en cuenta estos rangos de potencia, es necesario diseñar las características *droop* siguiendo (4.8) y (4.9) (capítulo 4). Considerando las expresiones anteriores y en el caso ideal sin impedancia de línea entre los convertidores, las consignas de tensión y frecuencia de cada convertidor sufrirán la misma variación ante un salto de carga. En el estado estacionario y despreciando las pérdidas de potencia en la línea, un salto de carga activa y/o reactiva se reparte entre todos los convertidores de la siguiente forma:

$$\Delta P_{load} = \sum_{i=1}^n \Delta P_i, \quad (6.1)$$

$$\Delta Q_{load} = \sum_{i=1}^n \Delta Q_i, \quad (6.2)$$

siendo n el número de convertidores conectados. Del mismo modo, el salto de carga supone la misma variación de las consignas de tensión (ΔV_n) y frecuencia ($\Delta \omega_n$) en cada convertidor:

$$\Delta\omega_1 = \Delta\omega_2 = \dots = \Delta\omega_n, \quad (6.3)$$

$$\Delta\omega_1 = m_1 \cdot \Delta P_1 = m_2 \cdot \Delta P_2 = \dots = m_n \cdot \Delta P_n, \quad (6.4)$$

$$\Delta v_1 = \Delta v_2 = \dots = \Delta v_n, \quad (6.5)$$

$$\Delta v_1 = n_1 \cdot \Delta Q_1 = n_2 \cdot \Delta Q_2 = \dots = n_n \cdot \Delta Q_n. \quad (6.6)$$

Teniendo en cuenta (6.1), (6.2) y (6.4):

$$\Delta P_{load} = \Delta P_1 + m_1 \cdot \Delta P_1 \sum_{i=2}^n \frac{1}{m_i}, \quad (6.7)$$

$$\Delta Q_{load} = \Delta Q_1 + n_1 \cdot \Delta Q_1 \sum_{i=2}^n \frac{1}{n_i}, \quad (6.8)$$

de lo que se obtiene:

$$\Delta P_1 = \frac{\Delta P_{load}}{1 + m_1 \cdot \sum_{i=2}^n \frac{1}{m_i}}, \quad (6.9)$$

$$\Delta Q_1 = \frac{\Delta Q_{load}}{1 + n_1 \cdot \sum_{i=2}^n \frac{1}{n_i}}. \quad (6.10)$$

Finalmente, con (6.1)-(6.10) las variaciones de consigna ΔV_n y $\Delta\omega_n$ ante un salto de carga ΔP_{load} y ΔQ_{load} son:

$$\Delta\omega_n = \Delta\omega_1 = m_1 \cdot \frac{\Delta P_{load}}{1 + m_1 \cdot \sum_{i=2}^n \frac{1}{m_i}}, \quad (6.11)$$

$$\Delta v_n = \Delta v_1 = n_1 \cdot \frac{\Delta Q_{load}}{1 + n_1 \cdot \sum_{i=2}^n \frac{1}{n_i}}. \quad (6.12)$$

Cabe tener en cuenta que el reparto de la potencia activa es más preciso que el de la potencia reactiva ya que todos los puntos de la microrred trabajan prácticamente a la misma frecuencia. Sin embargo, en el caso de la carga reactiva, dicha distribución no es tan precisa debido a las caídas de tensión que se originan en las impedancias de línea, en el convertidor, etc. A su vez, el uso de la impedancia

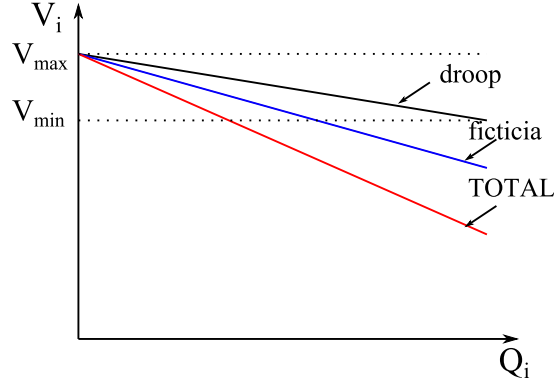


Figura 6.2. Suma de las pendientes *droop* de tensión e impedancia ficticia.

ficticia supone una caída de tensión adicional que ha de tenerse en cuenta (figura 6.2). Si se diseñan las impedancias ficticias (R_{fic} y X_{fic}) de la forma siguiente:

$$X_{fic,1} * Q_1 = X_{fic,2} * Q_2 = \dots = X_{fic,n} * Q_n, \quad (6.13)$$

$$R_{fic,1} * Q_1 = R_{fic,2} * Q_2 = \dots = R_{fic,n} * Q_n, \quad (6.14)$$

la impedancia ficticia también consigue un reparto de la carga reactiva de manera proporcional a los rangos de potencia reactiva de cada convertidor. Considerando (6.13), el salto de carga reactiva se reparte entre los convertidores como sigue:

$$\Delta Q_{load} = \Delta Q_1 + \Delta Q_1 \cdot X_{fic,1} \cdot \sum_{i=2}^n X_{fic,i} \implies \quad (6.15)$$

$$\implies \Delta Q_1 = \frac{Q_{load}}{1 + X_{fic,1} \sum_{i=2}^n X_{fic,i}}. \quad (6.16)$$

Finalmente, considerando (6.13) y (6.15) la variación de la consigna de tensión ΔV_{fic} ante un salto de carga reactiva ΔQ_{load} es:

$$\Delta v_{fic} = \frac{\Delta Q_{load}}{v_{d,nom} \cdot (1 + X_{fic,1} \cdot \sum_{i=2}^n X_{fic,i})} \cdot X_{fic,1}. \quad (6.17)$$

Si se considera la expresión (5.26) (capítulo 5) de manera general:

$$v_{fic,i} = \frac{X_{fic}}{v_{d,nom}} \cdot Q_i, \quad (6.18)$$

se concluye que la impedancia ficticia supone una pendiente adicional a la característica *droop* (capítulo 4, expresión (4.7)) proporcional a la potencia reactiva suministrada por cada convertidor. Como consecuencia, la característica de la tensión para el método *droop* con impedancia ficticia es la suma de dos pendientes: la de la pendiente de la característica *droop* y la de la impedancia ficticia (figura 6.2). Por lo tanto, si se quiere garantizar la tolerancia de tensión establecida para la microrred no es suficiente con el cálculo de la pendiente *droop* de tensión (capítulo 4, expresión (4.9)), si no que han de tenerse en cuenta ambas pendientes.

Una vez analizada la regulación de tensión y frecuencia mediante el control *droop*, se concluye que este método produce desviaciones de tensión y frecuencia de sus valores nominales. A su vez, estos errores son dependientes de la carga que haya conectada en la microrred en todo momento. Sin embargo, el control de restauración aborda esta problemática eliminando los errores de tensión y frecuencia en la microrred, tal y como se ha comentado en la introducción. A continuación, se detalla el control de restauración propuesto en la presente tesis.

6.3 Control de restauración

El compromiso existente entre la regulación de tensión y frecuencia y el reparto de potencias activa y reactiva, respectivamente, se puede solventar gracias al control de restauración. Este control de restauración modifica las características *droop* de frecuencia y tensión de tal forma que las potencias activa y reactiva que se den en todo momento coincidan con los valores nominales de frecuencia y tensión respectivamente (figuras 6.1(a) y 6.1(b)). Tal y como se ha comentado, este control se debe diseñar con una dinámica que garantice un sistema estable y sin oscilaciones. A su vez, es conveniente diseñar este control basado en comunicaciones de pequeño ancho de banda a fin de obtener un sistema más atractivo. Además, es importante poder tener en cuenta diferencias en las características dinámicas de cada convertidor y posibles retardos que puedan aparecer. A continuación, se presenta el diseño de control de restauración propuesto en esta tesis que tiene en cuenta todas estas necesidades.

6.3.1 Control de restauración mejorado

El control de restauración precisa de comunicaciones con los diferentes convertidores conectados en la microrred. Estas comunicaciones deberían ser de pequeño ancho de banda para, así, obtener un sistema más económico y fiable. En este sentido, se propone diseñar el control de restauración en el marco de referencia $d-q$ de forma que precise de medidas estacionarias que puedan ser enviadas por comunicaciones de pequeño ancho de banda. Asimismo, es conveniente diseñar un control que considere las características dinámicas de cada convertidor. A su vez, también es interesante que el control tenga en cuenta posibles retardos de las comunicaciones debidos a diferentes distancias entre los convertidores y el control de restauración. De este modo, el control de restauración propuesto en esta tesis propone definir su dinámica de forma local en cada convertidor de la siguiente manera:

$$v_{i,rest,d} = \frac{\omega_{rest,i,c}}{s + \omega_{rest,i,c}} \cdot \int (v_{pcc,d} - v_{nom,d}) dt, \quad (6.19)$$

$$v_{i,rest,q} = 0V, \quad (6.20)$$

$$\omega_{i,rest} = \frac{\omega_{rest,i,c}}{s + \omega_{rest,i,c}} \cdot \int (\omega_{pcc} - \omega_{nom}) dt, \quad (6.21)$$

donde v_{pcc} y ω_{pcc} son la tensión y frecuencia medidas en el PCC (capítulo 5, figura 5.4) y $\omega_{rest,i,c}$ es la frecuencia de corte del filtro de primer orden que define la dinámica del control de restauración. A su vez, el control de restauración central define el tiempo de muestreo del integrador (figura 6.3, parámetro T_{rest}).

Teniendo en cuenta (6.19)-(6.21), se observa que la dinámica del control secundario está definida por filtros de primer orden colocados en cada convertidor. Así, se ofrece la posibilidad de modificar la dinámica de este control de restauración de manera local según las características de cada i . Considerando las ecuaciones *droop* con la impedancia ficticia vista en el capítulo 5 (5.23) y (5.24), el control *droop* final queda definido como sigue (figura 6.3):

$$\omega_i^* = \omega_{droop,i}^* + \omega_{i,rest}, \quad (6.22)$$

$$v_{i,d}^* = v_{droop,i,d}^* - v_{i,fi,c,d} + v_{i,rest,d}, \quad (6.23)$$

$$v_{i,q}^* = -v_{fi,c,q}. \quad (6.24)$$

Tal y como se ha indicado, el control de restauración debe estar caracterizado por una dinámica concreta que garantice un comportamiento estable con una

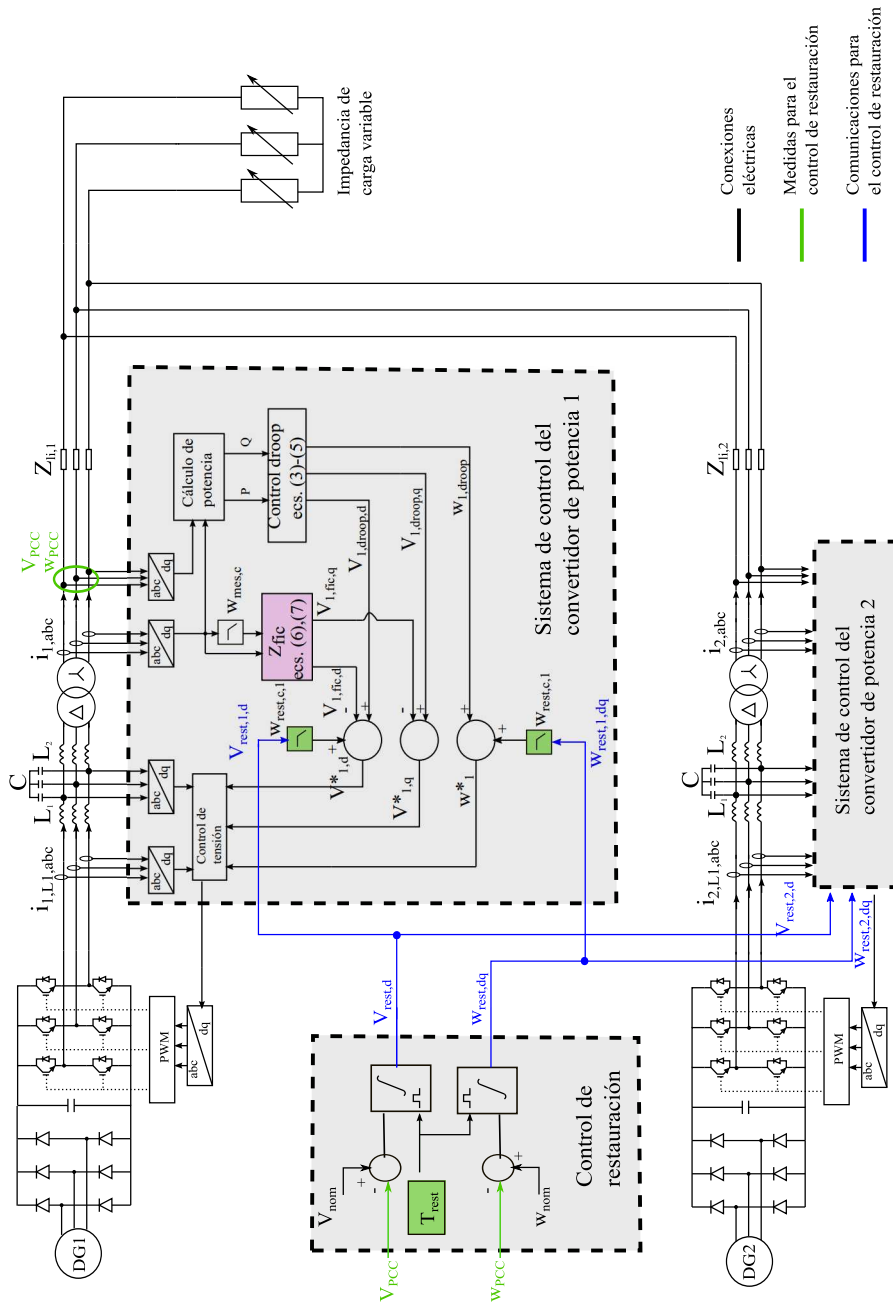


Figura 6.3. Esquema del control de restauración y método droop de la microrred.

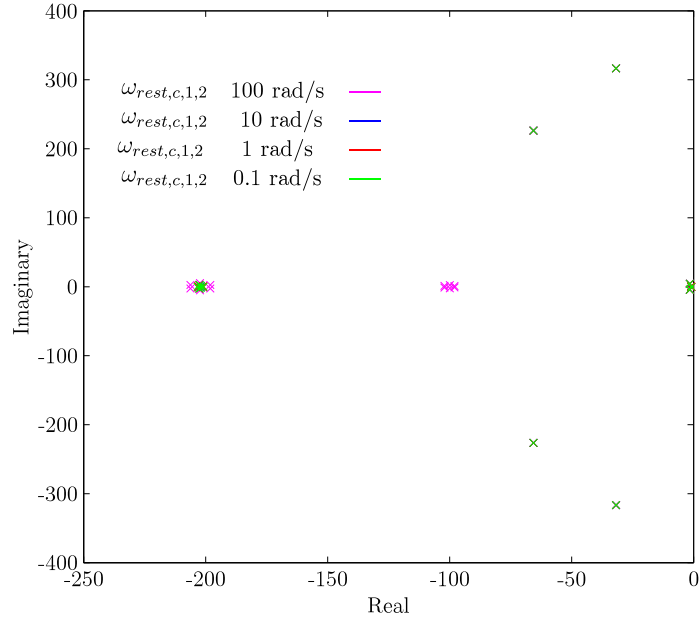


Figura 6.4: Mapa de polos de las funciones de transferencia para distintas $\omega_{rest,c}$.

buena calidad de la tensión en la microrred en cada momento. A continuación, se detalla el diseño implementado en la presente tesis para obtener una dinámica del control secundario que cumpla estos requisitos.

6.3.2 Diseño del control de restauración mejorado

Como ya se ha comentado, es necesario llevar a cabo un buen diseño del control de restauración para poder mantener la estabilidad del sistema. En este sentido, el modelo lineal implementado en el capítulo 5 es útil para seleccionar una frecuencia $\omega_{rest,c}$ adecuada analizando el comportamiento de las funciones de transferencia ante saltos en las señales de restauración ($v_{pcc,d}/\Delta\omega$, $v_{pcc,q}/\Delta\omega$, $v_{pcc,d}/\Delta V$, $v_{pcc,q}/\Delta V$, $i_{circ,d}/\Delta\omega$, $i_{circ,q}/\Delta\omega$, $i_{circ,d}/\Delta V$ y $i_{circ,q}/\Delta V$). En primer lugar, se han analizado la ubicación de los polos del sistema linealizado para diferentes dinámicas del control secundario (figura 6.4). En este caso, se observa que los polos más cercanos al origen apenas cambian con la frecuencia del control de restauración. Además, no se observa ningún caso de inestabilidad del sistema.

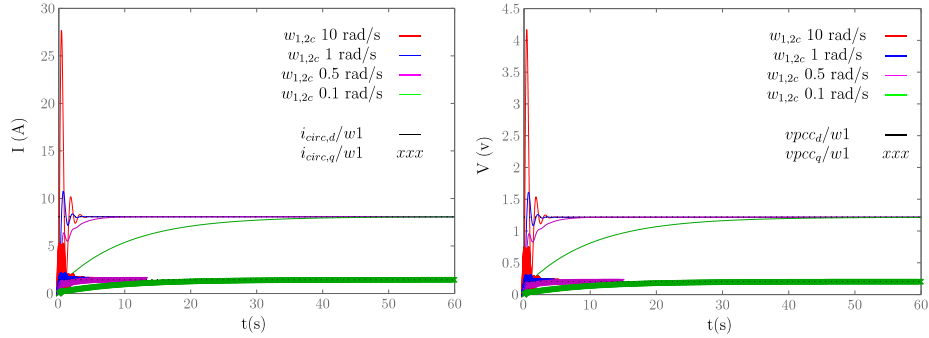
Tabla 6.1. Características del control *droop* con lazo de restauración.

Parámetros de control			
$m_{p1,2}$	$1,57 \cdot 10^{-4}$ Hz/W	$R_{fic1,2}$	0.6Ω
$m_{q1,2}$	$9,11 \cdot 10^{-5}$ V/VA	$X_{fic1,2}$	0.8Ω
$v_{nom,d}$	$230 V_{rms}$	$Q_{nom1,2}$	30 kVA
$P_{nom1,2}$	50 kW	n	10
$P_{min1,2}$	0 kW	$P_{max1,2}$	50 kW
$Q_{min1,2}$	0 kVA	$Q_{max1,2}$	30 kVA
$\omega_{pot,c}$	1 rad/s	$\omega_{mes,c}$	$100 \cdot 2\pi \text{ rad/s}$
$\omega_{rest,c1,2}$	1 rad/s	T_{rest}	2 s

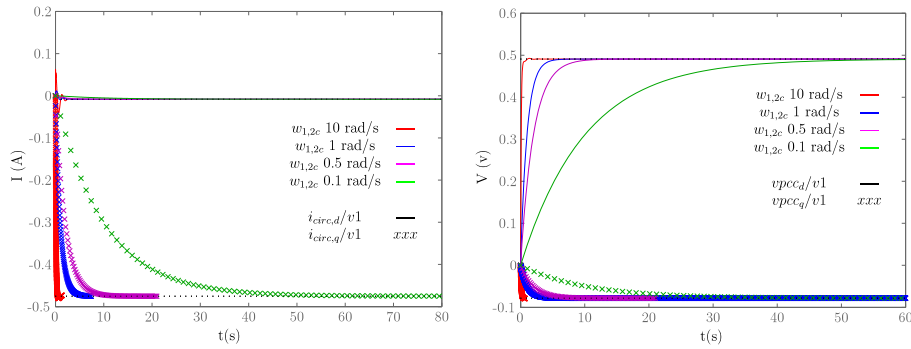
Por otro lado, en las figuras 6.5(a)–6.5(d) se muestran las respuestas del sistema ante variaciones de las señales de restauración para diferentes valores de $\omega_{rest,c}$. Así, se observa que la respuesta dinámica de las cuatro funciones de transferencia mejora a medida que $\omega_{rest,c}$ crece, aunque, a su vez, el sistema se vuelve considerablemente más lento. Por lo tanto, existe también un compromiso entre la rapidez y dinámica de la respuesta del sistema. De la misma manera, el sistema es más sensible a cambios de frecuencia por lo que las respuestas de $v_{pcc,d}/\Delta\omega$ y $v_{pcc,q}/\Delta\omega$ deben ser especialmente consideradas. En este caso, se ha seleccionado una $\omega_{rest,c}$ de 1 rad/s ya que asegura una buena respuesta dinámica dentro de un tiempo de respuesta satisfactorio.

Asimismo, se han considerado las características de cada DG con el objetivo de tener en cuenta posibles diferencias en sus inercias. A su vez, se han tenido en cuenta las distancias entre cada convertidor y el control de restauración a fin de considerar posibles retardos en la comunicación. En la microrred en estudio (capítulo 5, figura 5.4), ambos DGs presentan las mismas características dinámicas y los convertidores asociados están ubicados a distancias muy similares del control de restauración. Por lo tanto, en este caso se ha seleccionado la misma $\omega_{rest,c}$ para ambos convertidores.

Para validar el diseño, se ha añadido al sistema de control implementado en el capítulo anterior (5, figura 5.17) el control secundario de restauración diseñado en el presente capítulo. Los datos del sistema simulado se encuentran en la tabla 6.1. Se puede observar cómo el valor de la tensión se mantiene (figuras 6.6(a) y 6.6(b)) así como la frecuencia nominal (figura 6.6(c)). Ambas restauraciones tienen lugar manteniendo la estabilidad del sistema y asegurando una buena calidad de la tensión en la microrred.



(a) Respuestas a escalón de $i_{circ,d}/w1$ y $i_{circ,q}/w1$. (b) Respuestas a escalón de $v_{PCC,d}/w1$ y $v_{PCC,q}/w1$.



(c) Respuestas a escalón de $i_{circ,d}/v1$ y $i_{circ,q}/v1$. (d) Respuestas a escalón de $v_{PCC,d}/v1$ y $v_{PCC,q}/v1$.

Figura 6.5. Respuestas a escalón de $i_{circ,d,q}$ y $v_{pcc,d,q}$ ante saltos en $\omega_{rest,1}$.

6.3.3 Sensibilidad a la impedancia de línea

En el capítulo anterior, se ha implementado un modelo equivalente de la microrred en estudio (capítulo 5, figura 5.4) considerando una serie de premisas (capítulo 5, apartado 5.3.1). Entre estas consideraciones, se ha estimado la impedancia de línea teniendo en cuenta el rango de tensión de la microrred (BT) y la distancia entre los convertidores y las cargas ($\simeq 10$ m). No obstante, esta estimación está sujeta a errores que podrían suponer un mal diseño del control.

En este sentido, se ha analizado la sensibilidad de los controles diseñados, tanto la

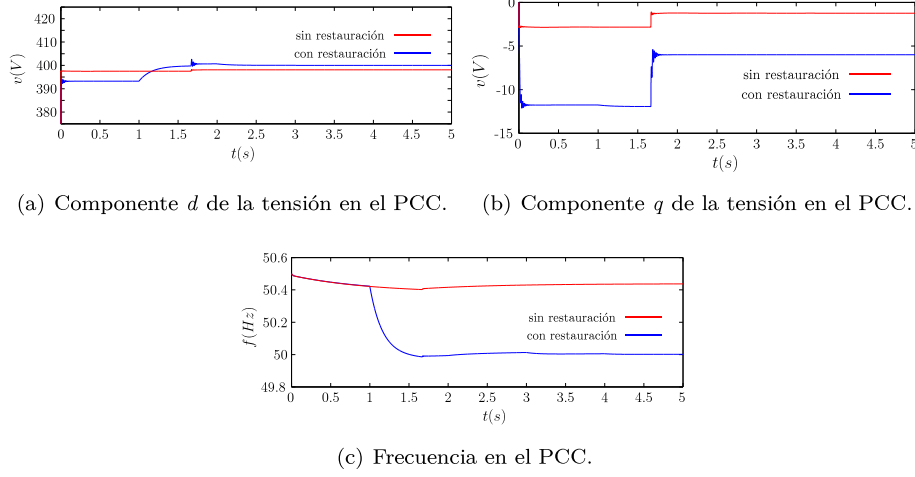


Figura 6.6: Resultados de simulación de la tensión y frecuencia en el PCC sin y con control de restauración.

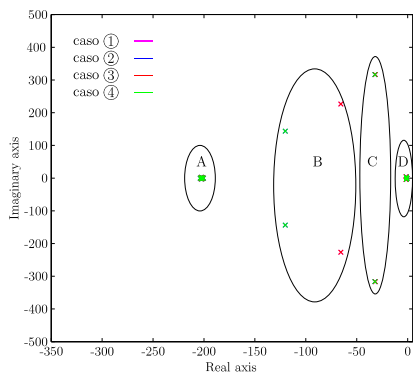
Tabla 6.2. Valores de impedancia de línea considerados.

Parámetros	caso (1)	caso (2)	caso (3)	caso (4)
$R_{li,1}$	0.1 Ω	0.1 Ω	0.1 Ω	0.1 Ω
$L_{li,1}$	0.1 mH	0.1 mH	0.1 mH	0.1 mH
$R_{li,2}$	0.2 Ω	0.2 + ε_R Ω	0.2 Ω	0.2 + ε_R Ω
$L_{li,2}$	0.1 mH	0.1 mH	0.1 + ε_L mH	0.1 + ε_L mH

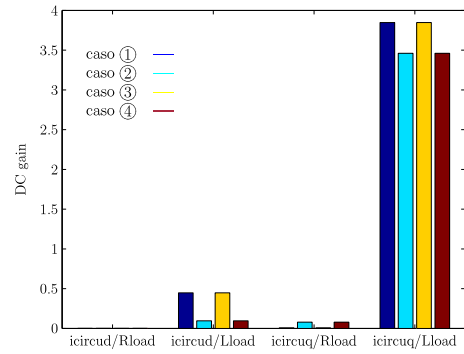
impedancia ficticia como el control de restauración, para diferentes valores de la impedancia de línea (figuras 6.7(a)-6.8(d)). Esta sensibilidad se ha estudiado mediante la implementación de más modelos lineales de la microrred para diferentes valores de la impedancia de línea. Se han analizado cuatro situaciones diferentes (tabla 6.2): el caso (1) corresponde a los valores estimados de la impedancia de línea, los casos (2) y (3) corresponden a los valores anteriores a los que se les añade un *offset* en la resistencia de línea ($\varepsilon_R = 1 \Omega$) y en la inductancia de línea ($\varepsilon_L = 1 \text{ mH}$), respectivamente, y el caso (4) corresponde a los valores originales a los que se les añade un *offset* en la resistencia y otro en la inductancia de línea. Estos valores de impedancia de línea corresponden a situaciones críticas en las que las distancias entre los convertidores y las cargas son muy grandes ($> 1 \text{ km}$). A continuación, se detalla el análisis de los controles diseñados a esta impedancia de línea:

- **Sensibilidad en la estabilidad:** en la figura 6.7(a) se muestran los polos más significativos de las funciones de transferencia que caracterizan los nuevos modelos lineales obtenidos. Se observa que los polos más cercanos (figura 6.7(a), C y D) son invariantes para diferentes valores de la impedancia de línea. Tras esta observación, se puede decir que los controles diseñados garantizan la estabilidad de la microrred para microrredes cuya impedancia de línea oscila entre el rango de valores estudiado (tabla 6.2).
- **Sensibilidad de la ganancia DC de la corriente circulante:** la influencia de la impedancia de línea en la corriente circulante puede analizarse mediante el valor de la ganancia DC de la misma durante saltos de carga (figura 6.7(b)). La ganancia DC de $i_{circ,q}/L_{load}$ se ha dividido entre 10 para obtener una representación más clara de las cuatro ganancias (figura 6.7(b)). En este sentido, se observa que la resistencia de línea afecta principalmente a la corriente circulante (figura 6.7(b), casos ② y ④) y que la ganancia DC decrece para valores mayores de la resistencia de línea. Por lo tanto, se puede concluir que los controles diseñados aseguran una corriente circulante pequeña para el rango de valores de la impedancia de línea estudiado.
- **Sensibilidad del comportamiento dinámico:** se ha analizado la respuesta dinámica de la microrred para diferentes valores de la impedancia de línea (figuras 6.7(c) y 6.7(d)). Se observa, también, que la dinámica se ve principalmente afectada por la resistencia de línea (figuras 6.7(c) y 6.7(d), casos ② y ④). A su vez, se muestra que la dinámica de la microrred mejora para valores mayores de la resistencia de línea (figura 6.7(d), casos ② y ④). Por lo tanto, se puede concluir que se mantiene una buena dinámica de la microrred con los controles diseñados para los valores de impedancia de línea estudiados.
- **Sensibilidad del control de restauración:** finalmente, el comportamiento de la restauración de la tensión de la microrred no se ve afectado por diferentes valores de línea (figuras 6.8(a) y 6.8(c)). No obstante, la respuesta dinámica de la restauración de frecuencia varía para diferentes valores de la resistencia de línea (figuras 6.8(b) y 6.8(d), casos ② y ④). De este modo, se puede decir que el control de restauración de frecuencia es sensible a la resistencia de línea y esto debe ser considerado en las etapas del diseño del control.

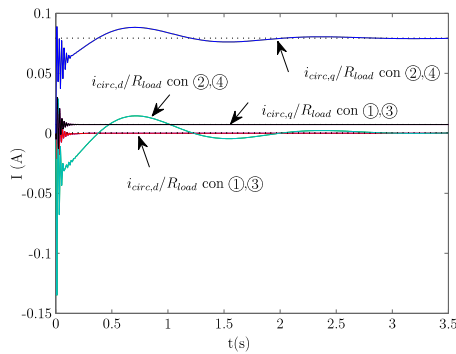
Cabe destacar que el caso estudiado corresponde al caso crítico de mínima carga con una diferencia de las impedancias de línea entre los convertidores de 1.1Ω . Este caso crítico se puede solventar ajustando la impedancia ficticia de cada convertidor de acuerdo con su impedancia de línea.



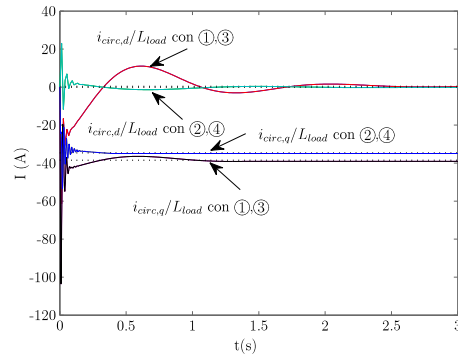
(a) Mapa de polos.



(b) Ganancia DC de $i_{circ,d,q}$.



(c) Respuestas ante saltos de R_{load} .



(d) Respuestas ante saltos de L_{load} .

Figura 6.7: Influencia de la impedancia de línea en la estabilidad y comportamiento dinámico de la microrred.

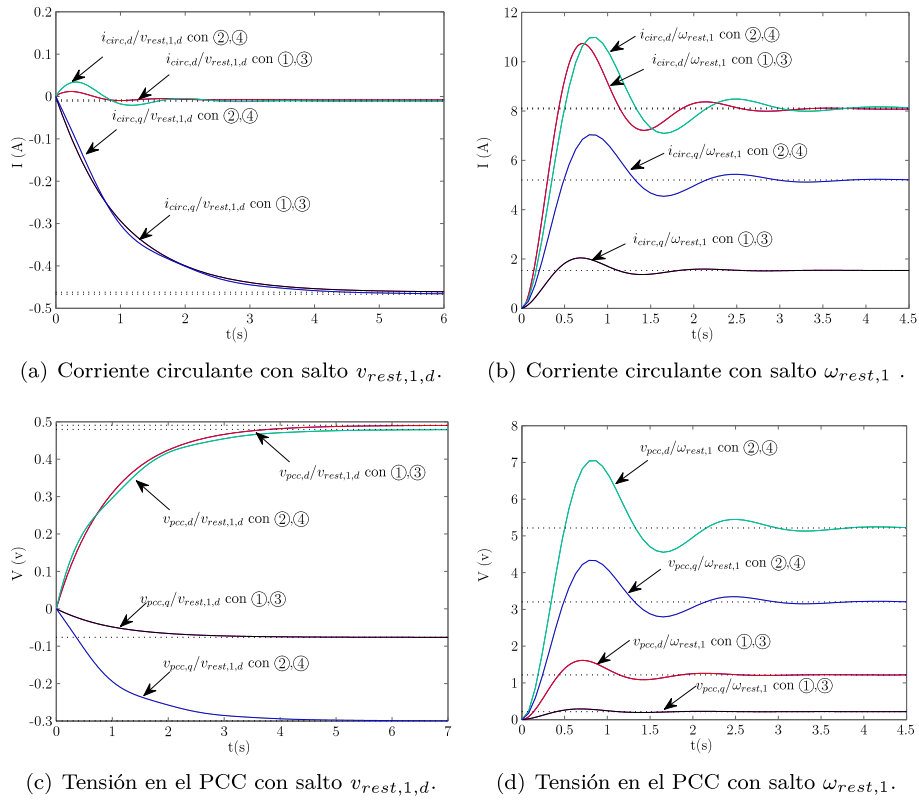


Figura 6.8. Influencia de la impedancia de línea en el control de restauración.

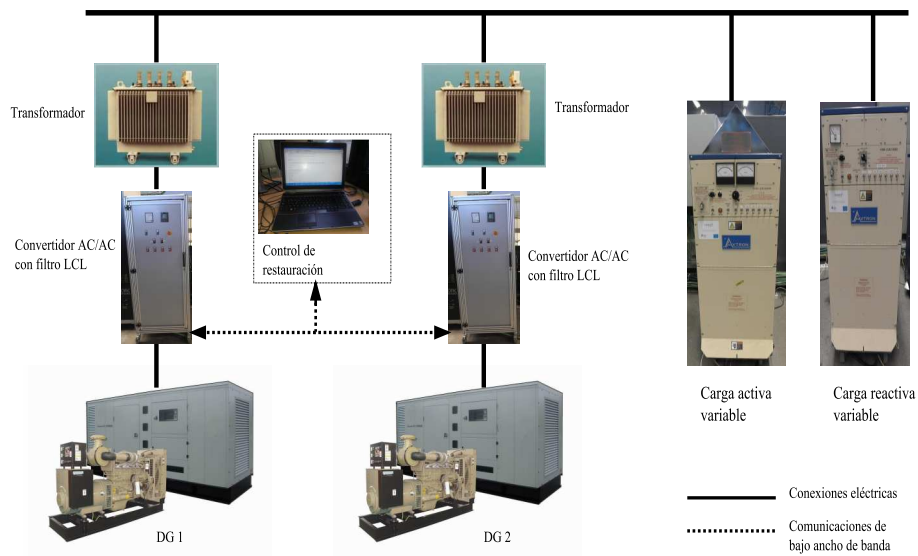


Figura 6.9. Control de restauración de tensión y frecuencia de los convertidores.

En la presente tesis, los convertidores se encuentran cercanos uno del otro (< 1 m) de forma que la impedancia de línea hasta las cargas es muy similar. Del mismo modo, se observa que los valores estacionarios cambian de manera notoria para diferentes valores de impedancia de línea (figura 6.8). Estos valores estacionarios tan solo consideran cambios en $\omega_{rest,1}$ y $V_{rest,1,d}$, mientras que en el caso real se envían valores de restauración a ambos convertidores ($\omega_{rest,1}$, $\omega_{rest,2}$, $V_{rest,1,d}$ y $V_{rest,2,d}$). Por lo tanto, estos son valores transitorios en el caso real y no deben considerarse. Tras el análisis presentado, se concluye que la restauración de frecuencia presenta sensibilidad a valores mayores de resistencia de línea, característica que debe ser considerada cuando existen largas distancias entre los convertidores.

6.3.4 Resultados experimentales

El control de restauración es un control centralizado que manda señales de restauración de tensión y frecuencia de los convertidores conectados en la microrred.

En este caso, el control de restauración se ha implementado en un PC mediante el programa *Matlab-Simulink*. Este control se comunica con los convertidores mediante comunicaciones serie *RS-232* usando el protocolo *Modbus*. Este protocolo está posicionado en el nivel 7 del modelo OSI y proporciona una comunicación cliente/servidor entre diferentes dispositivos conectados en diferentes tipos de *buses* o redes [176]. El esquema de comunicaciones entre los convertidores y el control central de restauración se muestra en la figura 6.9. Los parámetros del sistema de control se muestran en la tabla 6.1. En este esquema el control de restauración manda las señales de restauración de frecuencia y tensión que modifican las características *droop* de ambos convertidores asociados a los DGs.

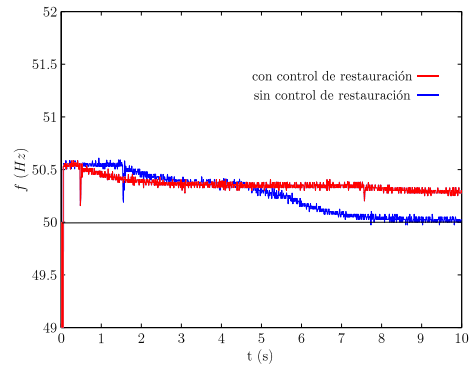
Los resultados obtenidos sin y con el control implementado se muestran en las figuras 6.10(a) y 6.10(b). Se observa que tanto la frecuencia como la tensión en el PCC son restaurados a sus valores nominales. Además, la restauración se realiza de manera suave y los valores nominales se alcanzan sin oscilaciones (figura 6.10(c)). Teniendo en cuenta estos resultados experimentales, se puede concluir que el control de restauración diseñado funciona correctamente y mejora la calidad de la tensión en la microrred.

Por otro lado, cabe destacar que el diseño realizado de la dinámica del control secundario considera el esquema eléctrico de la microrred analizada (capítulo 5, figura 5.4). Sin embargo, las microrredes pueden tener multitud de topologías con diferente número de DGs, SSs y cargas. En este caso, el esquema eléctrico considerado en el modelo lineal de la microrred (capítulo 5, figura 5.9) debe ser adaptado a la configuración eléctrica de la microrred a analizar. A continuación, se muestra un modelo del esquema eléctrico generalizado para poder adaptar de manera sencilla el diseño propuesto a microrredes con diferentes configuraciones eléctricas.

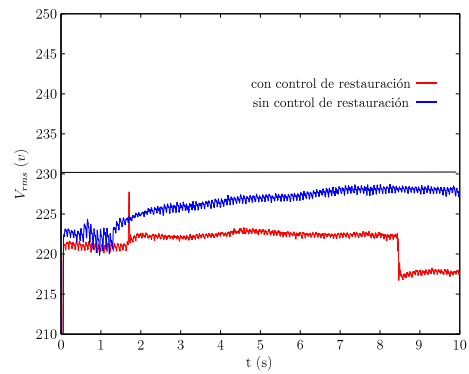
6.4 Esquema eléctrico de la microrred generalizado

La microrred estudiada en la presente tesis consta de dos DGs alimentando a varias cargas (capítulo 5, figura 5.4). Sin embargo, las microrredes no tienen una topología específica y pueden constar de gran cantidad de DGs conectados en paralelo. En este sentido, es interesante estudiar el caso en el que se conecten n DGs en paralelo alimentando a varias cargas (figura 6.11).

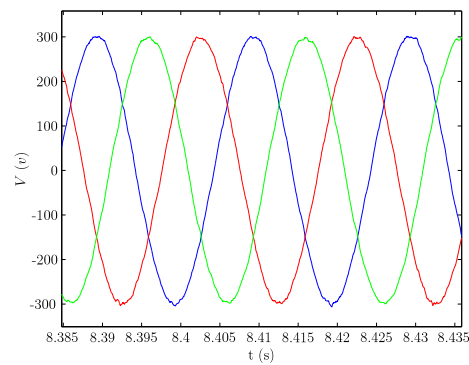
En este caso general, se puede aplicar el teorema *Millman* para circuitos eléctricos compuestos por ramas en paralelo. Este teorema establece que en un circuito



(a) Frecuencia en el PCC.



(b) Amplitud de la tensión en el PCC.



(c) Tensión trifásica en el PCC.

Figura 6.10: Resultados experimentales de los dos convertidores con una impedancia ficticia R_{fic} 0.6 Ω y X_{fic} 0.8 Ω y el control de restauración.

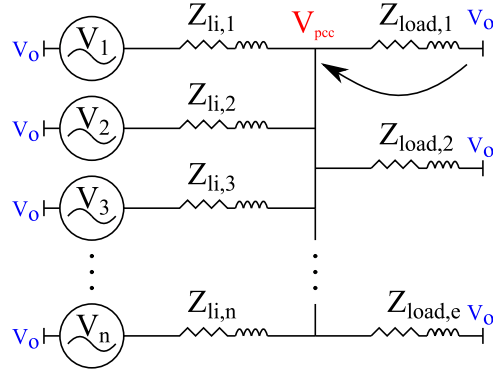


Figura 6.11. Esquema de una microrred AC general con n DGs y e cargas.

eléctrico de ramas en paralelo, cada una compuesta por una fuente de tensión ideal en serie con un elemento lineal, la tensión en los terminales de las ramas es igual a la suma de las fuerzas electromotrices multiplicadas por la admitancia de la rama, dividido por la suma de las admitancias [177]. La tensión en los terminales $V_{pcc}-V_o$ (figura 6.11) se define de la siguiente manera [178]:

$$v_{eq} = v_{pcc} - v_o = \sum_{i=1}^n \frac{v_i}{Z_{li,i}} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{v_i \cdot (R_{suma,i} - jX_{suma,i})}{R_i^2 + X_i^2}}{\sum_{i=1}^n \frac{R_{suma,i} - jX_{suma,i}}{R_i^2 + X_i^2}}. \quad (6.25)$$

Por otro lado, a medida que aumenta el número de DGs conectados a la microrred, aumentan los posibles caminos de las corrientes circulantes. En este sentido, es interesante analizar los caminos de la corriente que presentan mayor riesgo de corriente circulante analizando las diferencias de tensión entre los convertidores y las impedancias existentes entre ellos. A su vez, es importante considerar las diferentes dinámicas de los DGs que ocasionarán diferencias de tensión transitorias. Cuando se tiene una microrred con más de dos convertidores, es necesario realizar un estudio de los posibles caminos de la corriente circulante así como de la influencia de las diferentes inercias en la misma. En la presente tesis no se ha considerado este caso por lo que la corriente circulante se define como (5.19).

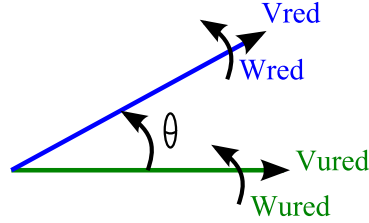


Figura 6.12. Fasores de las tensiones en la red y microrred.

6.5 Sincronización de microrredes

Las microrredes AC precisan de un algoritmo de sincronización cuando desean ser conectadas a la red principal. Gracias a este algoritmo, la conexión entre ambos sistemas se puede realizar de manera segura y con un transitorio suavizado.

En la figura 6.12 se muestra los fasores de la tensión en la red (V_{red}) y la microrred (V_{ured}) que giran a velocidades ω_{red} y ω_{ured} , respectivamente. La diferencia de fase ϕ existente entre ambos fasores es:

$$\phi = \phi_{red} - \phi_{ured} = (\omega_{red} - \omega_{ured}) \cdot t + \phi_o, \quad (6.26)$$

donde ϕ_{red} y ϕ_{ured} son los ángulos de la red y de la microrred en el instante de tiempo t , respectivamente, y ϕ_o es el desfase en el instante cero entre ambos sistemas. Por lo tanto, para conseguir que ambos sistemas estén sincronizados, hay que conseguir que ϕ sea nulo:

$$\phi = 0 \implies \omega_{red} - \omega_{ured} = 0, \quad (6.27)$$

$$\phi_o = 0. \quad (6.28)$$

6.5.1 Nuevo algoritmo de sincronización

En esta tesis, se ha implementado un algoritmo de control encargado de la sincronización en el MGCC que se activa cuando se requiere una conexión de la microrred a la red. Este algoritmo también se ha diseñado en el marco de referencia $d-q$ para poder utilizar las comunicaciones de pequeño ancho de banda que conectan el MGCC con los convertidores de la microrred. A continuación se describe el algoritmo de sincronización (figura 6.13) [179]:

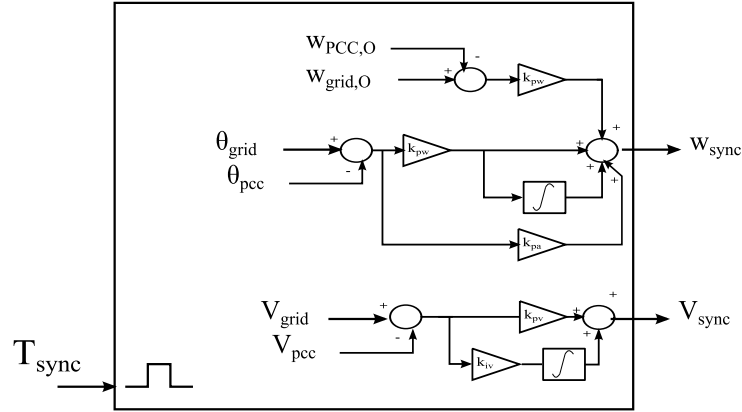


Figura 6.13. Algoritmo de sincronización de la microrred con la red principal.

$$\omega_{sync} = \frac{\omega_{rest,c}}{s + \omega_{rest,c}} \cdot ((E_{\omega,o} + E_{\phi})k_{pw} + k_{pa}E_{phi} + k_{iw} \int E_{phi}dt), \quad (6.29)$$

$$v_{sync,d} = \frac{\omega_{rest,c}}{s + \omega_{rest,c}} \cdot (E_v k_{pv} + k_{iv} \int E_v dt), \quad (6.30)$$

donde

$$E_{\omega,o} = \omega_{grid,o} - \omega_{pcc,o}, \quad (6.31)$$

$$E_{\phi,o} = \phi_{grid} - \phi_{pcc}, \quad (6.32)$$

$$E_v = v_{grid} - v_{pcc}, \quad (6.33)$$

y $\omega_{grid,o}$ y $\omega_{pcc,o}$ se refieren a las condiciones iniciales de las frecuencias en la red y microrred, respectivamente, ϕ_{grid} , ϕ_{pcc} , V_{grid} y V_{pcc} se refieren a las fases y tensiones en la red y PCC, respectivamente. Cabe destacar, que este algoritmo de sincronización comparte la misma dinámica que el control de restauración detallado anteriormente. Gracias a esta peculiaridad, no es necesario modificar el LC de cada convertidor y, a su vez, se utilizan las mismas comunicaciones del control de restauración. Así, cuando se requiere la sincronización de la microrred con la red, considerando (5.23), (5.23) y (6.29)-(6.33), el control total se puede describir de la siguiente forma (figura 6.14):

Tabla 6.3. Parámetros del algoritmo de sincronización.

Parámetros de sincronización					
k_{pv}	0.1	k_{iv}	0.1	T_{sync}	1 s
k_{pw}	0.5	k_{aw}	0.15		

$$\omega_i^* = \omega_{droop,i}^* + \omega_{i,sinc}, \quad (6.34)$$

$$v_{i,d}^* = v_{droop,i,d}^* - v_{i, fic,d} + v_{i,sinc,d}, \quad (6.35)$$

$$v_{i,q}^* = -v_{fic,q}. \quad (6.36)$$

Por último, con el objetivo de validar el algoritmo de sincronización propuesto, se ha considerado el esquema de control de la microrred implementado en *Matlab-Simulink* (figura 6.3) y se ha incorporado la función de sincronización en el MGCC (figura 6.14). De este modo, se han sumado a las características de control del esquema (tabla 6.1) los parámetros mostrados en la tabla 6.3.

En las figuras 6.15(a) y 6.15(b) se observa que se alcanza el sincronismo entre ambas redes sin oscilaciones. A su vez, las diferencias de frecuencia y tensión entre ambos sistemas se cancelan de manera suave obteniendo un buen transitorio en la microrred (figuras 6.15(c) y 6.15(d)).

6.6 Conclusiones

Este capítulo ha analizado el compromiso entre la regulación y reparto de potencias existente en el método *droop*. Gracias a este análisis, se ha comprobado la dependencia de los valores de tensión y frecuencia de la microrred con la carga conectada en cada momento. Este compromiso hace que los valores de la tensión y frecuencia de la microrred se desvíen de sus valores nominales. Con el objetivo de solventar esta problemática, se puede incorporar un lazo de restauración basado en integradores que recupera los valores nominales de tensión y frecuencia [6, 127, 134, 172].

Cabe destacar que este control debe ser diseñado de tal forma que se garantice un comportamiento estable y suave del sistema en todo momento. Sin embargo, este diseño no se ha considerada en trabajos anteriores. Por ello, este capítulo ha propuesto un diseño de este control teniendo en cuenta el comportamiento de la microrred. Se ha partido del modelo lineal de la microrred obtenido en el capítulo 5 estudiando el comportamiento del sistema para diferentes dinámicas

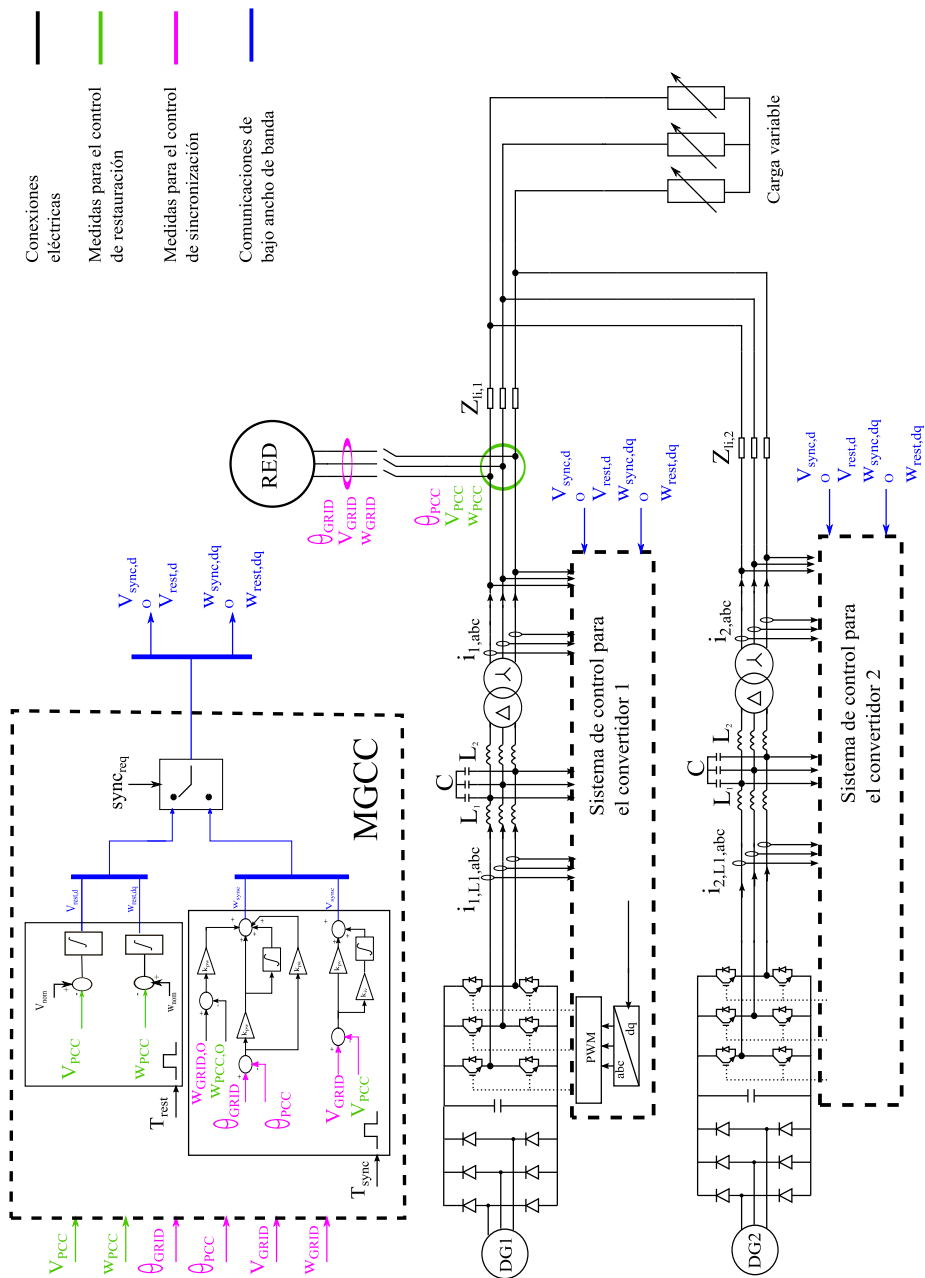


Figura 6.14: Esquema de control de la microrred con control *droop*, control de restauración y algoritmo de sincronización.

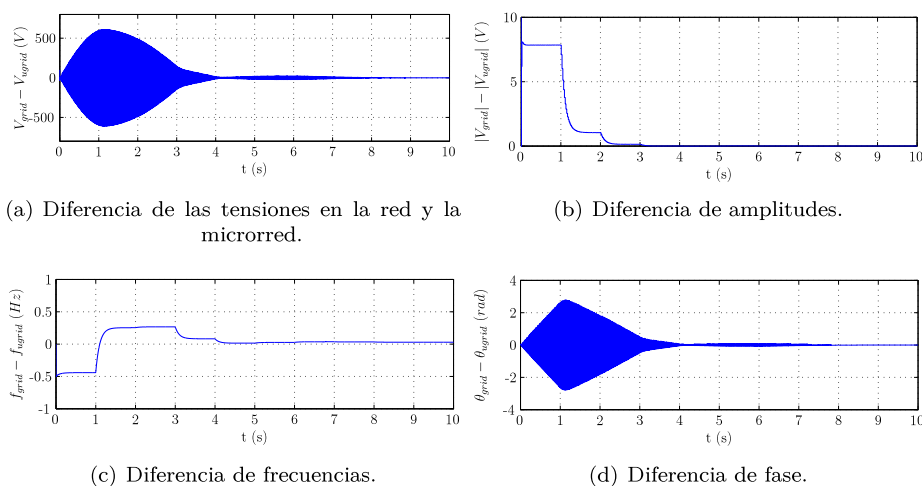


Figura 6.15. Resultados del control de sincronización.

del control de restauración. Además, el control de restauración se ha diseñado en el marco de referencia $d-q$ para poder utilizar comunicaciones de pequeño ancho de banda entre el control central de restauración y los convertidores. Este tipo de comunicaciones hacen que el sistema sea más económico y fiable. Una vez validado el control mediante simulaciones, se ha analizado la sensibilidad de los controles propuestos a diferentes impedancias de línea. Mediante este análisis se ha observado que el sistema de control es sensible, sobre todo, a la resistencia de línea entre los convertidores y la red. Por lo tanto, es necesario tener en cuenta esta dependencia en el diseño del sistema de control de una microrred. El control diseñado se ha implementado en la microrred experimental presentada en el capítulo 5 para comprobar, así, buen funcionamiento del control diseñado. Con el objetivo de poder adaptar a diferentes configuraciones de microrred la metodología de diseño propuesta, se ha presentado un modelo generalizado del esquema eléctrico de las microrredes. Mediante este modelo, el diseño de control puede ser modificado para otras configuraciones de manera sencilla.

Por último, las microrredes AC requieren un algoritmo de sincronización ya que pueden operar conectadas o desconectadas de la red principal. Se han enumerado algunos trabajos que abordan esta problemática [1, 77, 173]. Este capítulo ha presentado un algoritmo de sincronización adaptado al diseño de control de restauración propuesto. Gracias a esta adaptación, el algoritmo puede hacer uso de las comunicaciones de pequeño ancho de banda necesarias para llevar a ca-

bo el control de restauración. A su vez, el algoritmo de sincronización incorpora términos *feed-forward* para conseguir sincronizar la microrred con la red en pocos periodos de control y sin la necesidad de incorporar comunicaciones rápidas o de tiempo real.

Parte IV

Conclusiones y trabajo futuro

Capítulo 7

Conclusiones y trabajo futuro

7.1 Conclusiones

Las microrredes deben garantizar diversas funciones tales como el suministro de energía eléctrica y/o térmica, participación en el mercado energético, etc. Dichas funciones pueden llevarse a cabo mediante diferentes sistemas de control. En este sentido, el control jerárquico de microrredes es el sistema de control más empleado. El control jerárquico puede ser aplicado, principalmente, de forma centralizada y descentralizada. Tras analizar las características de cada una de estas modalidades de control, se puede afirmar que el control jerárquico centralizado es más conveniente en microrredes de pequeño tamaño en las que los DERs comparten los mismos objetivos. El control descentralizado o basado en MAS, por su parte, es más apropiado en microrredes de mayor tamaño con objetivos variados.

Con el objetivo de garantizar el funcionamiento básico de la microrred, el sistema de control debe asegurar el reparto de potencias activa y reactiva y la regulación de tensión y frecuencia. En este sentido, el método *droop* es el control más empleado, principalmente, debido a que prescinde del uso de comunicaciones para su funcionamiento. Sin embargo, este método presenta diversas desventajas entre las cuales está la dependencia de la impedancia de salida de los convertidores. En este sentido, se puede incorporar una impedancia ficticia con el objetivo de caracterizar la impedancia de salida de los convertidores de la forma deseada. Esta impedancia debe ser diseñada de manera adecuada para garantizar la esta-

bilidad y mejora del método *droop*. Además, hay que tener en cuenta que tanto el consumo como la generación en una microrred son muy variables, por lo que es necesario considerar todo el rango de carga durante el diseño de esta impedancia. Vista la escasa literatura que aborda esta problemática, esta tesis ha presentado una metodología para el diseño de esta impedancia. Como novedad a los diseños anteriores presentes en la bibliografía, esta metodología garantiza la estabilidad y buen comportamiento de la microrred en todo su rango de carga así como durante saltos de la misma.

Por otro lado, el método *droop* presenta un compromiso entre el reparto de carga y la regulación de tensión y frecuencia. La solución principal propuesta hasta la fecha es la adición del control de restauración. Los trabajos que abordan esta problemática no analizan el impacto que tiene la incorporación de este lazo de control en el resto del sistema. A su vez, definen una dinámica general para todos los convertidores sin tener en cuenta posibles inercias ni retardos que pueden diferenciar las dinámicas de unos y otros. Esta tesis también ha contribuido en este campo presentando un nuevo control de restauración cuya dinámica es definida de manera local a cada convertidor para considerar diferencias en sus dinámicas. Además, la dinámica se ha diseñado de tal forma que se garantice un comportamiento estable y suave de la microrred. Este control está basado en comunicaciones de pequeño ancho de banda para conseguir un diseño más atractivo.

Por último, cabe recordar que las microrredes AC precisan de un algoritmo de sincronización ya que pueden operar tanto conectadas como desconectadas de la red principal. En este sentido, esta tesis ha proporcionado un nuevo algoritmo de sincronización adaptado a comunicaciones de pequeño ancho de banda y con términos *feed-forward* con el objetivo de conseguir una sincronización rápida sin necesidad de comunicaciones de gran velocidad.

7.2 Resumen de las principales aportaciones

En esta sección se resumen las principales aportaciones de la presente tesis.

1. Aspectos generales de los sistemas de control en microrredes

Esta tesis ha presentado una visión general de los aspectos más relevantes de las microrredes centrándose en los sistemas de control debido a su importancia. Por un lado, se ha observado que aunque existe mayor interés en las microrredes DC en comparación con las AC debido, sobretudo, a las ventajas que aportan las primeras, la gran mayoría de las microrredes

existentes son AC. También se ha observado que los sistemas de protección de microrredes requieren especial interés ya que difieren en gran medida de los sistemas de protección ubicados en las redes convencionales. En la literatura se han presentado varias propuestas al respecto aunque aún se precisan de mayores esfuerzos de investigación en este campo.

Por otro lado, se han analizado las estrategias de control empleadas en las microrredes con mayor detalle. En este sentido, se ha observado que el sistema de control más extendido en las microrredes es el control jerárquico por lo que se ha procedido a analizar sus principales características. A su vez, se ha proporcionado un análisis más profundo de los métodos de control *droop*, encargados del funcionamiento básico de la microrred. En este sentido, se han presentado sus principios fundamentales, ventajas y desventajas, así como las principales variantes presentes en la literatura que mejoran el método original. Por último, el comportamiento del método *droop* se ha validado mediante simulaciones y se han propuesto varias líneas de investigación que mejoran el comportamiento de los métodos *droop* tales como nuevos tipos de control secundario y mejora del diseño de la impedancia ficticia.

2. Mejora del control *droop*: diseño de la impedancia ficticia

Una de las principales desventajas del método *droop* original es la dependencia de la impedancia de salida del convertidor asociado. En la literatura, este inconveniente se ha solventado, principalmente, mediante la incorporación de una impedancia ficticia.

La adición de una impedancia ficticia puede mejorar el comportamiento del método *droop* si esta impedancia se diseña de manera adecuada. Un mal diseño puede empeorar el comportamiento de la microrred o incluso inestabilizar el sistema. En este sentido, son escasos los trabajos que abordan esta tarea. Además, los propuestos no tienen en cuenta todo el rango de carga de la microrred para poder garantizar la estabilidad de la microrred con independencia de la carga conectada.

En este sentido, esta tesis ha propuesto un diseño de esta impedancia ficticia teniendo en cuenta los esquemas eléctrico y de control de una microrred experimental. Gracias a la consideración de ambos esquemas, se ha conseguido un diseño más preciso que el obtenido en trabajos anteriores (basados únicamente en el esquema de control de la microrred). Para ello, se ha desarrollado un modelo lineal tanto de la parte eléctrica como de la de control de la microrred analizada. Éste se ha validado comparando las respuestas del sistema no lineal original y del sistema lineal obtenido. Asimismo, se

ha analizado el comportamiento de la microrred mediante la simulación del modelo lineal para diferentes valores de la impedancia ficticia. De esta forma, se ha seleccionado un valor de impedancia ficticia que garantiza la estabilidad de la microrred en todo su rango de carga. A su vez, se consigue una menor corriente circulante entre los convertidores y una tensión más estable en la microrred. Este diseño se ha validado experimentalmente mediante su implementación en la microrred de TECNALIA.

3. Mejora del control secundario para microrredes

El control de restauración mantiene los valores nominales de tensión y frecuencia en la microrred. Este lazo de control también debe ser diseñado teniendo en cuenta las características eléctricas y de control de la microrred para poder asegurar la estabilidad en la microrred y garantizar una restauración suave y sin oscilaciones. Sin embargo, esta problemática no se ha abordado en las publicaciones anteriores que, a su vez, incluyen una dinámica del control común para todos los convertidores. También hay que considerar que este control precisa de comunicaciones con los convertidores conectados a la microrred, por lo que es conveniente minimizar el ancho de banda de éstas para obtener un sistema más robusto y fiable.

Con el objetivo de hacer frente a las deficiencias anteriores, esta tesis ha presentado un diseño de este control de restauración. Éste garantiza la estabilidad de la microrred y una tensión sin oscilaciones. A su vez, la dinámica de este control es definida de manera local en cada convertidor para poder tener en cuenta diferencias en sus inercias o posibles retardos. Este control está, además, diseñado para comunicaciones de pequeño ancho de banda para obtener, así, un sistema más atractivo. El control propuesto así como su diseño se han validado experimentalmente.

Por otro lado, es necesario un algoritmo de sincronización que garantice una conexión suave de la microrred a la red. En este sentido, esta tesis ha propuesto un algoritmo de sincronización que asegura una conexión estable a la microrred. Dicho algoritmo se ha diseñado basado en las comunicaciones de pequeño ancho de banda empleadas en el control de restauración para obtener, así, una implementación más sencilla e interesante. A su vez, este algoritmo es capaz de sincronizar ambos sistemas en un corto periodo de tiempo y sin la necesidad de comunicaciones de gran velocidad. Finalmente, este algoritmo se ha validado considerando las características de la microrred experimental estudiada y del control *droop* diseñado en la presente tesis.

Tabla 7.1: Publicaciones derivadas de la presente tesis con los capítulos correspondientes.

Capítulo	Título	Publicación
2	Convertidores de potencia en sistemas distribuidos	I4, N1
3	Microrredes eléctricas	R1, R2
4	Paralelización de convertidores de potencia: métodos <i>droop</i>	I3, I4, N1, N2
5	Método <i>droop</i> mejorado: diseño de la impedancia ficticia	I2, R3
6	Control secundario para microrredes eléctricas	I1, I2, I3, R2, R3

Ix: Congreso internacional.

Nx: Congreso nacional.

Rx: Revista científico-técnica.

7.3 Publicaciones derivadas del presente trabajo

El trabajo presente en esta tesis se ha publicado en 3 revistas científico-técnicas, en 4 congresos internacionales y 2 en congresos nacionales. En la tabla 7.1 se relacionan los trabajos publicados con los capítulos de la presente tesis.

7.3.1 Revistas científico-técnicas

- R1) **E. Planas**, A. Gil-de-Muro, J. Andreu, I. Kortabarria and I. Martínez de Alegria. “General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 17. pp. 147-159, future publication on 2013. Índice de impacto (JCR): 6.018.

En este artículo se presenta una descripción completa de las principales características de una microrred y describe las singularidades de los sistemas de control empleados en este tipo de sistemas. A su vez, se proporcionan los detalles de las tareas de control relacionadas y de los principales tipos de control propuestos en la literatura. Además, se describen los controles existentes en microrredes reales en el mundo y propone nuevas líneas de investigación.

- R2) **E. Planas**, E. Ibarra, J. Andreu, J. L. Martín and J. R. Etxebarria. “Droop metodoak: potentzia-bihurgailuak paraleloan konektatzeko haririk gabeko metodoak”. Ekaia, vol. 24. pp. 257-276, 2011.

Existen diversas técnicas de control para la paralelización de convertidores de potencia. En este artículo, se clasifican los tipos de control existentes y

se realiza un profundo estado del arte del método *droop*. Se presentan sus principales características, ventajas y desventajas, así como las múltiples variantes de este método presentes en la literatura. Además, se implementa una microrred aislada formada por varios MCs y diferentes cargas. La microrred está controlada mediante una versión mejorada del control *droop* que incluye un lazo de restauración de tensión y frecuencia. Asimismo, se presentan los resultados obtenidos del sistema propuesto para comprobar la efectividad del control diseñado.

- R3) **E. Planas**, A. Gil-de-Muro, J. Andreu, I. Kortabarria and I. Martínez de Alegría. “*Design and implementation of a droop control in d-q frame for islanded microgrids*”. IET Renewable Power Generation, segunda revisión, pendiente de aceptación. Índice de impacto (JCR): 1.742.

La incorporación del control de restauración así como de una impedancia ficticia al método *droop* supone mejorar la calidad de la tensión suministrada y de la estabilidad del sistema. Estos lazos de control deben ser bien diseñados para garantizar la estabilidad del sistema y satisfacer las condiciones de funcionamiento del mismo. En este artículo, se propone el diseño de estos sistemas mediante un modelo lineal de una microrred experimental. De esta forma, se escogen aquellos valores de impedancia ficticia que garantizan un buen comportamiento del sistema y un control de restauración que asegura una tensión de buena calidad. Los resultados experimentales avalan el diseño realizado.

7.3.2 Congresos internacionales

- I1) **E. Planas**, A. Gil-de-Muro, J. Andreu, J. L. Martín and I. Kortabarria. “*Control and synchronization of microgrids in d-q frame*”. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ), Bilbao (Spain). Aceptado. Pendiente de publicación en marzo de 2013.

La conexión y desconexión de la red es un suceso habitual en las microrredes eléctricas. Por lo tanto, es necesario un algoritmo de sincronización que asegure una buena conexión en el caso de microrredes AC. En este trabajo, se presenta un algoritmo de sincronización diseñado en *d-q* que garantiza una conexión suave y sin oscilaciones. Además, este algoritmo es implementado en una microrred controlada mediante el método *droop* con impedancia ficticia en el marco *d-q*, tal y como se ha realizado en la publicación I2. Gracias al diseño en *d-q*, la sincronización se puede realizar mediante el uso de comunicaciones de bajo ancho de banda que simplifican el diseño del control. Resultados de simulación validan la propuesta presentada.

- I2) **E. Planas**, A. Gil-de-Muro, J. Andreu, I. Kortabarria and I. Martínez de Alegría. “*Stability analysis and design of droop control method in dq frame for connection in parallel of distributed energy resources*”. Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON). pp. 5667-5672, Montreal (Canada), 2012.

La incorporación del control de restauración al método *droop* supone mejorar la calidad de la tensión suministrada por la microrred. A su vez, el uso de una impedancia ficticia mejora la estabilidad del sistema y evita el uso de impedancias reales que aumentan el peso, volumen y precio del sistema. Sin embargo, ambos lazos de control deben ser cuidadosamente diseñados para garantizar la estabilidad del sistema y satisfacer las condiciones de funcionamiento del mismo. En este artículo, se propone diseñar ambos lazos de control mediante un modelo lineal de la microrred estudiada. De esta forma, se escogen aquellos valores de impedancia ficticia que garantizan un buen comportamiento del sistema y un control de restauración que asegura una tensión de buena calidad.

- I3) **E. Planas**, E. Ibarra, J. Andreu, J. L. Martín and S. Apiñaniz. “*Wireless control for parallel connected converters applied to Matrix Converters*”. Power Electronics and its Applications in Motion and Energy Management (PCIM). pp. 866-871, Nuremberg (Germany), 2011.

El método *droop* presenta algunas desventajas. Entre ellas se encuentra el compromiso que existe entre la regulación de frecuencia/tensión con la potencia activa/reactiva. En este artículo se propone un control de restauración que reduce los errores de tensión y frecuencia de la microrred mediante un control central. Este control secundario es validado en una microrred aislada formada por cuatro MCs usando el modelo promediado SSMA. Gracias a este modelo promediado, los resultados pueden ser validados de una manera rápida y eficaz.

- I4) **E. Planas**, E. Ibarra, E. Ormaetxea, J. Andreu and I. Gabiola. “*Implementation of an Electrical Micro-Grid Through Matrix Converters Connected in Parallel*”. International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE-PEMC). pp. 137-142, Ohrid (Macedonia), 2010.

En este artículo se presenta la implementación de una microrred aislada formada por varios MCs con distintas características. Se diseña un control *droop* adaptado a las características de las cargas y de los MCs que conforman la microrred. Los resultados mostrados avalan el buen funcionamiento del control diseñado.

7.3.3 Congresos nacionales

- N1) **E. Planas**, E. Ibarra, J. Andreu, I. Kortabarria and I. Gabiola. “*Método droop: análisis del control wireless para la conexión en paralelo de convertidores de potencia*”. Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación (SAAEI). pp. 275-280, Badajoz (España), 2011.

En este artículo se describe en profundidad el método *droop* de paralelización de convertidores de potencia. Se explica en detalle los fundamentos del control así como sus ventajas y desventajas. Asimismo, se presenta un estado del arte con las variaciones de este método que se han propuesto en la literatura. Por último, se proponen nuevas líneas de investigación para continuar mejorando el método original.

- N2) **E. Planas**, E. Ibarra, E. Ormaetxea, J. Andreu e I. Gabiola. “*Control en Paralelo de Convertidores Matriciales Aplicado a Microrredes Eléctricas*”. Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación (SAAEI), pp. 359-364, Bilbao (España), 2010.

En este artículo se presenta la modulación SVM indirecta (*Indirect Space Vector Modulation*) para el MC y se implementa un control *droop* para la paralelización de varios MCs. Mediante los buenos resultados presentados se verifica la validez de la estrategia de control implementada.

7.4 Líneas de trabajo futuro

En esta sección se presentan varias líneas de investigación para continuar con el trabajo presentado en esta tesis. Estas líneas de investigación son:

1. **Control terciario de microrredes:** en esta tesis se ha presentado el diseño de un control jerárquico centralizado formado por dos niveles de control. Sin embargo, las microrredes también pueden participar en el mercado eléctrico así como controlar la cantidad de potencia que importan o exportan a la red. Estas tareas se engloban en el tercer nivel de control jerárquico centralizado, denominado control terciario. Este nivel se ha descrito de manera general en la presente tesis. Por ello, se propone investigar este control terciario para así completar el control jerárquico centralizado presentado en esta tesis.
2. **Estudio de SS y cargas selectivas:** las microrredes son agrupaciones de DERs, es decir, de DGs, SSs y cargas. Esta tesis ha estado centrada en el control de los DGs sin entrar en detalle en el control de los SSs ni en el

desarrollo de algoritmos que den prioridad al suministro de las cargas más críticas frente al resto de cargas. Por lo tanto, se propone seguir investigando en algoritmos de control para los SSs así como en la clasificación de las cargas según su prioridad de abastecimiento.

3. **Aplicaciones de los sincrofasores en las microrredes:** los sincrofasores se han presentado como dispositivos capaces de proporcionar medidas muy precisas de las tensiones en una red. Asimismo, se han presentado sus principales características así como sus aplicaciones fundamentales en la red general. Sin embargo, aún son escasas las aplicaciones proporcionadas de esos mecanismos en las microrredes por lo que se propone seguir investigando en los usos posibles de los sincrofasores en las microrredes.
4. **Sistemas de protección para microrredes:** las microrredes se caracterizan por una configuración eléctrica dinámica, la bidireccionalidad de la potencia, menores rangos de corriente, etc. que hacen que sus sistemas de protección deban ser adaptados. Existen algunas aportaciones en este campo aunque aún son muy escasas por lo que se plantea este campo como línea de trabajo futuro.

7.5 Agradecimientos

Este trabajo ha sido generado en la Unidad de Formación e Investigación UFI11/16 financiada por la UPV/EHU y patrocinado por el Departamento de Educación, Universidades e Investigación del Gobierno Vasco en base a las ayudas para apoyar las actividades de grupos de investigación del sistema universitario vasco IT394-10 y los proyectos de investigación 14711GVAE y S-PE11UN002.

Parte V

Apéndices

Anexo A

Componentes simétricas en sistemas trifásicos

Un sistema de energía trifásico es equilibrado o simétrico cuando las tensiones y corrientes trifásicas tienen la misma amplitud y presentan un desplazamiento de fase de 120° entre ellas. Si no se cumplen todas estas condiciones, el sistema se denomina desequilibrado o asimétrico [180].

Para cuantificar el desequilibrio de tensión o corriente de un sistema trifásico se utilizan los componentes de Fortescue o componentes simétricos. El sistema trifásico se descompone en un sistema denominado de secuencia directa o positiva, secuencia inversa o negativa y secuencia homopolar o cero, identificados por los subíndices d , i , h . Estos sistemas se calculan utilizando transformaciones matriciales de las tensiones trifásicas o fasores de corriente. Así, para una tensión o corriente X trifásica con fases R , S , T se tiene que:

$$\begin{pmatrix} X_h \\ X_d \\ X_i \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & e^{120j} & e^{2 \cdot 120j} \\ 1 & e^{2 \cdot 120j} & e^{120j} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} X_R \\ X_S \\ X_T \end{pmatrix}. \quad (\text{A.1})$$

El sistema directo está asociado a un vector rotatorio en sentido positivo y el sistema inverso produce un campo que rota en sentido negativo (figura A.1). Las componentes homopolares tienen ángulos de fase idénticos (figura A.1). La suma de las tres corrientes de un sistema trifásico de tres hilos es siempre cero. Por lo tanto, para que pueda haber una componente homopolar de corriente es

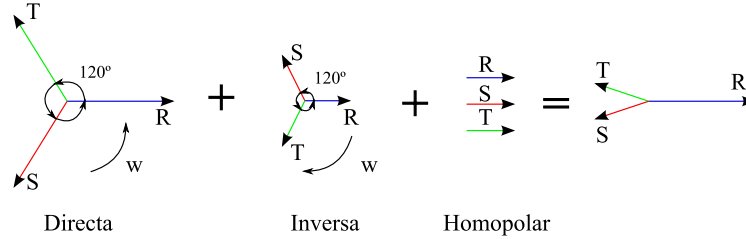


Figura A.1: Secuencias directa, inversa y homopolar de un sistema trifásico desequilibrado.

necesario una cuarta vía de corriente (conductor neutro o retorno de tierra). De esta forma, las corrientes homopolares no circulan en sistemas de tres hilos pero pueden causar importantes diferencias de tensión entre las tensiones en los puntos neutros de las conexiones en estrella de las cargas y generadores.

Estas componentes se pueden obtener por separado aplicando varias transformaciones matriciales a las tensiones o a las corrientes medidas. En primer lugar, se aplica la transformada de Clarke (C_C):

$$\begin{pmatrix} X_\alpha \\ X_\beta \\ X_0 \end{pmatrix} = C_C \begin{pmatrix} X_R \\ X_S \\ X_T \end{pmatrix} = K_1 \begin{pmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ K_2 & K_2 & K_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} X_R \\ X_S \\ X_T \end{pmatrix}, \quad (\text{A.2})$$

donde X_R , X_S y X_T son las tres fases del sistema y X_α , X_β y X_0 son las componentes en el sistema de referencia α - β . Las constantes K_1 y K_2 pueden adoptar dos valores diferentes:

- $K_1 = \sqrt{\frac{2}{3}}$ y $K_2 = \frac{1}{\sqrt{2}}$: con estos valores las potencias del sistema representado en R , S , T coincide con la potencia del sistema representado en α - β aunque los módulos de las magnitudes transformadas son diferentes en cada sistema.
- $K_1 = \frac{2}{3}$ y $K_2 = \frac{1}{\sqrt{2}}$: en este caso, las amplitudes de las magnitudes en ambos sistemas son iguales. A su vez, la potencia debe calcularse de la siguiente manera:

$$P = \frac{3}{2}(V_\alpha I_\alpha + V_\beta I_\beta + V_0 I_0). \quad (\text{A.3})$$

En esta tesis, se han utilizado los valores $K_1 = \frac{2}{3}$ y $K_2 = \frac{1}{\sqrt{2}}$. Gracias a la

aplicación de la transformada de Clarke, la componente homopolar de la tensión o corriente transformada queda aislada en la componente θ . Acto seguido, se aplica la transformada de Park (C_P), que tiene la siguiente forma:

$$\begin{pmatrix} X_d \\ X_q \\ X_o \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 0 \\ -\sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} X_\alpha \\ X_\beta \\ X_o \end{pmatrix}. \quad (\text{A.4})$$

Al aplicar la transformada de Park, la secuencia directa se mantiene constante en el tiempo y el resto de componentes (secuencia indirecta y armónicos) aparecen con, al menos, una frecuencia doble a la frecuencia de la secuencia directa. Por lo tanto, aplicando un filtro paso bajo con una frecuencia de corte igual a la frecuencia de la secuencia directa se obtiene, finalmente, la secuencia directa de la magnitud medida.

Anexo B

Sincrofasores

B.1 Introducción

Hoy en día, los sistemas de potencia sufren una sobrecarga cada vez mayor debido a la creciente demanda energética. A su vez, restricciones medioambientales limitan la expansión de la red de transmisión eléctrica y establecen mayores distancias entre los puntos de generación y consumo [181]. Estos factores unidos a la exigencia de una calidad cada vez mayor de los sistemas de potencia, condicionan la eficiencia del sistema energético. En este sentido, las medidas sincronizadas son muy útiles para monitorizar y controlar el comportamiento de la dinámica en un sistema de potencia, especialmente durante condiciones de operación de alto estrés [174]. Así, los sincrofasores, o también comúnmente denominados PMUs (*Phasor Measurement Unit*) facilitan un gran número de aplicaciones que mejoran la eficiencia de los sistemas de potencia.

A modo de definición, un PMU es un dispositivo que proporciona información sobre los fasores de tensión en tiempo real y con una precisión muy elevada [175]. El uso de PMUs se introdujo en los sistemas de potencia en los años 1980 [174] por la institución *Virginia Polytechnic Institute and State University (Virginia Tech)* [182]. En los últimos años, se han ido multiplicando las aplicaciones estudiadas, propuestas e implementadas de los PMUs, con los beneficios que éstos aportan. En este anexo se detallan las principales características de estos dispositivos así como sus aplicaciones más destacables.

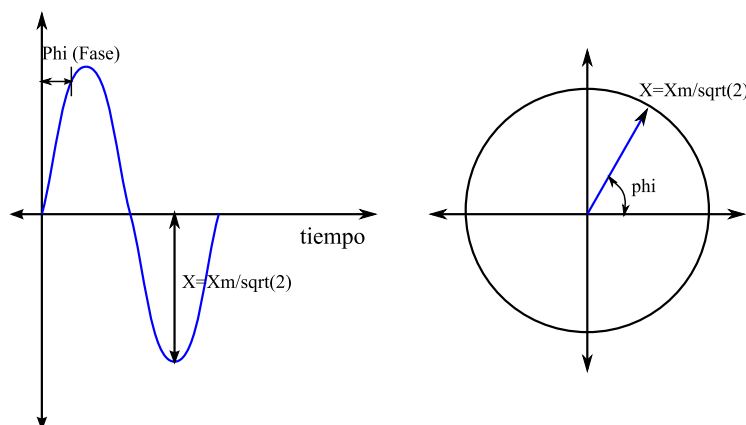


Figura B.1. Onda senoidal representada en el tiempo y en fasor.

B.1.1 Principios de funcionamiento

Los PMUs realizan medidas de fasores sincronizados con el UTC de alta precisión muy útiles para la obtención de parámetros de la red eléctrica. En este sentido, un sincrofasor X de una señal $x(t)$ se puede definir de la siguiente manera (figura B.1) [174]:

$$X = X_r + jX_i = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos\phi + j\sin\phi), \quad (\text{B.1})$$

donde $X_m/\sqrt{2}$ es el valor eficaz de $x(t)$ y ϕ es el valor instantáneo del ángulo relativo al coseno a frecuencia nominal f_o sincronizada con el sistema UTC.

Las medidas de los PMUs deben estar sincronizadas con el tiempo UTC con la precisión suficiente para garantizar el estándar *IEEE C37.118-2005*. Para ello, el vector de error total (TVE, *Total Vector Error*), el error de frecuencia (FE, *Frequency Error*) y el error de medida (RFE, *ROCOF Measurement Error*) de la ratio de cambio de frecuencia (ROCOF, *Rate of Change of Frequency*) deben mantenerse dentro de los límites exigidos [183]. El TVE define la precisión del estándar como una diferencia vectorial entre los valores medidos (X_{med}) y los esperados (X_{ideal}) de los fasores en un instante de tiempo (k) [184]:

$$TVE_k = 100\% \cdot \left| \frac{X_{med(k)} - X_{ideal}}{X_{ideal}} \right|. \quad (\text{B.2})$$

El TVE puede representar tres tipos de error (magnitud, ángulo y tiempo) y establece dos rangos de precisión (nivel 1 y nivel 0). A su vez, un PMU debe ser capaz de reportar el ROCOF. Para obtener esta medida, se deben tener en cuenta las siguientes definiciones estándar para la señal $x(t)$:

$$x(t) = X_m \cos(\psi(t)), \quad (\text{B.3})$$

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\psi(t)}{dt}, \quad (\text{B.4})$$

$$ROCOF(t) = \frac{df(t)}{dt}. \quad (\text{B.5})$$

Asimismo, se debe considerar que los PMUs calculan las medidas en relación a la frecuencia f_o , por lo que la expresión del *coseno* cambia a la siguiente forma:

$$\psi(t) = \omega_o t + \varphi(t) = 2\pi f_o t + \varphi(t) = 2\pi(f_o t + \varphi(t)/2\pi), \quad (\text{B.6})$$

por lo que

$$f(t) = f_o + \frac{d(\varphi(t)/2\pi)}{dt} = f_o + \Delta f(t), \quad (\text{B.7})$$

quedando

$$ROCOF(t) = \frac{d^2(\varphi(t)/2\pi)}{dt^2} = \frac{d\Delta f(t)}{dt}. \quad (\text{B.8})$$

Por último, los parámetros FE y RFE quedan definidos de la siguiente forma:

$$FE = |f_{real} - f_{medida}| = |\Delta f_{real} - \Delta f_{medida}|, \quad (\text{B.9})$$

$$RFE = |(df/dt)_{real} - (df/dt)_{medida}|. \quad (\text{B.10})$$

B.1.2 Características de los sincrofasores

Un PMU es básicamente un grabador de datos digital que tiene la capacidad de sincronizar las medidas con alta precisión. Así, un único PMU puede proporcionar información en tiempo real acerca de los eventos en el sistema de potencia al que esté conectado mediante la medida de fases de corriente y tensión. Asimismo,

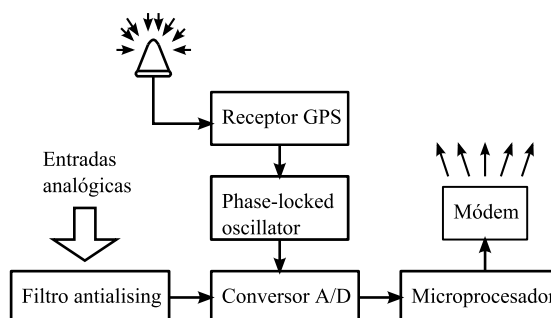


Figura B.2. Arquitectura general de un PMU.

varios PMUs permiten la obtención de medidas coordinadas de todo el área que cubran. Gracias a esta característica, los PMUs se han convertido en la base de varios tipos de esquemas de control y protección de grandes áreas eléctricas [174]. A continuación, se describen las principales características de los PMUs:

- **Arquitectura:** en la figura B.2 se muestra la arquitectura típica de un PMU [174]. Esta topología consta, en general, de un filtro *antialiasing*, un receptor GPS (*Global Positioning System*) y un microprocesador. Se observa cómo las medidas tomadas pasan a través de un filtro *antialiasing* que garantice una buena conversión analógica-digital (A/D). El convertor A/D recibe como señal de reloj la señal del tiempo del dispositivo receptor GPS obtenido a partir de un PLL (*Phase-locked Loop*). Gracias al receptor GPS, se consiguen medidas sincronizadas de diferentes PMUs colocados en distintas posiciones. Por último, el microprocesador se encarga de calcular los valores de los fasores que son transmitidos, junto con información complementaria, a ubicaciones remotas mediante módems.
- **Formato de datos:** los datos proporcionados por los PMUs deben contener una etiqueta con el tiempo coordinado universal (UTC, *Universal Time Coordinated*) expresado en tres números: el segundo referido al siglo (SOC, *Second of Century*), la fracción de segundo y el estado del tiempo. En la figura B.3 se muestra el mensaje que deben proporcionar los PMUs [174].
- **Colocación:** si se colocan PMUs en todos los nodos del sistema eléctrico se puede realizar una estimación de los estados del sistema [185]. Sin embargo, cabe considerar el precio de los PMUs junto con las comunicaciones necesarias entre los mismos, lo que hace que el sistema se vuelva altamente costoso si se coloca un PMU en cada nodo. En este sentido, se han propues-

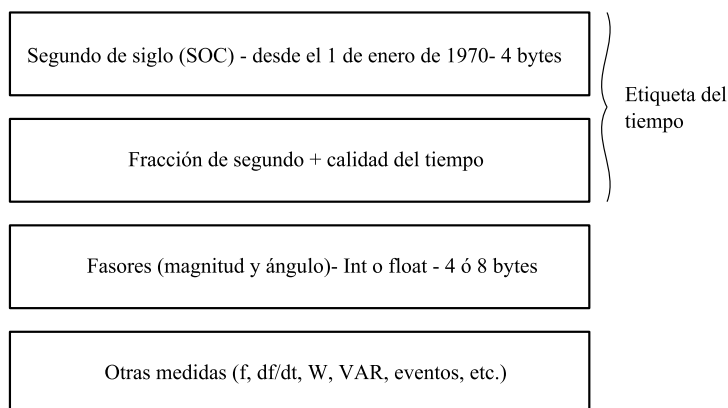


Figura B.3. Mensaje proporcionado por el PMU.

to varias formas de colocar los PMUs de manera óptima para conseguir un sistema totalmente observable con el mínimo coste [185–188].

- **Estándares:** existen varios estándares relacionados con las microrredes entre los que cabe destacar el *IEEE C37.118*, *IEC 61850* y *IEC 1588* [174, 189]. Sin embargo, estos estándares aún requieren diversas especificaciones técnicas en campos como requisitos de operación y funciones de los concentradores de datos (PDC, *Phasor Data Concentrator*), protocolos de comunicación entre el PMU y el PDC, etc. [189].

B.1.3 Aplicaciones de los sincrofasores

Los PMUs ofrecen gran cantidad de aplicaciones que mejoran la eficiencia de los sistemas de potencia. Estas aplicaciones abarcan tareas de monitorización, visualización y control de sistemas de potencia tales como verificación de las fases de tensión y corriente, análisis de los canales de comunicación, monitorización de la frecuencia en grandes áreas de la red eléctrica, mejora de la estimación de estados, control de la generación distribuida, etc. [190]. A continuación, se presentan las aplicaciones principales de los PMUs [174, 181, 190–192]:

- **Desarrollo de sistemas de protección:** los cálculos tradicionales de las impedancias de línea basadas en constantes pueden producir errores significativos, especialmente en el cálculo de la impedancia de secuencia nula. Estos errores pueden provocar un mal diseño de las distancias en las que se

ubican los relés, puntos de falta, etc. Gracias al uso de PMUs, se obtienen medidas de la impedancia ficticia más precisas, siendo dichos PMUs útiles en el cálculo de puntos de falta. Estas características hacen que los PMUs sean dispositivos idóneos para el desarrollo de sistemas de protección.

- **Monitorización y control del sistema en tiempo real:** la expansión del sistema eléctrico está provocando pequeñas oscilaciones en sus señales. Los sistemas de monitorización SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) proporcionan los valores de las magnitudes de tensión y fase en diversos puntos del sistema en intervalos de varios segundos. Sin embargo, las exigencias de calidad del suministro energético son cada vez más restrictivas y requieren de tecnologías capaces de proporcionar medidas con mayor periodicidad y precisión. En este sentido, la instalación de PMUs en diferentes puntos de las líneas ofrece la posibilidad de obtener datos del comportamiento dinámico del sistema de una manera precisa y sencilla. Así, este conocimiento permite a los operadores del sistema desarrollar acciones correctoras, establecer técnicas de suavizado de oscilaciones y procedimientos de respuesta ante oscilaciones inestables del sistema.
- **Otros:** existen otras aplicaciones tales como la verificación de los fasores de tensión y corriente, mejora de la tensión de las subestaciones, verificación de las medidas ofrecidas por sistemas SCADA, análisis de los canales de comunicación, mejora de la estimación de estados, restauración del sistema de potencia, etc. [190, 191].

Asimismo, los PMUs también pueden ser utilizados para la monitorización y aislamiento tanto de microrredes como de generación distribuida. De este modo, son útiles para el diseño de las protecciones de una microrred [193]. Sin embargo, la inexistencia de diseños *low-cost* hace que su penetración en las microrredes sea aún escasa [191].

Bibliografía

- [1] K. Alanne and A. Saari, “Distributed energy generation and sustainable development,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, no. 6, pp. 539–558, 2006.
- [2] G. Chicco and P. Mancarella, “Distributed multi-generation: a comprehensive view,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 3, pp. 535–551, 2009.
- [3] T. Green and M. Prodanovic, “Control of inverter-based micro-grids,” *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 9, pp. 1204–1213, 2007.
- [4] J. Jimeno, J. Anduaga, J. Oyarzabal, and A. Gil-de-Muro, “Architecture of a microgrid energy management system,” *European Transactions on Electrical Power*, vol. 21, no. 2, pp. 1142–1158, 2011.
- [5] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas, “Microgrids management,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 9, no. 5, pp. 54–65, 2011.
- [6] J. Lopes, C. Moreira, and A. Madureira, “Defining control strategies for microgrids islanded operation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 916–924, 2006.
- [7] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, and R. Teodorescu, “Hierarchical control of droop-controlled DC and AC microgrids: a general approach towards standardization,” *Proc. of the Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON)*, pp. 4305–4310, 2009.
- [8] R. Zamora and A. Srivastava, “Controls for microgrids with storage: Review, challenges, and research needs,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 7, pp. 2009–2018, 2010.
- [9] R. Majumder, “Modeling, stability analysis and control of microgrids,”

- Ph.D. dissertation, School of Engineering Systems, Queensland University of Technology, Australia, 2010.
- [10] T. Vandoorn, B. Meersman, L. Degroote, B. Renders, and L. Vandeveldel, “A control strategy for islanded microgrids with dc-link voltage control,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 2, pp. 703–713, 2011.
 - [11] A. Madureira, J. Pereira, N. Gil, J. Pecos Lopes, G. Korres, and N. Hatziargyriou, “Advanced control and management functionalities for multi-microgrids,” *European Transactions on Electrical Power*, vol. 21, no. 2, pp. 23–41, 2011.
 - [12] D. Salomonsson, L. Soder, and A. Sannino, “Protection of low-voltage dc microgrids,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 3, pp. 1045–1053, 2009.
 - [13] H. Laaksonen, “Protection principles for future microgrids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no. 12, pp. 2910–2918, 2010.
 - [14] R. Majumder, M. Dewadasa, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, “Control and protection of a microgrid connected to utility through back-to-back converters,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 7, pp. 1424–1435, 2011.
 - [15] M. Akorede, H. Hizam, and E. Pouresmaeil, “Distributed energy resources and benefits to the environment,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 2, pp. 724–734, 2010.
 - [16] D. Pudjianto, C. Ramsay, and G. Strbac, “Virtual power plant and system integration of distributed energy resources,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, no. 1, pp. 10–16, 2007.
 - [17] M. Rashid, *Power electronics: circuits, devices, and applications*, ser. ISBN: 9788131702468, P. Education, Ed. Tom Robbins, 2004.
 - [18] R. W. Erickson and D. Maksimovic, *Fundamentals of power electronics*, ser. ISBN: 0792372700, E. Services, Ed. Kluwer Academic Publishers, 2001.
 - [19] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, and A. Timbus, “Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 5, pp. 1398–1409, 2006.
 - [20] S. Chakraborty, B. Kramer, and B. Kroposki, “A review of power electronics interfaces for distributed energy systems towards achieving low-cost modu-

- lar design,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, vol. 13, pp. 2323–2335, 2009.
- [21] 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,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 4, pp. 1002–1016, 2006.
- [22] F. Blaabjerg, Z. Chen, and S. Kjaer, “Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1184–1194, 2004.
- [23] S. Kjaer, J. Pedersen, and F. Blaabjerg, “A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 5, pp. 1292–1306, 2005.
- [24] P. Wheeler, J. Rodriguez, J. Clare, L. Empringham, and A. Weinstein, “Matrix converters: a technology review,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 49, no. 2, pp. 276–288, 2002.
- [25] F. Bradaschia, M. Cavalcanti, F. Neves, and H. de Souza, “A modulation technique to reduce switching losses in matrix converters,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 4, pp. 1186–1195, 2009.
- [26] J. Andreu, J. M. de Diego, I. Martínez de Alegría, I. Kortabarria, J. L. Martín, and S. Ceballos, “New protection circuit for high speed switching and start-up of a practical matrix converter,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 8, pp. 3100–3114, 2008.
- [27] E. Ibarra, I. Kortabarria, J. Andreu, I. Martínez de Alegria, J. L. Martín, and P. Ibañez, “Improvement of the design process of matrix converter platforms using the switching state matrix averaging simulation method,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, no. 1, pp. 220–234, 2012.
- [28] J. Andreu, I. Kortabarria, E. Ormaetxea, E. Ibarra, J. L. Martín, and S. Apiñaniz, “A step forward towards the development of reliable matrix converters,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, no. 1, pp. 167–183, 2012.
- [29] M. Lazarewicz and A. Rojas, “Grid frequency regulation by recycling electrical energy in flywheels,” *Proc. of the IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 2, pp. 2038–2042, 2004.
- [30] R. Teodorescu and F. Blaabjerg, “Flexible control of small wind turbines with grid failure detection operating in stand-alone and grid-connected mo-

- de,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1323–1332, 2004.
- [31] J. M. Guerrero, F. Blaabjerg, T. Zhelev, K. Hemmes, E. Monmasson, S. Jemai, M. P. Comech, R. Granadino, and J. I. Frau, “Distributed generation: Toward a new energy paradigm,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 1, pp. 52–64, 2010.
- [32] W. Xiongfei, J. M. Guerrero, Z. Chen, and F. Blaabjerg, “Distributed energy resources in grid interactive AC microgrids,” *Proc. of the IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, pp. 806–812, 2010.
- [33] R. Lasseter, “Microgrids,” *Proc. of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 305–308, 2002.
- [34] R. Lasseter, A. Akhil, K. Marnay, J. Stevens, J. Dagle, R. Guttromson, A. Sakis, R. Yinger, and J. Eto, “White paper on integration of distributed energy resources the microgrid concept,” CERTS, Tech. Rep., 2002.
- [35] T. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, “Recent developments in microgrids and example cases around the world - a review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 8, pp. 4030–4041, 2011.
- [36] A. Timbus, M. Liserre, R. Teodorescu, P. Rodriguez, and F. Blaabjerg, “Evaluation of current controllers for distributed power generation systems,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 3, pp. 654–664, 2009.
- [37] M. Malinowski, M. Kazmierkowski, S. Hansen, F. Blaabjerg, and G. Marques, “Virtual-flux-based direct power control of three-phase PWM rectifiers,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 37, no. 4, pp. 1019–1027, 2001.
- [38] M. Malinowski, M. P. Kazmierkowski, and A. Trzynadlowski, “Review and comparative study of control techniques for three-phase pwm rectifiers,” *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 63, no. 3, pp. 349–361, 2003.
- [39] H. S. Van Der Broeck, H. Skudelny, and G. V. Stanke, “Analysis and realization of a pulsewidth modulator based on voltage space vectors,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 24, no. 1, pp. 142–150, 1988.
- [40] K. Taniguchi, Y. Ogino, and H. Irie, “PWM technique for power MOSFET inverter,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 3, no. 3, pp. 328–334, 1988.

- [41] S. Ogasawara, H. Akagi, and A. Nabae, "A novel PWM scheme of voltage source inverters based on space vector theory," *European Power Electronics Conference*, pp. 1197–1202, 1989.
- [42] A. Trzynadlowski and S. Legowski, "Minimum-loss vector pwm strategy for three-phase inverter," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 9, pp. 26–34, 1994.
- [43] A. Trzynadlowski, F. Blaabjerg, J. Pedersen, R. Kirlin, and S. Legowski, "Random pulse width modulation techniques for converter-fed drive systems- A review," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 30, no. 5, pp. 1166–1175, 1994.
- [44] V. Ranganathan, "Space vector pulsewidth modulation- A status review," *Sadhana*, vol. 22, pp. 675–688, 1997.
- [45] A. Kwasinski, P. Krein, and P. Chapman, "Time domain comparison of pulse-width modulation schemes," *IEEE Power Electronics Letters*, vol. 1, no. 3, pp. 64–68, 2003.
- [46] J. León, S. Vázquez, J. Sánchez, R. Portillo, L. Franquelo, J. Carrasco, and E. Domínguez, "Conventional space-vector modulation techniques versus the single-phase modulator for multilevel converters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 7, pp. 2473–2482, 2010.
- [47] E. da Silva, E. C. dos Santos, and C. Jacobina, "Pulsewidth modulation strategies," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 5, no. 2, pp. 37–45, 2011.
- [48] J. Holtz, "Pulsewidth modulation for electronic power conversion," *Proceedings of the IEEE*, vol. 82, no. 8, pp. 1194–1214, 1994.
- [49] M. Bellar, T. Wu, A. Tchamdjou, J. Mahdavi, and M. Ehsani, "A review of soft-switched dc-ac converters," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 34, no. 4, pp. 847–860, 1998.
- [50] H. Guichao and F. Lee, "Soft-switching techniques in PWM converters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 42, no. 6, pp. 595–603, 1995.
- [51] Z. Zeng, H. Yang, and R. Zhao, "Study on small signal stability of microgrids: A review and a new approach," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 9, pp. 4818–4828, 2011.
- [52] P. Tenti, D. Trombetti, A. Costabeber, and P. Mattavelli, "Distribution loss minimization by token ring control of power electronic interfaces in re-

- sidential micro-grids,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, no. 10, pp. 3817–3826, 2012.
- [53] H. Khodr, N. E. Halabi, and M. García-Gracia, “Intelligent renewable microgrid scheduling controlled by a virtual power producer: A laboratory experience,” *Renewable Energy*, vol. 48, pp. 269–275, 2012.
- [54] O. Hafez and K. Bhattacharya, “Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids,” *Renewable Energy*, vol. 45, pp. 7–15, 2012.
- [55] E. Planas, A. Gil-de-Muro, J. Andreu, I. Kortabarria, and I. Martínez de Alegría, “General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: a review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 17, no. 1, pp. 147–159, Publicación prevista en 2013.
- [56] M. Kazmierkowski and L. Malesani, “Current control techniques for three-phase voltage-source PWM converters: a survey,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 45, no. 5, pp. 691–703, 1998.
- [57] P. Ribeiro, B. Johnson, M. Crow, A. Arsoy, and Y. Liu, “Energy storage systems for advanced power applications,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 89, no. 12, pp. 1744–1756, 2001.
- [58] B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papatlianassiou, and N. Hatziargyriou, “Making microgrids work,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 3, pp. 40–53, 2008.
- [59] S. Vázquez, S. M. Lukic, E. Galván, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, “Energy storage systems for transport and grid applications,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 12, pp. 3881–3895, 2010.
- [60] N. Lidula and A. Rajapakse, “Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 1, pp. 186–202, 2011.
- [61] D. Salomonsson, L. Soder, and A. Sannino, “An adaptive control system for a DC microgrid for data centers,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 44, no. 6, pp. 1910–1917, 2008.
- [62] D. Hammerstrom, “AC versus DC distribution systems. Did we get it right?” *Proc. of the IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–5, 2007.
- [63] D. Boroyevich, I. Cvetkovic, D. Dong, R. Burgos, F. Wang, and F. Lee, “Future electronic power distribution systems: A contemplative view,” *Proc. of*

- the International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*, pp. 1369–1380, 2010.
- [64] A. Kwasinski, “Quantitative evaluation of dc microgrids availability: Effects of system architecture and converter topology design choices,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 3, pp. 835–851, 2011.
- [65] “Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems 1547,” *IEEE Standards Coordinating Committee 21*, 2009.
- [66] M. Moschakis, E. Karfopoulos, E. Zountouridou, and S. Papathanassiou, “Adapting EV-microgrid concepts to european grid standards related to power quality,” *Proc. of the International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, pp. 1–6, 2011.
- [67] M. Esreraig and J. Mitra, “An observer-based protection system for microgrids,” *Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–7, 2012.
- [68] M. Khederzadeh, “Adaptive setting of protective relays in microgrids in grid-connected and autonomous operation,” *Proc. of the IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP)*, pp. 1–4, 2012.
- [69] M. P. Nthontho, S. P. Chowdhury, S. Winberg, and S. Chowdhury, “Communication networks for domestic photovoltaic based microgrid protection,” *Proc. of the IET International Conference on Developments in Power Systems Protection*, vol. 593, pp. 1–6, 2012.
- [70] R. Cuzner and G. Venkataramanan, “The status of DC micro-grid protection,” *Proc. of the IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, pp. 1–8, 2008.
- [71] P. Basak, S. Chowdhury, S. H. nee Dey, and S. Chowdhury, “A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 8, pp. 5545–5556, 2012.
- [72] N. Gil and J. Lopes, “Hierarchical frequency control scheme for islanded multi-microgrids operation,” *Power Tech*, pp. 1–6, 2007.
- [73] A. Mehrizi-Sani and R. Iravani, “Potential-function based control of a microgrid in islanded and grid-connected modes,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 4, pp. 1883–1891, 2010.
- [74] J. M. Guerrero, L. Hang, and J. Uceda, “Control of distributed uninterrupt-

- tible power supply systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 8, pp. 2845–2859, 2008.
- [75] A. Llaría, O. Curea, J. Jiménez, and H. Camblong, "Survey on microgrids: Unplanned islanding and related inverter control techniques," *Renewable Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 2052–2061, 2011.
- [76] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, J. Miret, M. Castilla, and L. García de Vicuña, "Hierarchical control of intelligent microgrids," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 4, pp. 23–29, 2010.
- [77] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, M. Savaghebi, and R. Teodorescu, "Modeling, analysis, and design of stationary reference frame droop controlled parallel three-phase voltage source inverters," *Proc. of the International Conference on Power Electronics (ECCE)*, pp. 272–279, 2011.
- [78] Y. Mohamed and A. Radwan, "Hierarchical control system for robust microgrid operation and seamless mode transfer in active distribution systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 352–362, 2011.
- [79] A. Dimeas and N. Hatziargyriou, "Operation of a multiagent system for microgrid control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1447–1455, 2005.
- [80] H. Kim and T. Kinoshita, "A multiagent system for microgrid operation in the grid-interconnected mode," *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 5, no. 2, pp. 246–254, 2010.
- [81] T. Logenthiran, D. Srinivasan, and A. M. Khambadkone, "Multi-agent system for energy resource scheduling of integrated microgrids in a distributed system," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 1, pp. 138–148, 2011.
- [82] H. Liang, B. J. Choi, W. Zhuang, X. Shen, A. Awad, and A. Abdr, "Multiagent coordination in microgrids via wireless networks," *IEEE Wireless Communications*, vol. 19, no. 3, pp. 14–22, 2012.
- [83] T. Logenthiran, D. Srinivasan, A. Khambadkone, and H. N. Aung, "Multiagent system for real-time operation of a microgrid in real-time digital simulator," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 925–933, 2012.
- [84] A. Vaccaro, G. Velotto, and A. Zobaa, "A decentralized and cooperative architecture for optimal voltage regulation in smart grids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 10, pp. 4593–4602, 2011.
- [85] K. De Brabandere, K. Vanthournout, J. Driesen, G. Deconinck, and R. Bel-

- mans, "Control of microgrids," *Proc. of the IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–7, 2007.
- [86] C. Colson, M. Nehrir, and R. Gunderson, "Distributed multi-agent microgrids: a decentralized approach to resilient power system self-healing," *Proc. of the International Symposium on Resilient Control Systems (ISRCs)*, pp. 83–88, 2011.
- [87] S. Bossart, "Renewable and distributed systems integration demonstration projects," *Proc. of the EPRI Smart Grid Demonstration Advisory Meeting*, 2009.
- [88] D. Cornforth, "Microgrid research in australia," *Proc. of the Jeju Symposium on Microgrids*, 2011.
- [89] M. Sánchez, "Overview of microgrid research and development activities in the european union," *Proc. of the Symposium on Microgrids*, 2006.
- [90] N. Hatziargyriou, "Advanced architectures and control concepts for more microgrids," European Commission, Tech. Rep., 2009.
- [91] "European smartgrids technology platform," European Commission, Tech. Rep., 2006.
- [92] M. Barnes, A. Dimeas, A. Engler, C. Fitzner, N. Hatziargyriou, C. Jones, S. Papathanassiou, and M. Vandenberg, "Microgrid laboratory facilities," *Proc. of the International Conference on Future Power Systems*, pp. 1–6, 2005.
- [93] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, "Microgrids," *IEEE Power Energy Magazine*, vol. 5, no. 4, pp. 78–94, 2007.
- [94] H. Hatta and H. Kobayashi, "Demonstration study on centralized voltage control system for distribution line with sudden voltage fluctuations," *Proc. of the CIRED Seminar: Smartgrids for Distribution*, pp. 1–4, 2008.
- [95] F. Cleveland, "California DR integration projects: San Diego and Marin County," *Xanthus Consulting International*, 2008.
- [96] N. Keyyoung, A. Jongbo, C. Heungkwan, K. Seulki, K. Jongyul, C. Changhee, and J. Jinhong, "Establishment of a pilot plant for KERI microgrid system based on power IT development program in korea," *Proc. of the Transmission and Distribution Conference and Exposition: Asia and Pacific (T and D Asia)*, pp. 1–6, 2009.
- [97] H. Aki, "Independent hybrid renewable energy systems: Example appli-

- cations around the world,” *Proc. of the IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–4, 2010.
- [98] R. Taleski, “Microgrids: The agria test location,” *Thermal Science*, vol. 14, no. 3, pp. 747–758, 2010.
- [99] “SDG and E Borrego Springs microgrid demonstration project,” *DOE Peer Review*, 2010.
- [100] S. Wong, “Microgrid research activities in canada,” *Proc. of the Jeju Symposium on Microgrids*, 2011.
- [101] R. Jingding, C. Yanbo, and Z. Lihua, “Discussion on monitoring scheme of distributed generation and micro-grid system,” *Proc. of the International Conference on Power Electronics Systems and Applications (PESA)*, pp. 1–6, 2011.
- [102] “DER IREC 22@ MICROGRID project.” [Online]. Available: <http://der-microgrid.gtd.es/home>
- [103] P. Douglass, R. Garcia-Valle, P. Nyeng, J. Ostergaard, and M. Tøgeby, “Demand as frequency controlled reserve: Implementation and practical demonstration,” *Proc. of the IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, pp. 1–7, 2011.
- [104] M. Shahidepour, “IIT microgrid. a new hub in energy infrastructure,” *IIT Wind Consortium Project Plenary Session*, 2011.
- [105] M. Russell, “The microgrid solution at 29 palms,” *Proc. of the Jeju Symposium on Microgrids*, 2011.
- [106] “Princess elisabeth antarctica station.” [Online]. Available: <http://www.antarcticstation.org/>
- [107] J. Zhong, “Town island project and KHU testing,” *Proc. of the Jeju Symposium on Microgrids*, 2011.
- [108] D. Paschoareli, “Microgrids in Brasil,” *Proc. of the Jeju Symposium on Microgrids*, 2011.
- [109] S. Mulaudz, “Mini-grid hybrid viability and replication potential,” Department of Minerals and Energy Pretoria, South Africa, Tech. Rep., 2008.
- [110] X. Vallvé, “Rural PV microgrids in Africa,” *Proc. of the Jeju Symposium on Microgrids*, 2011.
- [111] M. Hong, “Microgrid in China: Opportunity and challenge,” *Proc. of the Jeju Symposium on Microgrids*, 2011.

- [112] J. Meyer and J. Peedin, "A microgrid worth bragging about," *News and Views of distributed generation*, 2003.
- [113] B. Buchholz, T. Erge, and N. Hatziargyriou, "Long term european field tests for microgrids," *Proc. of the Power Conversion Conference*, pp. 643–645, 2007.
- [114] M. Yamamoto, "National survey report of PV power applications in Japan," *International Energy Agency*, 2010.
- [115] D. Schneider, M. Martin, and R. Berry, "Low-air emission, renewable energy powered mobile micro-grid installations for border colonias," *Final Report to the Texas Commission on Environmental Quality*, pp. 1–32, 2010.
- [116] L. Tao, C. Schwaegerl, S. Narayanan, and J. Zhang, "From laboratory microgrid to real markets - challenges and opportunities," *Proc. of the International Conference on Power Electronics (ECCE)*, pp. 264–271, 2011.
- [117] T. Iwade, S. Komiyama, Y. Tanimura, M. Yamanaka, M. Sakane, and K. Hirachi, "A novel small-scale UPS using a parallel redundant operation system," *Proc. of the International Telecommunications Energy (INTELEC)*, pp. 480–484, 2003.
- [118] W. Lee, T. Lee, S. Lee, K. Kim, D. Hyun, and I. Suh, "A master and slave control strategy for parallel operation of three-phase UPS systems with different ratings," *Proc. of the IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, vol. 1, pp. 456–462, 2004.
- [119] X. Sun, L. Wong, Y. Lee, and D. Xu, "Design and analysis of an optimal controller for parallel multi-inverter systems," *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Analog and Digital Signal Processing*, vol. 53, no. 1, pp. 56–61, 2006.
- [120] T. Wu, Y. Chen, and Y. Huang, "3C strategy for inverters in parallel operation achieving an equal current distribution," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 47, no. 2, pp. 273–281, 2000.
- [121] A. R. Bergen, *Power System Analysis*, Prentice-Hall, Ed. Englewood Cliffs, NJ, 1986.
- [122] M. G. Say, *Alternating current machines*, E. P. International, Ed., 1976.
- [123] R. L. Ames, *AC generators*, R. S. Press, Ed., 1990.
- [124] M. Chandorkar, D. Divan, and R. Adapa, "Control of parallel connected inverters in standalone AC supply systems," *IEEE Transactions on Industry Application*, vol. 29, no. 1, pp. 136–143, 1993.

- [125] J. M. Guerrero, L. García de Vicuña, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret, "Output impedance design of parallel-connected UPS inverters with wireless load-sharing control," *IEEE Transactions of Industrial Electronics*, vol. 52, no. 4, pp. 1126–1135, 2005.
- [126] A. Engler, "Applicability of droops in low voltage grids," *Distributed Energy Resources DER*, vol. 1, no. 1, pp. 1–6, 2005.
- [127] M. Chandorkar, D. Divan, and B. Banerjee, "Control of distributed UPS systems," *Proc. of the IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC)*, vol. 1, pp. 197–204, 1994.
- [128] M. Chandorkar and D. Divan, "Decentralized operation of distributed UPS systems," *International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems for Industrial Growth*, vol. 1, pp. 565–571, 1995.
- [129] J. M. Guerrero, N. Berbel, L. García de Vicuña, J. Matas, J. Miret, and M. Castilla, "Droop control method for the parallel operation of online uninterruptible power systems using resistive output impedance," *Proc. of the IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, pp. 1716–1722, 2005.
- [130] X. Lu, K. Sun, J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, L. Huang, and R. Teodorescu, "SoC-based droop method for distributed energy storage in DC microgrid applications," *Proc. of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, pp. 1640–1645, 2012.
- [131] S. Chiang and J. Chang, "Parallel control of the UPS inverters with frequency-dependent droop scheme," *Proc. of the IEEE Power Electronics Specialists Conference (IECON)*, vol. 2, pp. 957–961, 2001.
- [132] S. Yang, C. Zhang, X. Zhang, R. Cao, and W. Shen, "Study on the control strategy for parallel operation of inverters based on adaptive droop method," *Proc. of the Conference on Industrial Electronics and Applications*, pp. 27–31, 2006.
- [133] J. Kim, H. Choi, and B. Hyung Cho, "A novel droop method for converter parallel operation," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 17, no. 1, pp. 25–32, 2002.
- [134] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. García de Vicuña, and M. Castilla, "Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids—a general approach toward standardization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, 2011.
- [135] M. Savaghebi, A. Jalilian, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Secondary

- control scheme for voltage unbalance compensation in an islanded droop-controlled microgrid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 797–807, 2012.
- [136] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, M. Savaghebi, J. Eloy-Garcia, and R. Teodorescu, “Modeling, analysis, and design of stationary-reference-frame droop-controlled parallel three-phase voltage source inverters,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 1271–1280, Publicación prevista en 2013.
- [137] Q. Shafiee, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Distirbuted secondary control for islanded microgrids. a networked control systems approach,” *Proc. of the Conference of IEEE Industrial Electronics Society (IECON)*, vol. 1, pp. 5621–5626, 2012.
- [138] A. Tuladhar, H. Jin, T. Unger, and K. Mauch, “Parallel operation of single phase inverter modules with no control interconnections,” *Proc. of the IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, pp. 94–100, 1997.
- [139] S. Chiang and J. Chang, “Parallel operation of series-connected PWM voltage regulators without control interconnection,” *IEE Proceedings Electric Power Applications*, vol. 148, no. 2, pp. 141–147, 2001.
- [140] K. Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans, “A voltage and frequency droop control method for parallel inverters,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 4, pp. 1107–1115, 2004.
- [141] X. Zhang, H. Zhang, J. M. Guerrero, and X. Ma, “Reactive power compensation for parallel inverters without control interconnections in microgrid,” *Proc. of the Conference of IEEE Industrial Electronics Society (IECON)*, pp. 922–925, 2008.
- [142] L. Chen, L. Xiao, C. Gong, and Y. Yan, “Circulating current’s characteristics analysis and the control strategy of parallel system based on double close-loop controlled vsr,” *Proc. of the IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC)*, vol. 6, pp. 4791–4797, 2004.
- [143] J. Kim, J. M. Guerrero, P. Rodriguez, R. Teodorescu, and K. Nam, “Mode adaptive droop control with virtual output impedances for an inverter-based flexible ac microgrid,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 3, pp. 689–701, 2011.
- [144] L. Asiminoaei, R. Teodorescu, F. Blaabjerg, and U. Borup, “Implementa-

- tion and test of an online embedded grid impedance estimation technique for PV inverters,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 52, no. 4, pp. 1136–1144, 2005.
- [145] F. Bertling and S. Soter, “A novel converter integrable impedance measuring method for islanding detection in grids with widespread use of decentral generation,” *Proc. of the International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, pp. 12–17, 2006.
- [146] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, A. Luna, P. Rodriguez, and R. Teodorescu, “Adaptive droop control applied to voltage-source inverters operating in grid-connected and islanded modes,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 10, pp. 4088–4096, 2009.
- [147] Y. Ibrahim and E. Saadany, “Adaptive decentralized droop controller to preserve power sharing stability of paralleled inverters in distributed generation microgrids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, no. 6, pp. 2806–2816, 2008.
- [148] G. Yajuan, W. Weiyang, G. Xiaoqiang, and G. Herong, “An improved droop controller for grid-connected voltage source inverter in microgrid,” *Proc. of the IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, pp. 823–828, 2010.
- [149] J. Bryan, R. Duke, and S. Round, “Decentralized generator scheduling in a nanogrid using DC bus signaling,” *Proc. of the IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 1, pp. 977–982, 2004.
- [150] J. Schonberger, R. Duke, and S. Round, “DC-bus signaling: a distributed control strategy for a hybrid renewable nanogrid,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 5, pp. 1453–1460, 2006.
- [151] E. Ormaetxea, J. Andreu, I. Kortabarria, U. Bidarte, I. Martínez de Alegría, E. Ibarra, and E. Olaguenaga, “Matrix converter protection and computational capabilities based on a system on chip design with an fpga,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 1, pp. 272–287, 2011.
- [152] H. Ayano, H. Inaba, and S. Ogasawara, “A parallel matrix converter system,” *Proc. of the IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC)*, pp. 1–7, 2006.
- [153] E. Planas, E. Ibarra, E. Ormaetxea, J. Andreu, and I. Gabiola, “Control en paralelo de convertidores matriciales aplicado a microredes eléctricas,” *Proc. of the Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación (SAAEI)*, pp. 359–364, 2010.

- [154] —, “Implementation of an electrical micro-grid through matrix converters connected in parallel,” *Proc. of the International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE-PEMC)*, pp. 137–142, 2010.
- [155] E. Planas, E. Ibarra, J. Andreu, J. L. Martín, and S. Apiñaniz, “Wireless control for parallel connected converters applied to matrix converters,” *Proc. of the International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Power Quality (PCIM Europe)*, pp. 866–871, 2011.
- [156] E. Planas, E. Ibarra, J. Andreu, J. L. Martín, and J. R. Etxebarria, “Droop metodoak: potentzia-bihurgailuak paraleloan konektatzeko haririk gabeko metodoak,” *Ekaia*, vol. 24, pp. 257–276, 2011.
- [157] E. Ibarra, I. Kortabarria, I. Martínez de Alegría, J. Andreu, and J. L. Martín, “Matrix converter fed small wind turbine farms: Optimization of the simulation process,” *Proc. of the International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE-PEMC)*, pp. 143–148, 2010.
- [158] E. Ormaetxea, J. Andreu, I. Kortabarria, I. Martínez de Alegría, and E. Robles, “A matrix converter control embedded in a single system on chip based on a fpga,” *Proc. of the Power Electronics, Machines and Drives Conference (PEMD)*, 2010.
- [159] E. Ibarra, I. Kortabarria, J. Andreu, E. Planas, and I. Martínez de Alegría, “A fast and accurate simulation method for matrix converters,” *Proc. of the Power Electronics, Machines and Drives Conference (PEMD)*, pp. 1–6, 2010.
- [160] E. Planas, E. Ibarra, J. Andreu, I. Kortabarria, and I. Gabiola, “Proc. of the método droop: análisis del control wireless para la conexión en paralelo de convertidores de potencia,” *Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación (SAAEI)*, vol. 1, pp. 275–280, 2011.
- [161] Y. Wei Li and C. Kao, “An accurate power control strategy for power-electronics-interfaced distributed generation units operating in a low-voltage multibus microgrid,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 12, pp. 2977–2988, 2009.
- [162] J. He and Y. Wei Li, “Analysis, design, and implementation of virtual impedance for power electronics interfaced distributed generation,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 47, no. 6, pp. 2525–2538, 2011.
- [163] E. Planas, A. Gil-de-Muro, J. Andreu, I. Kortabarria, and I. Martínez de Alegría, “Stability analysis and design of droop control method in dq frame for connection in parallel of distributed energy resources,” *Proc. of the*

- Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON)*, vol. 1, pp. 5667–5672, 2012.
- [164] A. Mohd, E. Ortjohann, D. Morton, and O. Omari, “Review of control techniques for inverters parallel operation,” *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 12, pp. 1477–1487, 2010.
- [165] S. Chiang, C. Yen, and K. Chang, “A multimodule parallelable series-connected PWM voltage regulator,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 48, no. 3, pp. 506–516, 2001.
- [166] J. M. Guerrero, J. Matas, L. García de Vicuña, M. Castilla, and J. Miret, “Wireless-control strategy for parallel operation of distributed-generation inverters,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 5, pp. 1461–1470, 2006.
- [167] J. Matas, M. Castilla, L. García de Vicuña, J. Miret, and J. C. Vasquez, “Virtual impedance loop for droop-controlled single-phase parallel inverters using a second-order general-integrator scheme,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no. 12, pp. 2993–3002, 2010.
- [168] W. Yao, M. Chen, J. Matas, J. M. Guerrero, and Z. Qian, “Design and analysis of the droop control method for parallel inverters considering the impact of the complex impedance on the power sharing,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 2, pp. 576–588, 2011.
- [169] P. C. Sen, *Principles of electric machines and power electronics*, ser. ISBN: 0471022950. John Wiley & Sons, 1989.
- [170] A. Gil-de-Muro, J. Oyarzabal, and J. Nuñez, “Advanced architectures and control concepts for more microgrids,” More microgrids project, Tech. Rep., 2010.
- [171] R. Majumder, B. Chaudhuri, A. Ghosh, R. Majumder, G. Ledwich, and F. Zare, “Improvement of stability and load sharing in an autonomous microgrid using supplementary droop control loop,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 796–808, 2010.
- [172] B. Awad, J. Wu, and N. Jenkins, “Control of distributed generation,” *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 125, no. 12, pp. 409–414, 2008.
- [173] C. Changhee, J. Jin-Hong, K. Jong-Yul, K. Soonman, P. Kyongyop, and K. Sungshin, “Active synchronizing control of a microgrid,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 12, pp. 3700–3719, 2011.

- [174] P. Zhang, "Phasor measurement unit (PMU) implementation and applications," Electric Power Research Institute, Tech. Rep., 2007.
- [175] K. Narendra and T. Weekes, "Phasor measurement unit (PMU) communication experience in a utility environment," *Proc. of the Conference on Power Systems CIGRE*, pp. 1–7, 2008.
- [176] "Modbus specifications and implementation guides." [Online]. Available: www.modbus.org
- [177] A. Robbins and W. Miller, *Circuit Analysis With Devices: Theory and Practice*. Delmar Learning, 2004.
- [178] M. Arshad, *Network Analysis and Synthesis*. Laxmi Publications, 2006.
- [179] E. Planas, A. Gil-de-Muro, J. Andreu, J. L. Martín, and I. Kortabarria, "Control and synchronization of microgrids in d-q frame," *Proc. of the International Conference on Renewable Energy and Power Quality (ICREPQ)*, Pendiente de publicación 2013.
- [180] J. Driesen and T. Van Craenenbroeck, "Perturbaciones de tensión. introducción al desequilibrio." *Guía de calidad de la energía eléctrica. Programa Leonardo para la calidad de la energía eléctrica*, 2002.
- [181] S. Lopez, J. Gomez, R. Cimadevilla, and O. Bolado, "Synchrophasor applications of the national electric system operator of spain," *Proc. of the Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 436–456, 2008.
- [182] A. Phadke and J. Thorp, "History and applications of phasor measurements," *Proc. of the Power Systems Conference and Exposition (PSCE)*, pp. 331–335, 2006.
- [183] "IEEE standard for synchrophasor measurements for power systems," vol. 1, pp. 1–61, 2011.
- [184] K. Martin, D. Hamai, M. Adamiak, S. Anderson, M. Begovic, G. Benmouyal, G. Brunello, J. Burger, J. Cai, B. Dickerson, V. Gharpure, B. Kennedy, D. Karlsson, A. Phadke, J. Salj, V. Skendzic, J. Sperr, Y. Song, C. Huntley, B. Kasztenny, and E. Price, "Exploring the IEEE standard C37.118-2005 synchrophasors for power systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 4, pp. 1805–1811, 2008.
- [185] T. L. Baldwin, L. Mili, M. B. Boisen, and R. Adapa, "Power system observability with minimal phasor measurement placement," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 2, pp. 707–715, 1993.

-
- [186] H. Wang, J. Peng, and Y. Sun, "Optimal PMU placement for full network observability using tabu search algorithm," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 223–231, 2006.
- [187] J. Chen and A. Abur, "Placement of PMUs to enable bad data detection in state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1608–1615, 2006.
- [188] R. Sodhi, S. Srivastava, and S. Singh, "Multi-criteria decision-making approach for multi-stage optimal placement of phasor measurement units," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 5, no. 2, pp. 181–190, 2011.
- [189] M. Patel, "Real-time application of synchrophasors for improving reliability," North American Electric Reliability Corporation, Tech. Rep., 2010.
- [190] E. Schweitzer and D. Whitehead, "Real-world synchrophasor solutions," *Proc. of the Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 536–547, 2009.
- [191] D. Novosel, K. Vu, and K. T. Consulting, "Benefits of PMU technology for various applications," *International Council on Large Electric Systems, CIGRE Croatian National Committee*, pp. 1–13, 2006.
- [192] R. Leelaruji and L. Vanfretti, "State-of-the-art in the industrial implementation of protective relay functions, communication mechanism and synchronized phasor capabilities for electric power systems protection," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, p. 4385–4395, 2012.
- [193] S. Brahma and A. Girgis, "Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 1, pp. 56–63, 2004.