

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA  
DEPARTAMENT D'ENGINYERIA ELECTRÒNICA

---

**Estrategias de Control para  
Sistemas de Generación Distribuida  
durante Huecos de Tensión**

---

TESIS DOCTORAL  
Antonio Camacho Santiago

Director: Miguel Castilla Fernández

Abril de 2015





## Abstract

---

The objective of this thesis is the development of control strategies for distributed generation systems during voltage sags. The proposed control strategies present different options to improve the behavior of inverters during voltage unbalances and grid faults. Therefore, it could be possible to contribute to ride-through the perturbation and to avoid the disconnection of power suppliers during these contingencies.

The scope of the proposed strategies covers a wide range of possibilities, from static voltage unbalance to dynamic voltage sags. The control algorithms are versatile and their usefulness is discussed in detail. The utility of these algorithms is focused on distributed generation in power networks with high penetration of renewables energy sources, mainly wind farms, located in remote zones and connected in weak grids.

The proposed control strategies are

- (i). Voltage support control of the maximum and minimum phase voltages within the limits for continuous operation.
  - (ii). Control of positive and negative active and reactive powers to flexibilize the low-voltage ride-through services, by injecting the maximum current of the inverter.
  - (iii). On the use of effective power factor for reducing the voltage unbalance in static grid voltage perturbations.
-

## Resumen

---

El objetivo de esta tesis es el desarrollo de estrategias de control para sistemas de generación distribuida durante huecos de tensión. Las estrategias de control propuestas presentan diferentes alternativas para mejorar el comportamiento de los inversores durante desbalances y fallos de red. De esta forma, es posible contribuir a la superación de la perturbación y evitar la desconexión de los sistemas de potencia ante este tipo de contingencias.

El ámbito de aplicación de las estrategias propuestas cubre un gran abanico de posibilidades, desde desbalances de tensión estáticos hasta huecos de tensión dinámicos. Los algoritmos de control son versátiles y su aplicabilidad es discutida en detalle. La utilidad de estos algoritmos está enfocada hacia sistemas de generación distribuida en redes eléctricas con gran integración de renovables, principalmente eólica, ubicados en zonas remotas y conectados a una red blanda.

Las estrategias de control presentadas son

- (i). Control para el soporte de tensión máxima y mínima dentro de los límites para la operación continua.
  - (ii). Control de potencias activa y reactiva de secuencia positiva y negativa para flexibilizar los servicios durante huecos de tensión, inyectando el máximo de corriente permitida por el inversor.
  - (iii). Alternativas para la utilización del factor de potencia efectivo para reducir el desbalanceo en perturbaciones estáticas de tensión.
-

## Agradecimientos

---

Quiero agradecer la ayuda de todos aquellos que me han permitido realizar este trabajo.

En primer lugar quiero agradecer a Miguel Castilla la oportunidad que me ha dado.

En segundo lugar quisiera agradecer la ayuda de todos en SEPIC, en particular a Jaume Miret, Luis García de Vicuña, José Matas, Ramón Guzmán, Javier Morales y Javier Torres, y también a Pau Martí.

También quiero dar las gracias a toda la comunidad de la Escola Politècnica Superior d'Enginyeria de Vilanova i la Geltrú de la Universitat Politècnica de Catalunya.

Por último, me gustaría dedicar este trabajo a mi familia: a mis padres Antonio y Dolores, a mi hermano José Manuel y a mi compañera Ester.

---



# Índice General

<b>0</b>	<b>Introducción</b>	<b>3</b>
0.1	Motivación y Objetivos . . . . .	4
0.2	Estructura de la tesis . . . . .	11
0.3	Publicaciones . . . . .	11
<b>1</b>	<b>Publicación I:</b>	
	<i>Reactive Power Control for Distributed Generation Power Plants to Comply with Voltage Limits During Grid Faults</i>	<b>15</b>
1.1	Introduction . . . . .	16
1.2	Problem Formulation . . . . .	17
1.3	DG Power Plant Under Grid Faults . . . . .	18
1.4	Voltage Support Concept . . . . .	19
1.5	Proposed Solution . . . . .	20
1.6	Current Saturation . . . . .	21
1.7	Experimental Results . . . . .	22
1.8	Conclusions . . . . .	24
1.9	References . . . . .	24
1.10	Biographies . . . . .	25
<b>2</b>	<b>Publicación II:</b>	
	<i>Active and Reactive Power Strategies with Peak Current Limitation for Distributed Generation Inverters During Unbalanced Grid Faults</i>	<b>27</b>
2.1	Introduction . . . . .	28
2.2	Plant and Control . . . . .	29
2.3	Conventional vs. Proposed Control . . . . .	30
2.4	Control Strategies . . . . .	32
2.5	Conclusions . . . . .	36
2.6	References . . . . .	36
2.7	Biographies . . . . .	37
<b>3</b>	<b>Publicación III:</b>	
	<i>Control Strategies Based On Effective Power Factor For Distributed Generation Power Plants During Unbalanced Grid Voltage</i>	<b>39</b>
3.1	Introduction . . . . .	40
3.2	Plant and Control . . . . .	40
3.3	Effective Power Factor . . . . .	42
3.4	Simulation Results . . . . .	43
3.5	Conclusions . . . . .	44
3.6	Acknowledgements . . . . .	45
3.7	References . . . . .	45
<b>4</b>	<b>Análisis</b>	<b>47</b>
4.1	Herramientas . . . . .	48
4.2	Publicación I . . . . .	57
4.3	Publicación II . . . . .	62
4.4	Publicación III . . . . .	64
4.5	Resumen . . . . .	65
<b>5</b>	<b>Conclusiones y Trabajos futuros</b>	<b>69</b>
5.1	Conclusiones . . . . .	70
5.2	Trabajos futuros . . . . .	73
<b>6</b>	<b>Bibliografía</b>	<b>77</b>







# 0

## INTRODUCCIÓN

---

*Este capítulo introduce los antecedentes y los objetivos principales de la tesis, presenta la estructura del documento y las principales publicaciones derivadas durante el desarrollo de la tesis.*

---

### Contenidos

<b>0.1</b>	<b>Motivación y Objetivos</b> . . . . .	<b>4</b>
<b>0.2</b>	<b>Estructura de la tesis</b> . . . . .	<b>11</b>
<b>0.3</b>	<b>Publicaciones</b> . . . . .	<b>11</b>

---

## 0.1 Motivación y Objetivos

El trabajo de investigación desarrollado durante la presente Tesis Doctoral<sup>1</sup> ha sido realizado en la Universitat Politècnica de Catalunya, en el Departamento d'Enginyeria Electrònica de l'Escola Politècnica Superior d'Enginyeria de Vilanova i la Geltrú, dentro del grupo de investigación SEPIC (Sistemes Electrònics de Potència i Control).

Esta tesis se presenta como compendio de publicaciones [1–3]. Las publicaciones se incluyen íntegramente en los Cap. 1-3. Estas publicaciones reúnen la parte más significativa de los estudios teórico-prácticos realizados entre Septiembre del 2010 y Agosto de 2014. Por otro lado, durante la elaboración de esta tesis se han realizado otras publicaciones no incluidas en este compendio. [4–18].

El objetivo principal de este estudio consiste en desarrollar estrategias de control para inversores en sistemas de Generación Distribuida (DG) durante perturbaciones de la red eléctrica, en particular durante huecos de tensión. Básicamente, estas estrategias de control permiten definir el comportamiento del inversor o grupo de inversores conectados a la red. A lo largo de esta tesis, el inversor será la herramienta clave que permitirá modificar el comportamiento de la unidad de potencia. Para ello, las estrategias de control propuestas consiguen variar las referencias de potencia activa y reactiva, de tal forma que sea posible reaccionar de forma adecuada ante las perturbaciones, y por tanto obtener servicios avanzados durante contingencias a través del control.

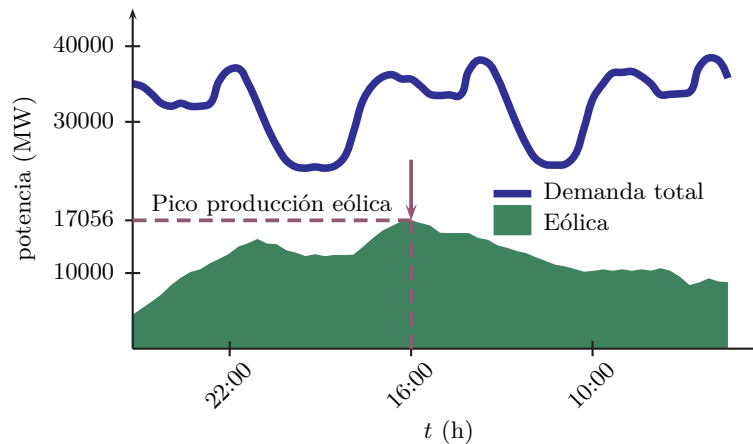
Existen ventajas e inconvenientes acerca de la masiva introducción de generación distribuida en la red eléctrica. Entre las ventajas más destacadas [19, 20] debe señalarse que la producción se genera cerca del consumo y por tanto se reducen las pérdidas de transporte, a modo de ejemplo otras ventajas son la descentralización de la producción, la reducción de la huella ecológica, la capacidad de operación autónoma, e incluso la disponibilidad de reactiva durante las perturbaciones. Entre los inconvenientes, el balance energético total de algunas tecnologías, el coste económico de las primas a la producción, o los efectos adversos que una masiva integración tiene sobre la robustez de la red eléctrica, son los más destacados.

Sin embargo, a lo largo de este trabajo, se considera que los sistemas de generación distribuida pueden ser un elemento clave para mejorar el comportamiento del sistema global durante perturbaciones en la red eléctrica, ya que permiten contrarrestar activa y eficazmente los efectos adversos de estas perturbaciones. De esta forma, la alta penetración en el sistema eléctrico de fuentes de energía no convencionales debe verse como una oportunidad para la investigación. Por este motivo, el trabajo presentado en esta tesis se contextualiza en este tipo de sistemas y en las capacidades de mejora que el nuevo modelo de generación, basado en DG, puede aportar en cuanto a fiabilidad, seguridad y calidad de suministro dentro del sistema eléctrico actual y futuro. Viendo una oportunidad y un reto en el desarrollo de estas tecnología, más que un inconveniente.

El futuro de la red eléctrica parece estar reformulándose continuamente. En los últimos años, nuevas ideas y renovados conceptos se están desarrollando e investigando. De entre estas nuevas ideas, las *Microgrids*, *Smart Grids*, *Distributed Energy Resources* [21, 22], por poner algunos de los ejemplos más destacados, han conseguido renovar el punto de vista de productores, consumidores y administradores de la red eléctrica, dando lugar a nuevas concepciones del sistema eléctrico, a avanzadas instalaciones de producción con alto rendimiento y a multitud de estrategias de gestión y control en diferentes escenarios. Por estos motivos, el presente trabajo de investigación se enmarca en este contexto canviante y poco definido, para proponer, comparar y contrastar diferentes alternativas de control en sistemas flexibles de generación distribuida durante huecos de tensión. El objetivo

---

<sup>1</sup>Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el proyecto ENE2009-13998-C02-01 y ENE2012-37667-C02-02 del Ministerio de Economía y Competitividad, Gobierno de España.



**Figura 0.1:** Máximo de producción eólica (17056 MW) del 6 de febrero de 2013.

Fuente: Red Eléctrica de España, [Online, Accessed: 8/8/2014] <https://demanda.ree.es/eolicaEntreFechas.html>

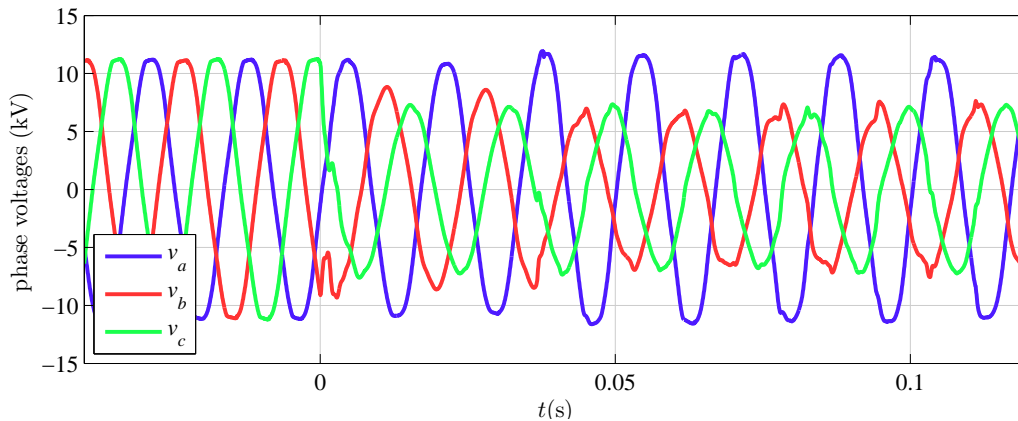
último de estas estrategias es contribuir a la mejora de la toma de decisiones durante este tipo de perturbaciones.

El motivo principal para la investigación sobre las estrategias de control en perturbaciones de la red eléctrica, es que se trata de un tema de investigación de interés creciente tanto a nivel político, como económico y social. Se está dedicando un gran esfuerzo por parte de los investigadores y de la industria para ampliar y aplicar los conocimientos sobre el nuevo modelo energético que está en vías de construcción [23]. Este nuevo modelo energético tiene en la red eléctrica el eslabón más importante a desarrollar en los próximos años. Y para que sea posible culminar con éxito este cambio de paradigma en la producción y el consumo de energía, es necesario que la red eléctrica sea inmune a perturbaciones que comprometan la continuidad del suministro.

Otro de los motivos principales por el cual se ha focalizado el estudio en la DG, es debido a que la penetración actual de este tipo de sistemas es elevada, y la tendencia a futuro apunta a un continuo crecimiento en las próximas décadas [24]. Por poner un ejemplo cercano de la producción obtenida a partir de DG, el 20% de la producción en España proviene de eólica, llegando a un máximo histórico la tarde del 6 de febrero de 2013, donde el 50% de la producción se obtuvo de esta fuente de energía renovable [25]. La Fig. 0.1 muestra la demanda total del sistema español, y la generación proveniente de eólica de ese máximo histórico. Esta gráfica permite comprender la importancia de estas instalaciones sobre el comportamiento global de la red. Es aquí donde el contenido de la presente tesis toma importancia, ya que el desarrollo de nuevas estrategias de control durante huecos de tensión, determina cómo se integran estos generadores en la red eléctrica, y además debido a su naturaleza inherentemente distribuida, permite adoptar nuevas estrategias con mejores funcionalidades en el caso de contingencias extremas o de pequeñas perturbaciones.

Atrás ha quedado el modelo centralizado de red, en el cual grandes generadores síncronos se encargaban de alimentar a los consumidores, para dar lugar a un modelo distribuido donde la generación de energía se produce más cerca del consumo. Muchos de estos generadores distribuidos utilizan fuentes de energía renovables (eólica, fotovoltaica, termosolar, ...), lo cual les hace especialmente atractivos desde el punto de vista medioambiental.

Además el modelo energético actual, donde solo una cuarta parte del consumo se produce a través del sistema eléctrico, mientras que  $\frac{2}{3}$  partes se obtienen a partir de derivados del petróleo, se cree que está mal dimensionado y que irá evolucionando hacia una mayor introducción del sistema eléctrico. La principal causa de este cambio está en el agotamiento de las reservas de crudo, que conllevará un aumento considerable del precio de los derivados del petróleo, y por tanto un aumento del coste de transporte. Es aquí donde la sustitución del petróleo por fuentes de energía eléctrica renovables hace



**Figura 0.2:** Tensiones de fase durante un hueco de tensión.

Fuente: DOE/EPRI National Database Repository of Power System Events (EventId:2998), [Online, Accessed: 8/8/2014] <http://expertmonitoring.com/doelibrary/>

tan importante el cambio de paradigma del modelo eléctrico actual. Por tanto, la masiva integración de la generación distribuida no es cuestión de voluntad, sino como se empieza a intuir, una cuestión de necesidad [26].

Esta elevada aportación de las instalaciones de generación distribuida sobre el total de la producción de la red, provoca que el comportamiento de estas instalaciones determinen la estabilidad de la red durante perturbaciones extremas. Las perturbaciones sobre las que se centra el trabajo realizado en esta tesis son los huecos de tensión. Este tipo de perturbaciones pueden ser debidas a diferentes causas, entre las más comunes están los cortocircuitos en las líneas eléctricas, las tormentas eléctricas que se descargan sobre la red, el arranque de grandes motores o la energización de transformadores [27].

Un problema asociado a las perturbaciones de la red eléctrica, y en particular a los huecos de tensión, es la posibilidad de que estas eventualidades evolucionen progresivamente hacia la desconexión en cadena de las instalaciones. Si el fallo se produce cerca de un parque eólico por ejemplo, es posible que esa instalación deba desconectarse por protección, lo cual implica que la producción de ese grupo de generadores debe ser absorbida por otra instalación y puede arrastrarla a una situación de riesgo que la obligue a su vez a desconectarse de la red por seguridad, así pues, se produce una desconexión en cascada que acaba en la peor situación que una red eléctrica debe soportar, el apagón generalizado [28–30].

El mecanismo por el cual un hueco de tensión se propaga por la red es complejo, aunque puede resumirse en cuatro etapas en el caso de cortocircuitos: generación del fallo, aislamiento a través de interruptores seccionadores de la zona afectada, eliminación de la causa del fallo, y reconexión de la zona aislada. Este tipo de seccionadores para el aislamiento y protección de la red determinan la duración del fallo. Generalmente los seccionadores se disparan en menos de 0.5 segundos, lo cual implica que las estrategias de control a desarrollar durante estas contingencias tienen que ejecutarse de forma rápida.

Un ejemplo de hueco de tensión se muestra en la Fig. 0.2. Esta perturbación extraída de la base de datos del EPRI (Electric Power Research Institute) [31] permite observar el comportamiento característico de este tipo de fenómenos. En este caso el fallo se produce en dos de las fases  $v_b$  y  $v_c$ , mientras que la tercera fase  $v_a$  no se ve afectada. La perturbación aparece repentinamente y evoluciona a lo largo del tiempo. Otros tipos de huecos de tensión monitorizados en la red eléctrica pueden verse en [27, 32].

**Tabla 0.1:** Perturbaciones de tensión. IEEE Std. 1159

Tipo	Magnitud	Duración
<b>Huecos tensión corta duración</b>		
Instantáneos	0.1...0.9 p.u.	0.5...30 ciclos
Momentáneos	0.1...0.9 p.u.	0.5 ciclos ... 3 seg.
Temporales	0.1...0.9 p.u.	3...60 seg.
<b>Elevación tensión corta duración</b>		
Instantáneos	1.1...1.8 p.u.	0.5...30 ciclos
Momentáneos	1.1...1.8 p.u.	0.5 ciclos ... 3 seg.
Temporales	1.1...1.8 p.u.	3...60 seg.
<b>Variaciones larga duración</b>		
Subtensión	0.8...1.0 p.u.	>1 min.
Sobretensión	1.0...1.2 p.u.	>1 min.
<b>Interrupciones</b>		
Momentáneos	0 p.u.	<3 seg.
Temporales	0 p.u.	3 seg. ... 1 min.
Colapso	0 p.u.	>1 min.
<b>Desbalanceo</b>		
Tensión	0.5...2%	Continuo
Corriente	1.0...30%	Continuo

La diferencia entre una perturbación en la magnitud de las tensiones y un hueco, expresado en valores por unidad (p.u.) viene determinada por [33], donde se define un hueco de tensión (del inglés “sag”) como

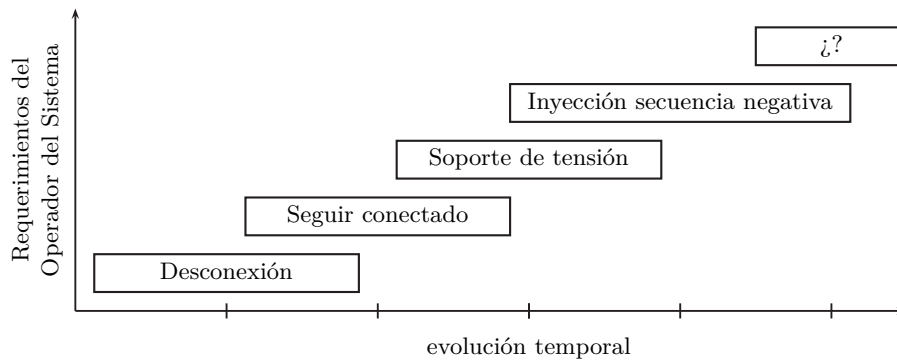
*“A sag is a decrease in rms voltage to between 0.1 p.u. and 0.9 p.u. for durations from 0.5 cycles to 1 min.”*

En este mismo documento también se presenta una clasificación con las perturbaciones más comunes en la red, y que se reproduce en la Tabla 0.1, adaptado de [34].

De forma secundaria, también se tratan otro tipo de perturbaciones en la red eléctrica, como son los pequeños desbalances estáticos. Estos desbalances en las tensiones aparecen como consecuencia de cargas o impedancias de red no balanceadas. Estas perturbaciones tienen una menor afectación en cuanto a la continuidad del suministro, pero en cambio tienen una afectación importante sobre los elementos conectados a la red, esto es debido a que el desbalanceo hace aumentar las pérdidas en la red, y puede ocasionar problemas en motores (calentamiento, sobreconsumo y desbalanceo significativo de corrientes) [35, 36]. El desbalanceo de tensión es por tanto una perturbación que afecta enormemente a la calidad del suministro eléctrico, típicamente toma un valor entre el 0.2% y el 2% [33], y las plantas de DG pueden en un futuro cercano, ayudar a combatirlo. En la actualidad los códigos de red referentes al desbalanceo no formulan mecanismos para su corrección, sino simplemente indican los límites que deben soportar las instalaciones para no desconectarse (5%) en conexiones a la red de transporte [37].

La evolución en estos códigos de red ha sido constante en las últimas décadas. En la Fig. 0.3 se observa esta evolución. En una primera etapa las plantas podían desconectarse durante huecos, sin embargo, a medida que la penetración de estas tecnologías ha ido aumentando, se les obliga a cumplir con requerimientos más exigentes, como el seguir conectado o el soporte de tensión [38]. En un futuro cercano, es de esperar que se obligue a inyectar secuencia negativa cuando sea necesario [39]. Y a medio o largo plazo, los servicios auxiliares durante huecos evolucionarán aún más.

Por tanto, la única posibilidad existente cuando llega una perturbación de este tipo es seguir conectado, y es aquí donde se enmarcan las diferentes estrategias de control presentadas en este trabajo.



**Figura 0.3:** Evolución histórica de los requerimientos en los códigos de red durante huecos de tensión.

El modelo teórico del que parte el estudio se basa en el análisis de sistemas eléctricos trifásicos desbalanceados a través de sus equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero [40, 41]. A partir de esta descomposición de un sistema trifásico desbalanceado en tres sistemas trifásicos equilibrados, también denominado de secuencias simétricas, se diseñan soluciones para mejorar el funcionamiento de los inversores desde diferentes puntos de vista. El control basado en componentes simétricas es el que se ha empleado en este trabajo, siguiendo la tendencia en la mayoría de publicaciones existentes [42–61].

Una vez presentado el tipo de perturbación bajo estudio y los requerimientos durante fallos, se abre un gran abanico de posibilidades respecto a qué debe hacer una instalación conectada a una red donde las tensiones de fase en el punto de conexión común (PCC) son como las mostradas en la Fig. 0.2. Como primera aproximación, cabría pensar que la instalación podría desconectarse temporalmente como medida de protección. Sin embargo, en la actualidad, esta posibilidad está prohibida en instalaciones de gran potencia debido precisamente a que la integración de este tipo de instalaciones es muy elevada y podrían ocasionar un súbito descenso de producción, que conllevaría una desconexión en cascada y por tanto podría dejar sin suministro a la red. Los mecanismos de regulación o códigos de red, para este tipo de instalaciones son complejos, cambiantes y no están unificados [62, 63], lo cual abre la puerta a una mayor posibilidad de desarrollo de estrategias de control durante fallos de red.

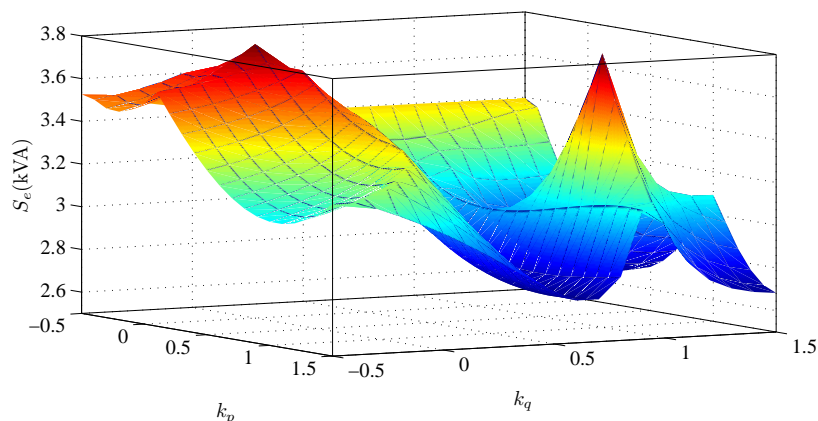
El punto de partida para desarrollar las estrategias de control se inicia cuando llega un hueco de tensión. En ese momento es cuando se decide qué debe hacer el inversor de DG. Esta decisión depende principalmente de tres factores

- Tipo de hueco de tensión en el PCC
- Tipo de instalación
- Tipo de red eléctrica

El tipo de hueco determina profundamente las estrategias admisibles durante fallos de red. La clasificación empleada a lo largo del trabajo se basa en [27], donde se dividen los huecos en tipo I donde solo cae una tensión de fase, en tipo II donde caen dos tensiones, o en tipo III donde caen las tres. Para huecos de tipo III, las estrategias de control deben ser diferentes a los huecos de tipo I o II, ya que el principal objetivo debe ser soportar las tres tensiones en falta tanto como sea posible. En el tipo I o II, es posible encontrar una o dos fases que no han sufrido la falta, en ese caso la estrategia de control debe ser flexible para soportar la tensión o tensiones en falta de forma diferente a aquellas que no sufren el fallo.

El segundo aspecto importante en el desarrollo de las estrategias de control es el tipo de instalación que sufre el hueco de tensión. Para instalaciones pequeñas con una potencia instalada despreciable frente a la potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión, las estrategias de control deben ser sustancialmente diferentes a las instalaciones de mayor potencia que alimentan un mayor





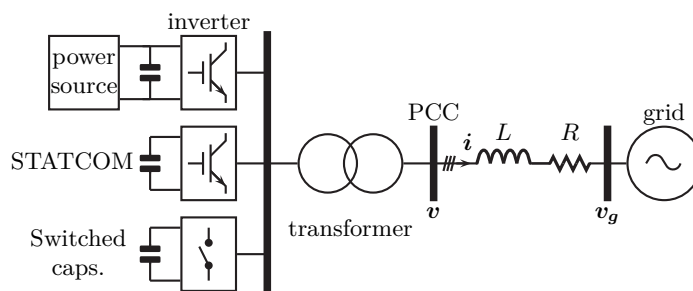
**Figura 0.4:** Potencia aparente efectiva para diferentes estrategias con corriente máxima limitada.

número de consumidores. En el primer caso, la afectación de las estrategias sobre la red es mínima, mientras que en el segundo caso, el comportamiento de la instalación determina la inmunidad contra la perturbación. Los requerimientos para cada tipo de instalación son diferentes, y quedan regulados por reglamentos nacionales [37, 64].

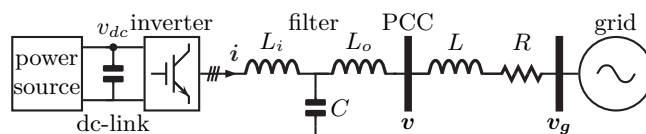
Por último, un aspecto clave en la selección de las estrategias de control durante huecos es el tipo de red. Se distinguen dos tipos de redes, las blandas y las duras, denominadas así por el tipo de impedancia que ve la instalación. En redes duras, generalmente cerca de los grandes generadores que soportan la tensión de la red, las estrategias de control tienen poca afectación sobre las tensiones, y por tanto el servicio de soporte de tensión es relativamente pequeño. En redes blandas es donde se centra el presente estudio, ya que para la integración de las fuentes de energía renovables y las instalaciones distribuidas, es necesario que las estrategias propuestas sean capaces de mejorar el sistema en su conjunto, en especial que sean capaces de soportar adecuadamente la tensión en el entorno cercano a la instalación.

Para poner de manifiesto la magnitud del problema estudiado, la Fig. 0.4 muestra cómo evoluciona una magnitud global de un inversor, la potencia efectiva  $S_e$  [65], cuando se varían dos parámetros  $k_p$  y  $k_q$  que se encargan de balancear las potencias activa y reactiva de secuencia positiva y negativa como se indicará más adelante, ante un hueco de tensión cualquiera. Este experimento se presenta a continuación para hacer notar que la decisión de *qué tiene que hacer un inversor cuando llega un hueco de tensión* tiene multitud de soluciones posibles, y las afectaciones de estas decisiones sobre el conjunto son de una complejidad elevada. Este experimento tiene como premisa que la corriente máxima entregada por el inversor en cualquiera de sus fases esté limitada y sea igual a un valor máximo predefinido, con lo cual es posible hacer una comparación justa de cómo se ve afectada la potencia efectiva cuando se varían las referencias de potencia.

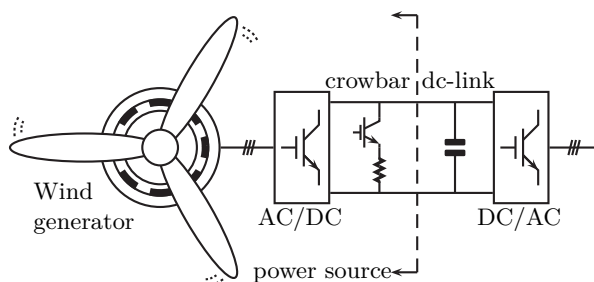
El esquema de la instalación de DG conectada a red que se ha empleado a lo largo de esta tesis, consiste en un esquema extremadamente simplificado. Esta simplificación ha sido necesaria para poder diseñar y comparar soluciones diferentes en este entorno complejo. La mayoría de la potencia instalada en sistemas de generación distribuida proviene de parques eólicos, y por este motivo en la Fig. 0.5 se muestra un esquema de los elementos más representativos que componen este tipo de instalaciones. Sin embargo, este esquema posee varios elementos que deberían analizarse conjuntamente para evaluar las estrategias propuestas. Y es por esta razón que este esquema se ha simplificado hacia el esquema propuesto en la Fig. 0.6 donde aparece un único inversor modelando el comportamiento de una instalación completa. Esta simplificación, aunque a priori pueda parecer poco realista, permite definir de forma mínima los objetivos de control de la instalación, y por tanto es posible realizar un análisis abarcable del conjunto. La extrapolación de este esquema simplificado a un sistema real



**Figura 0.5:** Esquema de los elementos principales de una planta eólica.



**Figura 0.6:** Esquema simplificado utilizado para el modelo de planta de generación distribuida.



**Figura 0.7:** Esquema simplificado de aerogenerador tipo 4 con convertidor completo.

queda fuera del ámbito de estudio de este trabajo, dado que las estrategias de control propuestas se centran en el control de un único inversor, y no a los mecanismos de intercambio de información entre los elementos que constituyen la instalación.

Estos parques eólicos están constituidos a su vez por grupos de generadores de diferentes tecnologías. Siguiendo con esta necesidad de simplificación, se han empleado modelos de aerogeneradores de tipo 4 para el análisis de este tipo de sistemas de generación [66]. De esta forma es posible simplificar todavía más el comportamiento de estos complejos sistemas para focalizar el estudio en las estrategias durante perturbaciones. En este modelo, la totalidad de la potencia inyectada a la red pasa por el convertidor, y por tanto es posible estudiar de forma más simple su comportamiento. Los aerogeneradores de tipo 4 están teniendo una gran aceptación dado que permiten una flexibilidad de operación extraordinaria, motivo por el cual podrán ser utilizados en un futuro para mejorar los servicios auxiliares prestados a la red durante huecos de tensión. En la Fig. 0.7 se muestra un esquema de estos generadores y el convertidor asociado para la conexión a red.

## 0.2 Estructura de la tesis

---

La presente tesis se ha escrito en forma de compendio de artículos, incluyendo 3 publicaciones que presentan los trabajos más relevantes en el ámbito de investigación.

La memoria de la tesis se divide en 3 grandes partes:

- Introducción (Cap. 0).
- Publicaciones (Cap. 1, 2 y 3).
- Análisis de resultados (Cap. 4) y Conclusiones (Cap.5)

La primera parte de la tesis consiste en la introducción (Cap. 0). En esta parte de la tesis se introducen los aspectos fundamentales de la tesis, incluyendo las características principales de los sistemas de generación distribuida, las perturbaciones de la red, y las publicaciones obtenidas durante este trabajo.

La segunda parte de la tesis constituye el núcleo central de este trabajo, incluyendo los capítulos 1, 2 y 3. En estos capítulos se presentan los artículos publicados en diferentes revistas y congresos mostrando diferentes estrategias de control durante perturbaciones en las tensiones de la red eléctrica. Las dos primeras se centran en los huecos de tensión, mientras que la tercera hace referencia a pequeños desbalances estáticos.

Por último, la tercera parte de la tesis está dedicada al análisis de los resultados obtenidos en la tesis (Cap. 4) y a las conclusiones y trabajos futuros derivados de estos trabajos (Cap. 5). El capítulo de análisis de los resultados intenta englobar las diferentes estrategias de control y discutir críticamente las ventajas, inconvenientes y campos de aplicación de cada una de ellas. Además se presentan algunas herramientas no publicadas, y que merecen ser destacadas por aportar un mejor conocimiento de las estrategias propuestas o susceptibles de ser aplicadas en futuras contribuciones.

## 0.3 Publicaciones

---

Esta sección presenta las publicaciones obtenidas durante el desarrollo de la tesis. Las tres primeras (i)-(iii) son las presentadas en esta tesis como compendio de artículos.

- (i). A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, R. Guzman and A. Borrell, “Reactive power control for distributed generation power plants to comply with voltage limits during grid faults”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 11, pp. 6224-6234, Nov. 2014.
- (ii). A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, A. Borrell and L. García de Vicuña, “Active and Reactive Power Strategies with Peak Current Limitation for Distributed Generation Inverters During Unbalanced Grid Faults”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, in press.
- (iii). A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, J. Matas, R. Guzman, O. de Sousa-Perez, P. Martí and L. García de Vicuña, “Control strategies based on effective power factor for distributed generation power plants during unbalanced grid voltage”, in *39th Annu. Conf. of the IEEE Ind. Electron. Soc. (IECON)*, pp. 3462-3467, Nov. 2013.
- (iv). A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, J. C. Vasquez, and E. Alarcon-Gallo, “Flexible voltage support control for three-phase distributed generation inverters under grid faults”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1429-1441, Apr. 2013.
- (v). A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, J. Matas, E. Alarcon-Gallo, L. García de Vicuña and P. Martí, “Reactive power control for voltage support during type C voltage-sags”, in *38th Annu. Conf. of the IEEE Ind. Electron. Soc. (IECON)*, pp. 3462-3467, Oct. 2012.

- (vi). G. Torres, E. X. Martín, M. Velasco, P. Martí and A. Camacho, “Internet-based Control of a Ball-and-Plate System: a Case Study of Modeling and Automatic Code Generation for Networked Control Systems” in *40th Annu. Conf. of the IEEE Ind. Electron. Soc. (IECON)*, Accepted for publication.
- (vii). M. Castilla, J. Miret, A. Camacho, L. García de Vicuña and J. Matas, “Modeling and design of voltage support control schemes for three-phase inverters operating under unbalanced grid conditions” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 11, pp. 6139-6150, Nov. 2014.
- (viii). M. Castilla, J. Miret, A. Camacho, J. Matas and L. García de Vicuña, “Voltage support control strategies for static synchronous compensators under unbalanced voltage sags” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol.61, no.2, pp. 808-820, Feb. 2014.
- (ix). J. Miret, A. Camacho, M. Castilla, L. García de Vicuña and J. Matas, “Control scheme with voltage support capability for distributed generation inverters under voltage sags”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol.28, no.11, pp. 5252-5262, Nov. 2013.
- (x). R. Guzman, L. García de Vicuña, A. Camacho, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret, “Active damping control for a three phase grid-connected inverter using sliding mode control”, in *39th Annu. Conf. of the IEEE Ind. Electron. Soc. (IECON)*, pp. 382-387, Nov. 2013.
- (xi). O. de Souza-Perez, J. Miret, A. Camacho, P. Martí and R. Guzman, “Power sharing control in islanded microgrid using event driven communication”, in *39th Annu. Conf. of the IEEE Ind. Electron. Soc. (IECON)*, pp. 2151-2156, Nov. 2013.
- (xii). M. Velasco, P. Martí, A. Camacho, J. Miret and M. Castilla, “Mixing local and distributed reactive power control for balancing inverters’ effort in grid-connected photovoltaic systems”, in *3rd. Int. Conf. on Systems and Control (ICSC)*, pp. 708-713, Oct. 2013.
- (xiii). P. Martí, M. Velasco, J. M. Fuertes, A. Camacho, J. Miret and M. Castilla “Distributed reactive power control methods to avoid voltage rise in grid-connected photovoltaic power generation systems”, in *IEEE Int. Symp. on Ind. Electron. (ISIE)*, May 2013.
- (xiv). M. Castilla, J. Miret, A. Camacho, J. Matas and L. García de Vicuña “Reduction of current harmonic distortion in three-phase grid-connected photovoltaic inverters via resonant current control”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol.60, no.4, pp. 1464-1472, Apr. 2013.
- (xv). P. Martí, M. Velasco, M. Castilla, J. Miret and A. Camacho, “On the use of communication infrastructure in distributed power generation: A preliminary case study” in *17th Conf. on Emerging Technologies & Factory Automation (ETFA)*, Sep. 2012.
- (xvi). E. Alarcon-Gallo, L. García de Vicuña, M. Castilla, J. Miret, J. Matas and A. Camacho, “Decoupled sliding mode control for three-phase LCL VSI operating at fixed switching frequency”, in *IEEE Int. Symp. on Ind. Electron. (ISIE)*, pp. 1572-1578, May 2012.
- (xvii). J. Matas, M. Castilla, L. García de Vicuña, J. Miret, E. Alarcon-Gallo, and A. Camacho, “Fast grid synchronization technique based on a multiple cascaded general integrator scheme for distributed generation inverters”, in *IEEE Int. Symp. on Ind. Electron. (ISIE)*, pp. 1003-1010, May 2012.
- (xviii). M. Castilla, J. Miret, A. Camacho, J. Matas, E. Alarcon-Gallo and L. García de Vicuña, “Coordinated reactive power control for static synchronous compensators under unbalanced voltage sags”, in *IEEE Int. Symp. on Ind. Electron. (ISIE)*, pp. 987-992, May 2012.

En los siguientes capítulos se presentan estas tres primeras publicaciones. El orden escogido para esta presentación no es cronológico según la fecha de publicación, sino conceptual según la estrategia de control propuesta. De esta manera, es posible observar más claramente la evolución realizada durante la investigación. Los factores de impacto de las dos revistas donde se ha publicado la investigación pueden verse en la Tabla 0.2.

**Tabla 0.2:** Índices de impacto JCR.Fuente: Web of Science,[Online, Accessed: 8/8/2014] <http://wokinfo.com/>

<b>Revista</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
IEEE Trans. Ind. Electron.	3.439	5.160	5.165	6.500
IEEE Trans. Power Electron.	3.176	4.650	4.080	5.726

La primera publicación (i) avanza en el estado del arte para el soporte de tensión, ya que propone una estrategia de control para regular las tensiones en el PCC dentro de los límites para la operación continua. Así se puede evitar la desconexión por sobre-tensión o por sub-tensión. La estrategia es aplicable a redes blandas, principalmente inductivas, y con alta penetración de generación distribuida. Además se incluye un saturador en la generación de las referencias de corriente que evita superar la máxima corriente admisible por el inversor.

La segunda publicación (ii) es tal vez una de las estrategias más interesantes publicadas en esta tesis. El motivo principal es que presenta un algoritmo genérico para el cálculo de las potencias de referencia que permite aprovechar en todo momento las capacidades de los inversores, incluyendo las potencias activa y reactiva de secuencia positiva y negativa al mismo tiempo. Para ello el algoritmo computa el valor de la potencia activa o reactiva tal que la corriente máxima del inversor sea igual a un valor predefinido. De esta forma se pueden aprovechar al máximo las capacidades del inversor sin comprometer su funcionamiento y evitando sobre-corrientes. Además se presentan dos alternativas para la selección de los diferentes parámetros que confieren a este algoritmo de una gran flexibilidad para ser utilizado en cualquier tipo de instalación.

Por último, la tercera publicación (iii) propone una estrategia de control para pequeños desbalances de las tensiones. Esta estrategia por tanto, no está destinada a superar huecos de tensión, sino a mejorar las tensiones y reducir el desbalanceo originado por impedancias y cargas desbalanceadas a lo largo de la red. La estrategia se basa en la programación de un valor del factor de potencia durante picos o valles de producción diarios en combinación con dos parámetros de control que balancean la cantidad de secuencia positiva y negativa con el objetivo de reducir el desbalanceo.



# 1

## PUBLICACIÓN I:

### REACTIVE POWER CONTROL FOR DISTRIBUTED GENERATION POWER PLANTS TO COMPLY WITH VOLTAGE LIMITS DURING GRID FAULTS

---

A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, R. Guzman and A. Borrell, “Reactive power control for distributed generation power plants to comply with voltage limits during grid faults”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 11, pp. 6224-6234, Nov. 2014.

---

#### Contenidos

<b>1.1</b>	<b>Introduction</b> . . . . .	<b>16</b>
<b>1.2</b>	<b>Problem Formulation</b> . . . . .	<b>17</b>
<b>1.3</b>	<b>DG Power Plant Under Grid Faults</b> . . . . .	<b>18</b>
1.3.1	DG Power Plant Architecture . . . . .	18
1.3.2	Voltage Sag Identification . . . . .	18
1.3.3	Control Scheme. . . . .	19
<b>1.4</b>	<b>Voltage Support Concept</b> . . . . .	<b>19</b>
<b>1.5</b>	<b>Proposed Solution</b> . . . . .	<b>20</b>
1.5.1	Amplitude of the Phase Voltages . . . . .	20
1.5.2	Targets for Positive and Negative Sequence Voltage . . . . .	20
1.5.3	Reactive Power References. . . . .	21
<b>1.6</b>	<b>Current Saturation</b> . . . . .	<b>21</b>
<b>1.7</b>	<b>Experimental Results</b> . . . . .	<b>22</b>
1.7.1	Test 1. . . . .	22
1.7.2	Test 2. . . . .	23
1.7.3	Test 3. . . . .	23
<b>1.8</b>	<b>Conclusions</b> . . . . .	<b>24</b>
<b>1.9</b>	<b>References</b> . . . . .	<b>24</b>
<b>1.10</b>	<b>Biographies</b> . . . . .	<b>25</b>

---

## ATENCIÓN ¡

Las páginas 16 a 25 de la tesis el contienen el articulo

“Reactive power control for distributed generation power plants to comply with voltage limits during grid faults”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 11, pp. 6224-6234, Nov. 2014.

[10.1109/TPEL.2014.2301463](https://doi.org/10.1109/TPEL.2014.2301463)

que puede consultarse en el web del editor

<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6716987>



# 2

## PUBLICACIÓN II:

### ACTIVE AND REACTIVE POWER STRATEGIES WITH PEAK CURRENT LIMITATION FOR DISTRIBUTED GENERATION INVERTERS DURING UNBALANCED GRID FAULTS

---

A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, A. Borrell and L. García de Vicuña, “Active and Reactive Power Strategies with Peak Current Limitation for Distributed Generation Inverters During Unbalanced Grid Faults”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, in press.

#### Contenidos

---

<b>2.1</b>	<b>Introduction</b> . . . . .	<b>28</b>
<b>2.2</b>	<b>Plant and Control</b> . . . . .	<b>29</b>
2.2.1	Plant Description . . . . .	29
2.2.2	Control Under Grid Faults. . . . .	29
<b>2.3</b>	<b>Conventional vs. Proposed Control</b> . . . . .	<b>30</b>
2.3.1	Conventional Control for Balanced Grid Voltages . . . . .	30
2.3.2	Proposed Control for Unbalanced Grid Voltages . . . . .	30
2.3.3	Numerical Example. . . . .	32
<b>2.4</b>	<b>Control Strategies</b> . . . . .	<b>32</b>
2.4.1	Base Test . . . . .	33
2.4.2	Phase Power Equalization . . . . .	33
2.4.3	Active Power Curtailment . . . . .	34
2.4.4	Discussion on the flexibility of the proposed control . . . . .	35
2.4.5	Discussion on the selection of $k_p$ and $k_q$ values . . . . .	35
<b>2.5</b>	<b>Conclusions</b> . . . . .	<b>36</b>
<b>2.6</b>	<b>References</b> . . . . .	<b>36</b>
<b>2.7</b>	<b>Biographies</b> . . . . .	<b>37</b>

---

## ATENCIÓN ¡

Las páginas 28 a 38 de la tesis el contienen el artículo

“Active and reactive power strategies with peak current limitation for distributed generation inverters during unbalanced grid faults”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* vol. 62, no.3, pp. 1515-1526, March 2015.

DOI [10.1109/TIE.2014.2347266](https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2347266)

que puede consultarse en el web del editor

<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6877714>



# 3

## PUBLICACIÓN III:

### CONTROL STRATEGIES BASED ON EFFECTIVE POWER FACTOR FOR DISTRIBUTED GENERATION POWER PLANTS DURING UNBALANCED GRID VOLTAGE

---

A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, J. Matas, R. Guzman, O. de Sousa-Perez, P. Martí and L. García de Vicuña, “Control strategies based on effective power factor for distributed generation power plants during unbalanced grid voltage”, in *39th Annu. Conf. of the IEEE Ind. Electron. Soc. (IECON)*, pp. 3462-3467, Nov. 2013.

#### Contenidos

---

<b>3.1</b>	<b>Introduction</b> . . . . .	<b>40</b>
<b>3.2</b>	<b>Plant and Control</b> . . . . .	<b>40</b>
3.2.1	Plant Description . . . . .	40
3.2.2	Conventional Control During Balanced Voltages . . . . .	41
3.2.3	Advanced Control During Unbalanced Voltages . . . . .	42
<b>3.3</b>	<b>Effective Power Factor</b> . . . . .	<b>42</b>
<b>3.4</b>	<b>Simulation Results</b> . . . . .	<b>43</b>
<b>3.5</b>	<b>Conclusions</b> . . . . .	<b>44</b>
<b>3.6</b>	<b>Acknowledgements</b> . . . . .	<b>45</b>
<b>3.7</b>	<b>References</b> . . . . .	<b>45</b>

---

# Control Strategies Based On Effective Power Factor For Distributed Generation Power Plants During Unbalanced Grid Voltage

Antonio Camacho<sup>1</sup>, Miguel Castilla<sup>1</sup>, Jaume Miret<sup>1</sup>, José Matas<sup>1</sup>, Ramon Guzman<sup>2</sup>, Oscar de Sousa-Pérez<sup>1</sup>, Pau Martí<sup>3</sup> and Luis García de Vicuña<sup>1</sup>

1.Department of Electronic Engineering, Technical University of Catalonia,

2.Department of Signal Theory and Communications, Technical University of Catalonia,

3.Automatic Control Department, Technical University of Catalonia,

Avda. Víctor Balaguer, s/n 08800 Vilanova i la Geltrú, Spain,

e-mail: antonio.camacho.santiago@upc.edu

**Abstract**—Unbalanced voltages in three-phase power systems is a common perturbation propagated along the grid. Distributed Generation plants have gained widespread attention due to their capability to improve power quality in a distributed manner, including voltage unbalance mitigation. A conventional control strategy to command power plants during balanced grid voltages, is the use of power factor to inject/absorb reactive power depending on grid conditions. Advanced control strategies during unbalanced grid voltages can be selected prioritizing positive or negative sequence active and reactive power. This selection determines the voltage support service and therefore can improve the voltage profile, i.e. phase-voltages can be properly supported and voltage imbalance simultaneously corrected. Based on the definition of effective power factor in IEEE 1459 Standard, the reactive power needed for any control strategy is obtained and the resulting effects are described.

## I. INTRODUCTION

Distributed Generation (DG) has become a real alternative to improve grid efficiency and reliability. Moreover, DG power plants can make benefit of their inherent distributed location to improve power quality as for example, to locally regulate voltage profiles during peak or valley scenarios.

Power quality is one of the main concerns of both power plant owners and Network System Operators. Grid codes regulate the requirements for grid-connected power suppliers [1], [2]. These codes are continuously evolving to demand improved services such as voltage ride-through, reactive power provisions, power factor command, harmonic injection, etc. Next generation of grid codes will probably include some negative sequence current injection to deal with non-balanced phase-voltages [3].

Voltage imbalance is present in many power systems. The causes are mainly due to unequal distribution of single-phase loads and unbalanced grid impedances including transformers [4], [5]. The effects of these imbalances are important in terms of economic losses, as for example motors over-heat and line-losses. To mitigate the adverse effects of unbalanced voltages, several mechanical methods have been proposed in the literature [5], [6]. Also, novel control strategies have been developed to deal with unbalanced voltage effects in DG power plants [7]–[14]. Advanced control schemes during unbalanced grid voltages are mainly based on positive and negative sequence voltages to inject positive and negative

active and reactive power. With these new control proposals, versatility is widely increased.

The conventional control to support balanced grid voltages is to inject some amount of reactive power according to a given power factor. During peak or valley scenarios, the power plant is commanded to a leading/lagging power factor value to increase/decrease the voltage at the point of common coupling (PCC). The advanced control proposed here, uses the definition of effective power factor in IEEE 1459 Std. [15] to develop a similar power factor command for DG power plants during unbalanced grid voltages. The proposal links any possible control strategy for positive and negative sequence and the effective power factor definition to obtain the reactive power reference. Thus, the conventional power factor set-point can be further devised to improve the voltage support service.

The paper is organized as follows. Section II introduces the simplified power plant model and control. Section III develops the effective power factor command for different control strategies and the resulting voltage support services. Section IV presents selected simulation results. Section V concludes the work.

## II. PLANT AND CONTROL

This section deals with the simplified DG power plant model, the conventional power factor (PF) command control and the advanced control scheme to flexibly inject positive and negative sequence powers.

### A. Plant Description

Fig. 1 represents a simplified scheme of a three-phase grid-connected DG power plant. The plant is composed by several power sources, DC buses, VAr devices, filters and step-up transformers [16]. For simplicity, the grid is modeled as an equivalent  $RL$  impedance in series with an unbalanced voltage source. This equivalent impedance model will determine the resulting voltage support services and should be taken under consideration to select an appropriate control strategy as will be shown later. From a power point of view, the plant behaves as an active and reactive power source connected at the PCC [17]. Fig. 2 represents a simplified scheme of a power plant injecting power during unbalanced grid conditions. In such grid conditions, active and reactive powers can be decomposed

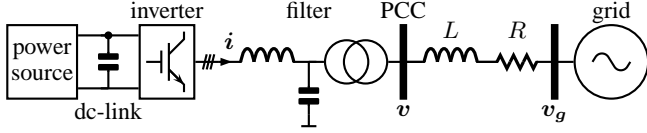


Fig. 1. Simplified scheme of a three-phase grid-connected DG power plant.

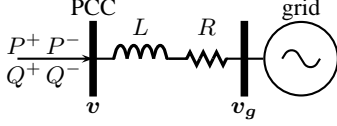


Fig. 2. Equivalent power scheme for unbalanced grid voltage

into their symmetric counterparts

$$P = P^+ + P^- \quad (1)$$

$$Q = Q^+ + Q^- \quad (2)$$

where  $P$  is the active power production,  $Q$  the reactive power reference,  $P^+$  and  $P^-$  the positive and the negative sequence active power respectively, and  $Q^+$  and  $Q^-$  the positive and negative reactive power components.

### B. Conventional Control During Balanced Voltages

The conventional power factor control during balanced voltages depends on the grid condition. When the PCC voltages are above the nominal voltage, a leading power factor is commanded to the power source to absorb reactive power and therefore reduce the terminal voltage. Similarly, when below the nominal values, a lagging power factor is programmed to increase the bus voltage. In conventional control schemes, the current reference generator is implemented as

$$i_{\alpha}^* = \frac{2}{3} \left[ \frac{v_{\alpha}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} P + \frac{v_{\beta}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} Q \right] \quad (3)$$

$$i_{\beta}^* = \frac{2}{3} \left[ \frac{v_{\beta}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} P - \frac{v_{\alpha}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} Q \right] \quad (4)$$

where  $v_{\alpha}$ ,  $v_{\beta}$  are the instantaneous voltages in the stationary reference frame, and  $i_{\alpha}^*$ ,  $i_{\beta}^*$  are the reference currents to be compared with the measured currents in the current loop.

To better understand the conventional control strategy, a numerical example is developed. Assume that the per unit (p.u.) phase-voltages at the grid side (see Fig. 1 for details) are:  $v_{ga} = 0.95\angle 0^\circ$ ,  $v_{gb} = 0.95\angle -120^\circ$ ,  $v_{gc} = 0.95\angle 120^\circ$ . The equivalent impedance model is  $R = 0.1\Omega$  and  $L = 0.0015H$ . For simplicity, the base voltage is  $1\text{p.u.} = 110\sqrt{2}$  at 60Hz. The active power production in some time instant is 1000W and the system operator dictates to set the power plant to a lagging power factor of  $\text{PF} = 0.85$ . In this scenario, only one value in (3) and (4) remains unknown, this value is the reactive power reference  $Q$ , which can be computed based on

$$\text{PF} = \frac{P}{S} = 0.85 \quad (5)$$

$$\phi = \cos^{-1}(0.85) = 31.8^\circ \quad (6)$$

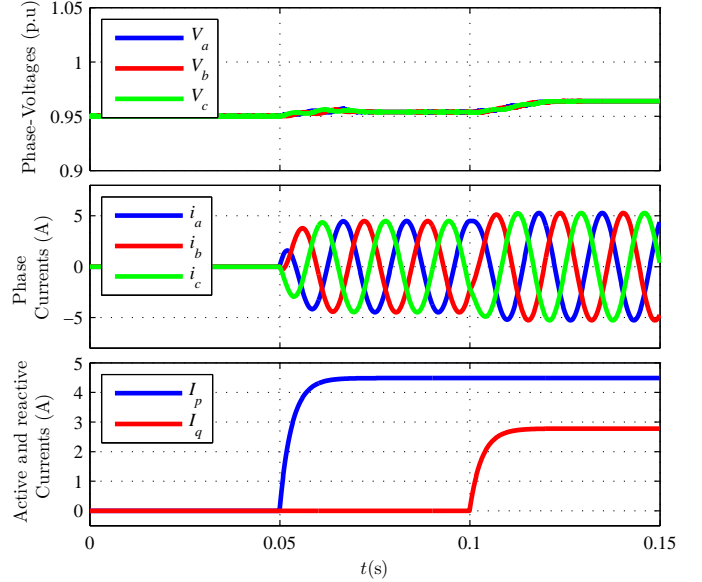


Fig. 3. Conventional power factor command  $\text{PF}=0.85$

where  $S$  is the apparent power. Then,

$$S \cos \phi = P \quad (7)$$

$$S \sin \phi = Q \quad (8)$$

And the reactive power reference is computed from (8) as  $Q = 620\text{VAR}$ .

Fig. 3 shows the results of this conventional power factor strategy. This figure shows the voltage at the PCC (top), the instantaneous currents (middle) and the amplitude of the active and reactive currents (bottom). Also, the figure is divided into three different zones, from time  $t = [0, 0.05]$ , the power plant does not inject any power into the grid; from  $t = [0.05, 0.10]$  only active power is injected; and finally from  $t = [0.10, 0.15]$  both the active and the required reactive power are simultaneously transferred. The results of this conventional strategy show that the voltage at the terminal side slightly increase when injecting active power due to the grid impedance. Also, the voltage increases when injecting reactive power, mainly because of the inductive grid impedance. This test is presented to compare the simplicity of a conventional power factor command for balanced grid voltages, with the case of an unbalanced grid voltage as will be shown later.

As a consequence of this active and reactive power injection, the voltage amplitudes at the terminal side and the grid one are related by

$$V_g = \sqrt{(V - \omega L I_q - R I_p)^2 + (\omega L I_p - R I_q)^2} \quad (9)$$

where  $V_g$  is the voltage amplitude at the grid side,  $V$  is the voltage amplitude at the PCC side,  $\omega$  is the grid frequency,  $I_p = \frac{2}{3} \frac{P}{V}$  and  $I_q = \frac{2}{3} \frac{Q}{V}$ .

The voltage variation due to the reactive power in mainly inductive grids can be approximated by [16]

$$\Delta V \approx \omega L I_q \quad (10)$$

### C. Advanced Control During Unbalanced Voltages

However, the conventional current reference generator (3)-(4) has some drawbacks during unbalanced grid conditions since  $v_\alpha^2 + v_\beta^2$  have an instantaneous oscillation at twice the grid frequency which induces  $2\omega$  oscillations in the reference currents. To overcome this issue, notch or band pass filters can be properly designed, although new reference generators based on symmetric sequences have been proposed to deal with unbalanced control strategies

$$i_{\alpha(p)}^* = \frac{2}{3} \left[ \frac{v_\alpha^+}{(v_\alpha^+)^2 + (v_\beta^+)^2} P^+ + \frac{v_\alpha^-}{(v_\alpha^-)^2 + (v_\beta^-)^2} P^- \right] \quad (11)$$

$$i_{\beta(p)}^* = \frac{2}{3} \left[ \frac{v_\beta^+}{(v_\alpha^+)^2 + (v_\beta^+)^2} P^+ + \frac{v_\beta^-}{(v_\alpha^-)^2 + (v_\beta^-)^2} P^- \right] \quad (12)$$

$$i_{\alpha(q)}^* = \frac{2}{3} \left[ \frac{v_\beta^+}{(v_\alpha^+)^2 + (v_\beta^+)^2} Q^+ + \frac{v_\beta^-}{(v_\alpha^-)^2 + (v_\beta^-)^2} Q^- \right] \quad (13)$$

$$i_{\beta(q)}^* = \frac{2}{3} \left[ \frac{-v_\alpha^+}{(v_\alpha^+)^2 + (v_\beta^+)^2} Q^+ + \frac{-v_\alpha^-}{(v_\alpha^-)^2 + (v_\beta^-)^2} Q^- \right] \quad (14)$$

where  $v_\alpha^+$ ,  $v_\alpha^-$ ,  $v_\beta^+$  and  $v_\beta^-$  are the positive and negative sequence instantaneous voltages from a sequence extractor [18]–[20]. This flexible reference generator can be suitable for novel voltage support services, as expected in new generation of grid codes [3].

With this reference generator, four control parameters instead of two need to be computed ( $P^+$ ,  $P^-$ ,  $Q^+$  and  $Q^-$ ). By definition of the control gains

$$k_p = \frac{P^+}{P}, \quad k_q = \frac{Q^+}{Q} \quad (15)$$

the control scheme can be further understood. An appropriate selection of these control gains, given a known active power production  $P$  and the reactive power reference  $Q$ , yields to different voltage support services during unbalanced grid voltages [13]. By increasing  $k_p$ , more active power is injected via positive sequence voltage; the same applies for  $k_q$  and the reactive power. Then, injecting positive sequence reactive power, the voltage at the terminal side increases in each phase. However, when injecting negative sequence reactive power, the negative sequence voltage is reduced, as a result the voltage imbalance in the system is reduced and the phase-voltages tend to be equalized.

The problem in this advanced case relies into find the reactive power reference  $Q$  for a given control gains  $k_p$  and  $k_q$ , and any active power production  $P$ . These values cannot be selected arbitrarily, in fact the grid operator should be responsible of setting the control gains according to the amount of imbalance, the grid impedance, power quality preferences, power production, etc.

$$\{k_p, k_q\} = f(V_a, V_b, V_c, R, L, \text{etc.}) \quad (16)$$

Whenever an unbalanced voltage exists, if the three-phase voltages are far below the rated value 1p.u, a possible control

strategy should be to inject maximum positive sequence reactive power to increase as much as possible the PCC voltages. However, if one of the phase-voltage is close to the rated value and the other two phase-voltages are far below the rated value, some flexible combination of positive and negative sequence reactive power could be a better strategy since the maximum phase-voltage will remain unchanged while the other two increase. Therefore, two control objectives are simultaneously achieved, voltage rise in the lowest phase-voltages and voltage imbalance mitigation.

In conclusion, the selection of the control gains  $k_p$  and  $k_q$  depends on the control objectives for a given unbalanced voltage. And the determination of  $Q$  is derived from the effective power factor  $\text{PF}_e$ . In conventional power factor command, two variables were of interest, the power factor value and leading or lagging behavior. In the unbalanced case, the effective power factor is still required, but the flexible control strategy  $k_p$  and  $k_q$  should be also defined to achieve different voltage support services.

### III. EFFECTIVE POWER FACTOR

This section deals with the procedure to obtain the reactive power reference  $Q$  when a externally selected strategy is chosen. Later, the resulting voltage support services are described.

The problem can be formulated as

$$\begin{aligned} &\text{find: } Q \\ &\text{for a given: } \{P, \text{PF}_e, k_p, k_q\} \\ &\text{such that: } V_a, V_b, V_c \text{ are improved} \end{aligned} \quad (18)$$

The problem solution relies into find the reactive power reference  $Q$  to the reference generator in (11)-(14), for a given power production, an effective power factor command and a suitable control strategy  $k_p$  and  $k_q$ . In such a way that the phase-voltages are improved.

In IEEE 1459 Standard [15], the effective power factor is defined as

$$\text{PF}_e = \frac{P}{S_e} \quad (19)$$

where

$$S_e = 3V_e I_e \quad (20)$$

and

$$V_e = \sqrt{(V^+)^2 + (V^-)^2} \quad (21)$$

$$I_e = \sqrt{(I^+)^2 + (I^-)^2} \quad (22)$$

The amplitudes of the positive and negative sequence voltage at the PCC are computed as  $V^+ = \sqrt{(v_\alpha^+)^2 + (v_\beta^+)^2}$  and  $V^- = \sqrt{(v_\alpha^-)^2 + (v_\beta^-)^2}$ . Similarly, the positive and negative sequence currents can be obtained based on the active and reactive components, which are  $90^\circ$  delayed

$$I^+ = \frac{2}{3} \frac{\sqrt{(P^+)^2 + (Q^+)^2}}{V^+} \quad (23)$$

$$I^- = \frac{2}{3} \frac{\sqrt{(P^-)^2 + (Q^-)^2}}{V^-} \quad (24)$$

$$Q = \frac{P}{\text{PF}_e} \sqrt{\frac{(V^+)^2(V^-)^2 - \text{PF}_e^2 [(V^+)^2 + (V^-)^2] [(V^+)^2(1 - k_p)^2 + (V^-)^2 k_p^2]}{[(V^+)^2 + (V^-)^2] [(V^+)^2(1 - k_q)^2 + (V^-)^2 k_q^2]}} \quad (25)$$

Inserting (15) and (20)-(24) into (19) and solving for  $Q$ , the reactive power reference is obtained. The resulting expression is shown in (25). This value ensures that the effective power factor commanded to the plant will be achieved for the selected control gains.

As expected, some design constraint exists when commanding an effective power factor, from (25)

$$k_{p \max} = \frac{V^+}{(V^+)^2 + (V^-)^2} \sqrt{V^+ \text{PF}_e + V^- (1 - \text{PF}_e^2)} \quad (26)$$

$$k_{p \min} = \frac{V^+}{(V^+)^2 + (V^-)^2} \sqrt{V^+ \text{PF}_e - V^- (1 - \text{PF}_e^2)} \quad (27)$$

$$k_{p \min} \leq k_p \leq k_{p \max} \quad (28)$$

This constraint indicates that a high power factor value requires most of the active power production injected via positive sequence (i.e.  $P^+ \approx P$ ). And therefore, typical values are in the range  $k_p = (0.998, 1.02)$  depending on the amount of imbalance.

As previously stated, the selection of the control gains can help to flexibly improve the PCC voltage. Therefore the voltage support services need to be characterized. The amplitude of the positive and negative sequences voltages are

$$V_g^+ = \sqrt{(V^+ - \omega L I_q^+ - R I_p^+)^2 + (\omega L I_p^+ - R I_q^+)^2} \quad (29)$$

$$V_g^- = \sqrt{(V^- + \omega L I_q^- - R I_p^-)^2 + (\omega L I_p^- + R I_q^-)^2} \quad (30)$$

where  $V_g^+$  and  $V_g^-$  are the voltage amplitudes of the positive and negative sequence grid voltage,  $V^+$  and  $V^-$  are the positive and negative sequence voltage at the PCC side, and

$$I_p^+ = \frac{2 P^+}{3 V^+}, I_p^- = \frac{2 P^-}{3 V^-} \quad (31)$$

$$I_q^+ = \frac{2 Q^+}{3 V^+}, I_q^- = \frac{2 Q^-}{3 V^-} \quad (32)$$

Most relevant voltage support services are obtained in mainly inductive grids, where the voltage variation are mainly due to reactive power. In such cases, the voltage variation can be approximated by

$$\Delta V^+ \approx \omega L I_q^+ \quad (33)$$

$$\Delta V^- \approx -\omega L I_q^- \quad (34)$$

As shown from (33) and (34), positive sequence reactive current increase the positive sequence voltage at the PCC. And negative sequence reactive current reduces the negative sequence voltage which results in a voltage equalization among phases.

#### IV. SIMULATION RESULTS

In this section, the simulation results of different effective power factor strategies are presented and discussed. Along the experiments, the active power production is  $P = 1000\text{W}$ . The effective power factor has been selected as  $\text{PF}_e = 0.85$ . The grid voltages in p.u. have been defined as  $v_{ga} = 0.99 \angle 0^\circ$ ,  $v_{gb} = 0.94 \angle -120.5^\circ$  and  $v_{gc} = 0.96 \angle 122.3^\circ$ , where 1 p.u. =  $110\sqrt{2}\text{V}$  at 60Hz. And the grid impedance is  $R = 0.1\Omega$  and  $L = 0.0015\text{H}$ .

Each test is commanded to the desired effective power factor, although the computation of the reactive power reference  $Q$  according to (25) depends on the selected control strategy  $k_p$  and  $k_q$ .

Fig. 4 shows the effects of commanding the power plant to an effective power factor of 0.85 while selecting a positive sequence control strategy  $k_p = 1$ ,  $k_q = 1$  for both the active and the reactive power. As shown in the top-right of the figure, the three-phase voltages raise equally, therefore the maximum phase-voltage  $V_a$  increase above the rated value, while the voltage imbalance remains more or less unchanged. In the middle of the figure, the phase currents are presented. At the bottom of the figure, the amplitude of the positive and negative active and reactive currents is plotted; in this case, only positive sequence active and reactive currents are injected since  $k_p = \frac{P^+}{P} = 1$  and  $k_q = \frac{Q^+}{Q} = 1$ .

The same effective power factor is commanded in Fig. 5, although the control strategy has been changed to inject all the reactive power via negative sequence  $k_q = 0$ . As shown in the right part of the figure, the maximum phase-voltage decrease above the rated value, while the other two phase-voltages increase. This strategy is well suited to mitigate the voltage imbalance although under-voltage exists in the three phases. The phase-currents inherently present certain unbalance as observed in the middle of this figure due to the combination of positive and negative sequence currents.

Fig. 6 presents the results when selecting a flexible combination of positive and negative sequence reactive power, in this case  $k_p$  has been selected to 1 and  $k_q$  to 0.96. As a result the maximum phase-voltage  $V_a$  remains unchanged while the other two increase. Two control objectives are simultaneously achieved: voltage rise and voltage equalization.

From the above set of experiments, (Fig. 4 to Fig. 6), it can be concluded that different control gains induce different voltage support services for the same effective power factor. A priori, the last experiment seems to be the more appropriate for these grid conditions.

Finally, Fig. 6 is similar to Fig. 7, although  $k_p$  has been changed from 1 to 0.995 while  $k_q$  remains at 0.96. It should be noted, that small changes in  $k_p$  can help to improve the voltage support service. The reason is that  $I_p^-$  has a noticeable



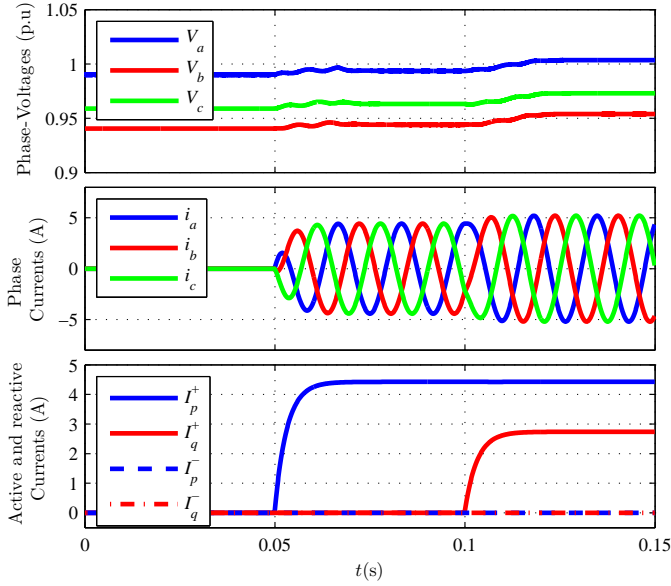


Fig. 4. Results for  $PF_e = 0.85$ ,  $k_p = 1$  and  $k_q = 1$ . Positive sequence reactive power strategy

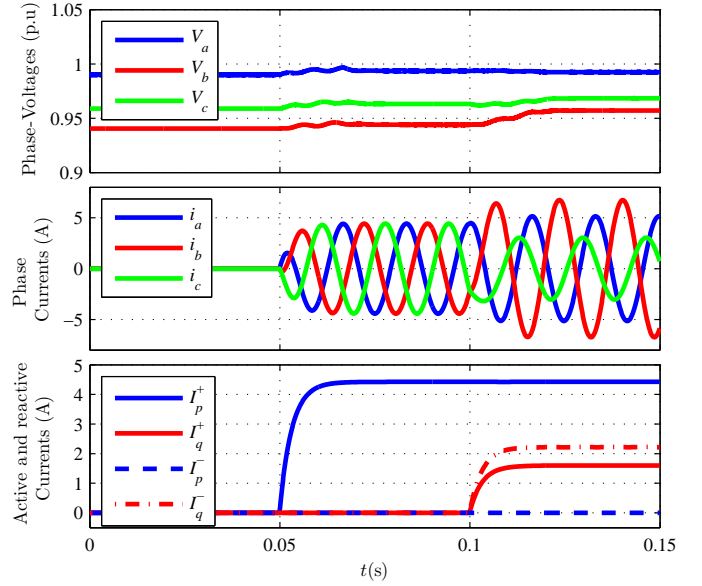


Fig. 6. Results for  $PF_e = 0.85$ ,  $k_p = 1$  and  $k_q = 0.96$ . Combined reactive power strategy

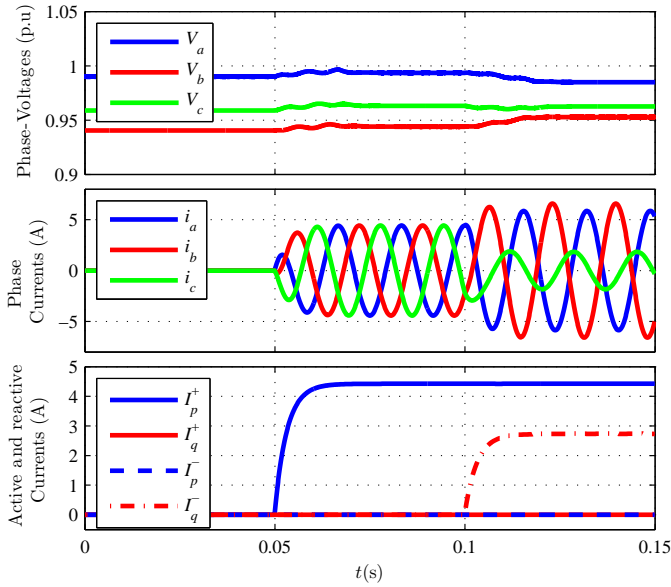


Fig. 5. Results for  $PF_e = 0.85$ ,  $k_p = 1$  and  $k_q = 0$ . Negative sequence reactive power strategy

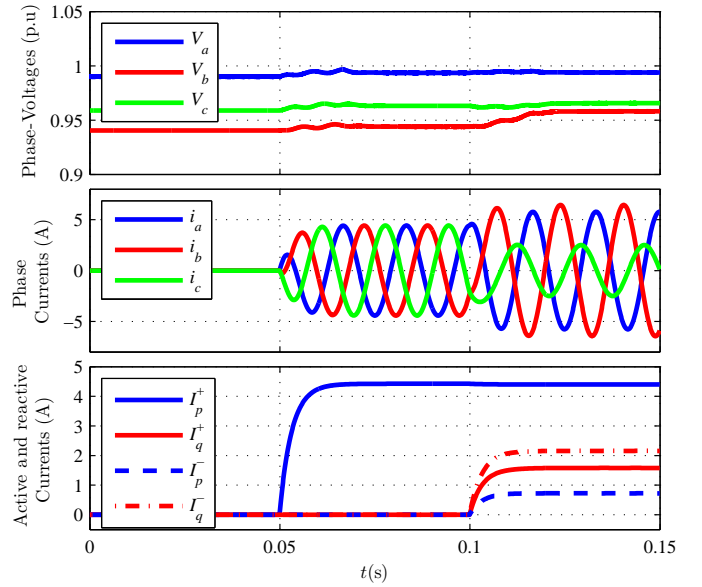


Fig. 7. Results for  $PF_e = 0.85$ ,  $k_p = 0.995$  and  $k_q = 0.96$ . Combined active and reactive power strategy

amplitude.

Next set of experiments, Fig. 8 and Fig. 9 collects the results for different control strategies. The control gain  $k_p$  remains constant along each test while  $k_q$  changes from 0 to 1. Thus, different control strategies can be compared in the same graph.

Fig. 8 sets  $k_p = 1$  and scans  $k_q$  from 0 to 1. In the top of the figure, the grid voltages are shown in dashed-lines while the voltage support services at the PCC are presented in solid-lines. Note that the maximum amplitude currents are safety controlled for all the control strategies.

Fig. 9 is similar to previous test although  $k_p$  is set to 0.99 instead of 1. A scan from  $k_q = [0, 1]$  is developed. In this

case, better voltage support services are obtained due to the negative sequence active current  $I_p^-$  which help to support the grid voltage.

## V. CONCLUSION

Different control strategies have been presented for DG power plants during unbalanced grid voltages. These control strategies can help to simultaneously improve the voltage profile and reduce the amount of voltage imbalance.

Effective power factor in combination with the active and reactive control gains have shown a versatile behavior to deal with voltage support services. The simulation results have presented different test cases to improve voltage profiles during small imbalances. This method presents some benefits

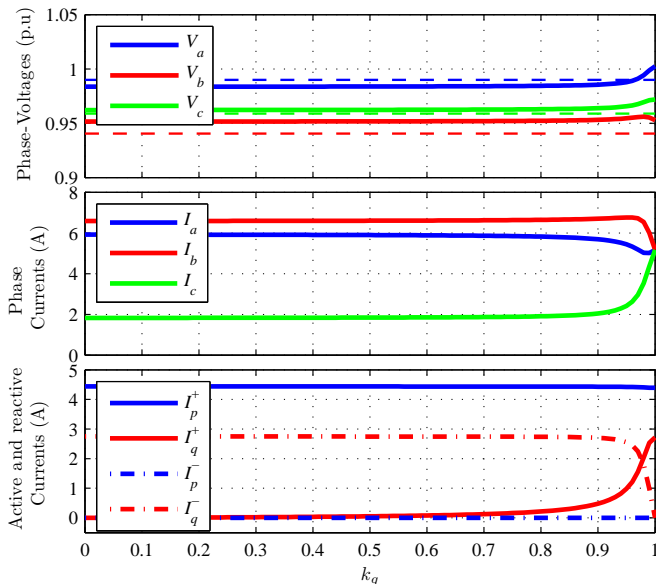


Fig. 8. Results for  $PF_e = 0.85$ ,  $k_p = 1$  and  $k_q = [0, 1]$

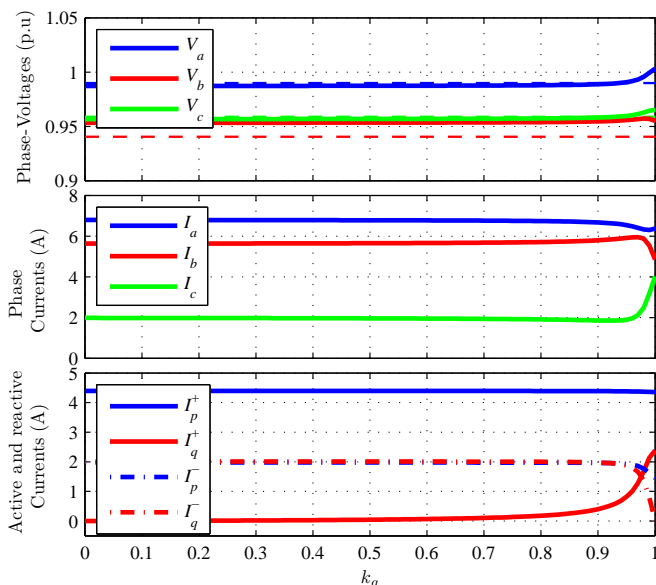


Fig. 9. Results for  $PF_e = 0.85$ ,  $k_p = 0.99$  and  $k_q = [0, 1]$

compared with conventional control schemes since smart control objectives can be formulated and therefore improve the power quality of the grid.

Further work is required to better analyze the performance of this control scheme in a real scenario with more complex grid models. However, the aim of this work is to present an easily tunable tool to deal with unbalanced grid voltages.

## VI. ACKNOWLEDGMENT

This work was supported by the Spanish Ministry of Economy and Competitiveness under Grant ENE2012-37667-C02-02 and Grant CICYT DPI2010-18601.

## REFERENCES

[1] M. Tsili and S. Papathanassiou, "A review of grid code technical requirements for wind farms," *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 3, pp. 308–332, Sep. 2009.

[2] M. Altin, O. Goksu, R. Teodorescu, P. Rodriguez, B.-B. Jensen, and L. Helle, "Overview of recent grid codes for wind power integration," in *12th Int. Conf. on Optimization of Electrical and Electronic Equipment*, May 2010, pp. 1152–1160.

[3] *Offprint of the Operation Procedure O.P. 12.2: Technical requirements for wind power and photovoltaic installations and any generating facilities whose technology does not consist on a synchronous generator directly connected to the grid.*, Asociación Empresarial Eólica, Oct. 2008, [Online]. Available: www.aeeolica.org.

[4] A. Kolagar, P. Hamedani, and A. Shoulaie, "The effects of transformer connection type on voltage and current unbalance propagation," in *3rd Power Electron. and Drive Systems Technol. (PEDSTC)*, 2012, pp. 308–314.

[5] A. von Jouanne and B. Banerjee, "Assessment of voltage unbalance," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 16, no. 4, pp. 782–790, Oct. 2001.

[6] R. Broadwater, A. Khan, H. Shaalan, and R. Lee, "Time varying load analysis to reduce distribution losses through reconfiguration," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 8, no. 1, pp. 294–300, 1993.

[7] F. Wang, J. L. Duarte, and M. A. M. Hendrix, "Pliant active and reactive power control for grid-interactive converters under unbalanced voltage dips," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 5, pp. 1511–1521, May 2011.

[8] S. Alepuz, S. Busquets-Monge, J. Bordonau, J. Martinez-Velasco, C. Silva, J. Pont, and J. Rodriguez, "Control strategies based on symmetrical components for grid-connected converters under voltage dips," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 6, pp. 2162–2173, Jun. 2009.

[9] M. Reyes, P. Rodriguez, S. Vazquez, A. Luna, R. Teodorescu, and J. Carrasco, "Enhanced decoupled double synchronous reference frame current controller for unbalanced grid-voltage conditions," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 9, pp. 3934–3943, Sep. 2012.

[10] Y. Mohamed and E. El-Saadany, "A control scheme for PWM voltage-source distributed-generation inverters for fast load-voltage regulation and effective mitigation of unbalanced voltage disturbances," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 5, pp. 2072–2084, May 2008.

[11] H.-S. Song and K. Nam, "Dual current control scheme for PWM converter under unbalanced input voltage conditions," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 46, no. 5, pp. 953–959, Oct. 1999.

[12] S. Chaudhary, R. Teodorescu, P. Rodriguez, P. Kjaer, and A. Gole, "Negative sequence current control in wind power plants with VSC-HVDC connection," *IEEE Trans. Sustainable Energy*, vol. 3, no. 3, pp. 535–544, Jul. 2012.

[13] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, J. Vasquez, and E. Alarcon-Gallo, "Flexible voltage support control for three-phase distributed generation inverters under grid fault," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1429–1441, 2013.

[14] M. Castilla, J. Miret, A. Camacho, J. Matas, and L. de Vicuna, "Voltage support control strategies for static synchronous compensators under unbalanced voltage sags," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, In press.

[15] "IEEE standard definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions," *IEEE Std 1459-2010*, pp. 1–40, Mar. 2010.

[16] J. Martinez and P. Kjaer, "Fast voltage control in wind power plants," in *IEEE Power and Energy Society Gen. Meeting*, Jul. 2011, pp. 1–7.

[17] F. Blaabjerg, M. Liserre, and K. Ma, "Power electronics converters for wind turbine systems," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 48, no. 2, pp. 708–719, Mar. 2012.

[18] P. Rodriguez, A. Luna, I. Candela, R. Mujal, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, "Multiresonant frequency-locked loop for grid synchronization of power converters under distorted grid conditions," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 1, pp. 127–138, Jan. 2011.

[19] F. Rodriguez, E. Bueno, M. Aredes, L. Rolim, F. Neves, and M. Cavalcanti, "Discrete-time implementation of second order generalized integrators for grid converters," in *34th Annu. Conf. of IEEE Ind. Electron.*, Nov. 2008, pp. 176–181.

[20] J. Matas, M. Castilla, L. Garcia de Vicuna, J. Miret, E. Alarcón-Gallo, and A. Camacho, "Fast grid synchronization technique based on a multiple cascaded general integrator scheme for distributed generation inverters," in *IEEE Int. Symp. on Industrial Electronics (ISIE)*, may 2012, pp. 1003–1010.



# 4

## ANÁLISIS

---

*Este capítulo analiza los resultados obtenidos en las 3 publicaciones presentadas. Describe las contribuciones más significativas, presenta las ventajas e inconvenientes de estas propuestas, y contextualiza la aplicabilidad de las estrategias de control propuestas en diferentes escenarios.*

*Además se complementan las publicaciones presentadas con nuevos resultados relevantes que fueron obtenidos con posterioridad a su publicación, o que no fueron incluidos por motivos de espacio.*

*También se presenta y discute el método de extracción de secuencias utilizado a lo largo de la tesis, dado que es una herramienta imprescindible para la implementación de las propuestas.*

### Contenidos

---

<b>4.1</b>	<b>Herramientas . . . . .</b>	<b>48</b>
4.1.1	Metodología . . . . .	48
4.1.2	Simulación . . . . .	49
4.1.3	Extractor de Secuencias. . . . .	53
<b>4.2</b>	<b>Publicación I . . . . .</b>	<b>57</b>
<b>4.3</b>	<b>Publicación II . . . . .</b>	<b>62</b>
<b>4.4</b>	<b>Publicación III. . . . .</b>	<b>64</b>
<b>4.5</b>	<b>Resumen. . . . .</b>	<b>65</b>

---

## 4.1 Herramientas

Antes de comenzar el análisis de los resultados más significativos obtenidos a lo largo de esta tesis, se presentarán las diferentes herramientas que han sido empleadas en el desarrollo de estos trabajos, con especial interés en aquellos elementos que no han sido descritos en las publicaciones. Por una parte se describe la metodología y las herramientas de simulación que han sido clave durante todo el trabajo, y por otra parte se presenta la implementación utilizada para el extractor de secuencias basado en el Second Order Generalized Integrator (SOGI).

### 4.1.1 Metodología

Para la obtención de unos buenos resultados en la investigación, conviene detenerse a analizar la metodología a seguir durante las diferentes etapas de la investigación. La metodología a seguir no solo determina el tiempo necesario para lograr los objetivos marcados, sino que facilita los mecanismos para el desarrollo, la profundización y la evaluación de las propuestas.

En esta tesis se ha empleado una metodología convencional, en contraposición a las nuevas metodologías *ágiles*. Aunque ambas tienen ventajas e inconvenientes, en la metodología convencional se puede obtener una mayor profundización en los temas de estudio, independiente de los tiempos necesarios para su consecución. Las metodologías ágiles se adaptan mejor al cambio y permiten facilitar la interacción entre los integrantes del grupo que desarrolla el proyecto. Sin embargo, dado que la labor desempeñada durante esta tesis es principalmente unipersonal, la metodología clásica ha sido escogida en este trabajo.

En la Fig.4.1 se observa un diagrama de flujo que esquematiza las principales etapas de la metodología empleada en este trabajo. Basándose en la búsqueda bibliográfica, en las directrices del director de tesis y en las perspectivas de trabajo del grupo de investigación, se han planteado las necesidades dentro del área de interés sobre las que investigar. Una vez analizadas estas necesidades, y con un extenso conocimiento del estado del arte en la materia de interés, de las bondades y carencias de las soluciones aportadas en la literatura, se definen los objetivos de trabajo. Con estos objetivos como foco de atención, se procede a formular el problema en términos analíticos.

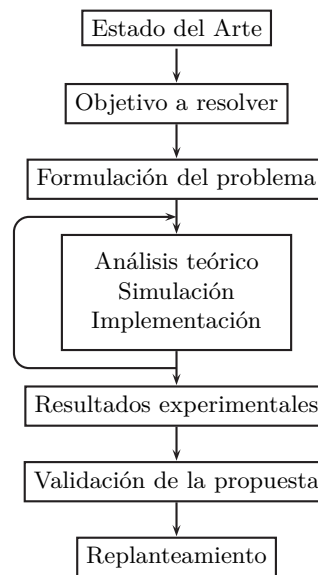
Una vez que el problema tiene una formulación adecuada, se comienza el trabajo de investigación propiamente dicho, compuesto por tres partes bien diferenciadas pero íntimamente ligadas entre sí:

Análisis teórico → Simulación → Implementación

Una vez obtenido todo este conocimiento se vuelve a repetir el proceso hasta que los resultados obtenidos sirvan para extraer resultados concluyentes. Esta metodología basada en un primer tramo teórico, un segundo apartado de simulación y un tercero de implementación permite abarcar todas las necesidades de la investigación de una forma sencilla pero rigurosa. A la vez que cierra completamente el proceso de conocimiento.

La metodología de trabajo continúa con la obtención de unos resultados experimentales que validen todo el planteamiento, y acaban con una reformulación parcial o completa del problema.

Estas etapas básicas son repetitivas, y en cada iteración permiten ir profundizando en el nivel de conocimiento del problema de estudio. De esta manera, los conocimientos obtenidos se van acumulando, y es posible abordar problemas cada vez más complejos e interesantes para la investigación.



**Figura 4.1:** Diagrama de flujo de la metodología de trabajo.

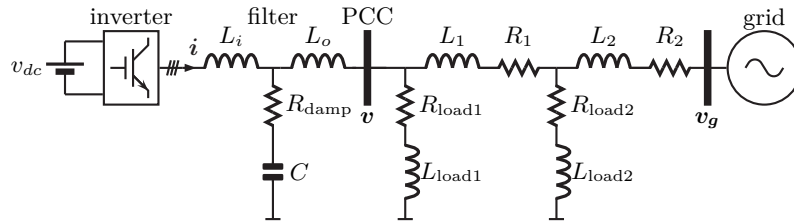
Existen dos etapas en la metodología empleada que merecen ser señaladas especialmente. Estas etapas son la del Estado del Arte y la de Simulación. La importancia de estos dos elementos de la metodología de trabajo radica en que suponen el mayor tiempo de dedicación en esta tesis.

El conocimiento profundo del estado del arte en la investigación es una necesidad incuestionable. A este respecto, debe ser destacado que el conocimiento existente en la literatura respecto a sistemas desequilibrados es muy amplio y muy antiguo [40]. También existe una literatura extensa en nuevos mecanismos para la extracción de secuencias [41, 67–71]. Sin embargo, existe una bibliografía relativamente excasa en sistemas de control y perturbaciones en la red eléctrica, en especial durante huecos. Esto es debido principalmente a que se trata de una área de interés muy reciente surgida de la evolución tecnológica de los sistemas conmutados de gran potencia y de los avances en procesadores con elevadas prestaciones para el control. Este carácter marcadamente innovador del control de sistemas de generación distribuida durante perturbaciones en la red eléctrica, ha permitido una gran libertad de decisión a la hora de formular las estrategias de control, y es de esperar que en los próximos años surjan nuevas alternativas y que algunas de ellas sean adaptadas e incluidas en los requerimientos futuros de los operadores de red.

La segunda etapa metodológica que merece especial interés es la referente a la simulación. Los motivos son obvios, y es que la mayor parte del tiempo se ha dedicado a la simulación de las propuestas teóricas. Dada su especial importancia, a continuación se incluye una subsección que resume los aspectos más relevantes de los diferentes simuladores desarrollados durante la elaboración de esta tesis.

#### 4.1.2 Simulación

Dos métodos de simulación se han utilizado durante la elaboración de esta tesis. Estos dos métodos han permitido evolucionar desde las propuestas teóricas hacia los resultados experimentales. Ambos métodos se han desarrollado a través de Matlab®.



**Figura 4.2:** Esquema del inversor trifásico conectado a red para simulación de las estrategias de control.

Los dos tipos de simulación empleados son

1. Simulación fasorial.
2. Simulación del inversor completo con IGBT.

La principal ventaja de la simulación fasorial es que permite analizar mucha información en muy poco tiempo, como por ejemplo los datos obtenidos en la simulación con la que se obtuvo la Fig. 0.4. Además este tipo de simulación permite contrastar numéricamente las soluciones teóricas. Por contra, los experimentos que se pueden realizar están bastante limitados. En especial, la simulación del comportamiento dinámico del sistema es difícil de obtener, la afectación de las perturbaciones, o el comportamiento debido a las no-linealidades de los lazos de control quedan enmascarados. Por tanto las dinámicas obtenidas no son extrapolables al sistema real, pero sí a los valores estacionarios.

El segundo tipo de simulador desarrollado, que constituye la mayoría de simulaciones de este trabajo, ha sido realizado con la máxima precisión posible a través de Simulink®. Dos toolboxes han sido necesarias:

- SimPowerSystems®, para simular los componentes eléctricos y los interruptores de potencia.
- Truetime, para emular el control de forma discreta.

SimPowerSystems® permite simular los componentes del sistema eléctrico, convertidores, resistencias, condensadores, de forma gráfica y rápida [72].

Truetime es una librería que se integra con Matlab®/Simulink®, y que permite desarrollar algoritmos de control basados en código (m-file, C, C++) [73]. Además permite simular el comportamiento de varias tareas compitiendo por los recursos de un micro-controlador, implementar diferentes políticas de planificación en tiempo-real, o modelar el comportamiento de las comunicaciones, entre otras.

La elección de estas herramientas de simulación se basa en la versatilidad y verisimilitud que ofrecen. El uso de SimPowerSystems® permite modelar un circuito de potencia complejo y combinar los elementos para ver la afectación rápidamente.

Por otro lado, el uso de Truetime ha sido clave en el desarrollo de este trabajo ya que permite simular los controladores discretos de forma similar a como se implementaría el control en un dispositivo digital. Es posible modelar *jitters* en la activación de las tareas de control, variaciones en el tiempo de cómputo, cambios de contexto, mecanismos de acceso a recursos, planificación, etc. Además el tiempo necesario para adaptar los algoritmos de control hacia el micro-controlador utilizado en el prototipo experimental se ve extremadamente reducido y la congruencia entre los resultados de simulación y los experimentales es muy elevada. Por contra, el simulador basado en Truetime requiere de un esfuerzo inicial más grande y un cambio de mentalidad en el tradicional método de simulación basado en Simulink®.

A modo de ejemplo del tipo de simulaciones realizadas para las posteriores pruebas de concepto, se muestra en la Fig. 4.2 el esquema de la planta sobre la que se analizan las estrategias de control propuestas.

**Tabla 4.1:** Valores de impedancia de red utilizados en simulación

	Fase <i>a</i>	Fase <i>b</i>	Fase <i>c</i>
$L_1$	2.5 mH	2.8 mH	2.3 mH
$R_1$	0.01 $\Omega$	0.04 $\Omega$	0.02 $\Omega$
$L_{load1}$	2 mH	3 mH	1 mH
$R_{load1}$	24 $\Omega$	19 $\Omega$	30 $\Omega$
$L_2$	2.5 mH	2.8 mH	1.9 mH
$R_2$	0.01 $\Omega$	0.01 $\Omega$	0.02 $\Omega$
$L_{load2}$	5 mH	7 mH	9 mH
$R_{load2}$	24 $\Omega$	28 $\Omega$	72 $\Omega$

**Tabla 4.2:** Parámetros de simulación

Tensión nominal	$v_g$	110V (l-n) rms
Frecuencia nominal	$\omega$	$2\pi 60$ rad/s
Tensión en el dc-link	$v_{dc}$	350 V
Ruido en el dc-link	$w(k)$	(-20, +30) V random
Ruido en el sensado de corrientes	$\nu_{i_{abc}}(k)$	(-0.2, +0.2) A random
Ruido en el sensado de tensiones	$\nu_{v_{abc}}(k)$	(-10.0, +10.0) V random
Periodo de muestreo	$h$	0.0001 s
Frecuencia de conmutación	$f_s$	$1/h = 10$ kHz

En esta simulación se incluyen el máximo número de elementos relacionados con el tema de estudio, que permitan reproducir las condiciones reales de un sistema de generación distribuida conectado a red. Para ello se ha simulado un hueco de tensión en un punto remoto de la instalación, se han incluido armónicos de tensión, se han desbalanceado las impedancias de la red, se ha introducido ruido en la fuente de tensión del dc-link y se ha añadido ruido de sensado en las corrientes y tensiones.

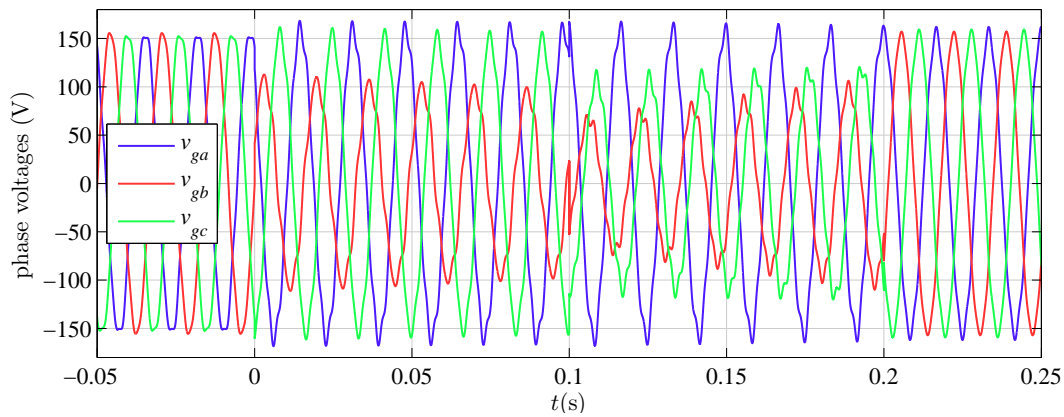
Este simulador detallado se presenta en este trabajo para demostrar la necesidad de una herramienta que permita extrapolar de forma fiable y rápida las estrategias propuestas, a una plataforma experimental como la utilizada en el laboratorio, y que permita obtener los resultados experimentales presentados en las publicaciones. El simulador propuesto incluye todos los elementos necesarios para el control durante este tipo de perturbaciones, desde los medidores de rms hasta el lazo de corriente P-RES (Proporcional-RESonante), pasando por el extractor de secuencias o los detectores de fallo en la red. Además todos estos elementos presentes en el simulador se han desarrollado en forma discreta para reducir el tiempo necesario para trasladar el código hacia el micro-controlador.

La utilidad de este simulador es notable, ya que es posible predecir el comportamiento de la planta en diferentes situaciones, analizar la validez del algoritmo propuesto, y simular todo tipo de situaciones con un grado de fiabilidad extremadamente elevado.

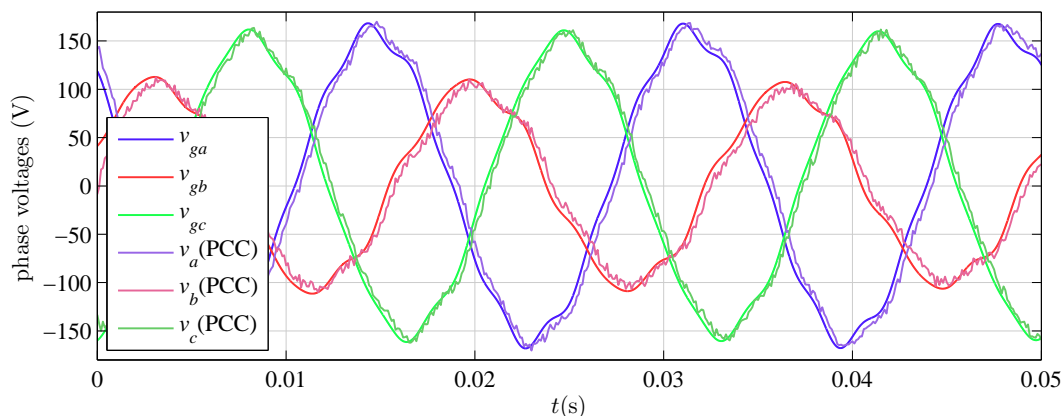
En la Tabla 4.1 se muestran los valores por fase de las impedancias de la red, nótese el desbalanceo introducido entre las impedancias de cada fase para dar verisimilitud al comportamiento típico de las impedancias en un sistema real. En la Tabla 4.2 se recopilan otros valores relevantes de los parámetros de operación y control utilizados en el simulador.

Siguiendo con la explicación de algunos detalles relevantes en la concepción de este simulador, en las siguientes figuras (Fig. 4.3-4.6) se muestran algunos aspectos destacados necesarios para la descripción de su funcionamiento.





**Figura 4.3:** Tensiones de fase programadas en la fuente de tensión.



**Figura 4.4:** Detalle de las tensiones programadas en la fuente y los valores sensados en el inversor.

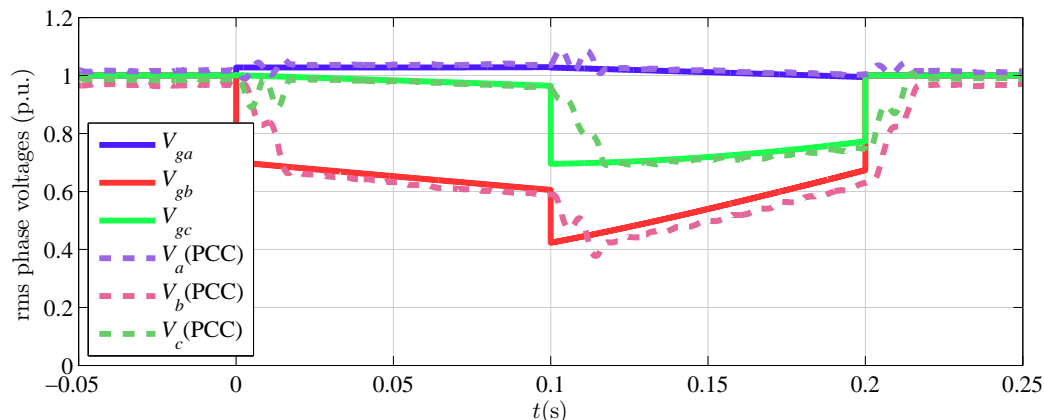
La Fig. 4.3 muestra las tensiones de fase programadas en la fuente de tensión  $v_g$ . Esta fuente de tensión reproduce un hueco de tensión entre  $0 < t < 0.2$  s. El hueco afecta a las fases  $b$  y  $c$  y tiene un perfil dinámico que emula el comportamiento real en este tipo de contingencias. Además se han incluido una cantidad de armónicos significativa.

La Fig. 4.4 muestra un detalle de los valores programados en la fuente de tensión y los valores medidos en el PCC. Se observan dos detalles, el desfase entre ambas medidas debido al consumo de los elementos de la red, y la presencia de ruido en las medidas del inversor.

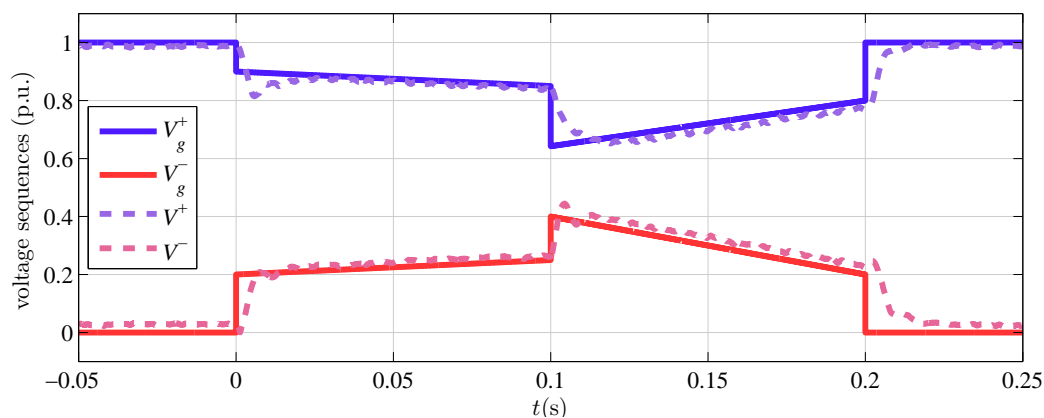
En la Fig. 4.5 se presenta la magnitud de las tensiones programadas en la fuente de tensión, y los valores leídos por el inversor en el PCC. Estos valores se han obtenido a partir de un medidor de rms implementado digitalmente en el controlador del inversor.

Por último, la Fig. 4.6 muestra la amplitud de secuencia positiva  $V_g^+$  y negativa  $V_g^-$  programada en la fuente  $v_g$  referida al armónico fundamental. En esta figura también se muestran los valores estimados por el extractor de secuencias en el lado del inversor  $V^+$  y  $V^-$ . La discrepancia entre los valores programados en la fuente y los leídos en lado del inversor son debidos al flujo de corriente desde la fuente a las cargas a través de las impedancias desbalanceadas, ya que el inversor en estas simulaciones no inyecta corriente alguna.

De las figuras anteriores, se evidencia la necesidad de un extractor de secuencias que permita extraer la información de las tensiones de secuencia positiva y negativa  $v_\alpha^+$ ,  $v_\beta^+$ ,  $v_\alpha^-$  y  $v_\beta^-$ . Este elemento es clave para la implementación de las estrategias de control propuestas. Es por este motivo que a continuación se incluye una subsección dedicada a la implementación discreta del extractor de secuencias.



**Figura 4.5:** Valores de tensión programados en la fuente y valores rms leídos en el controlador del inversor.



**Figura 4.6:** Amplitudes de tensiones simétricas programadas en la fuente y valores leídos a partir del extractor de secuencias en el lado inversor.

### 4.1.3 Extractor de Secuencias

Diversos extractores se han presentado en la literatura para estimar las tensiones de secuencia positiva y negativa [41, 67–71]. De entre estas herramientas, aquéllas derivadas del SOGI (Second Order Generalized Integrator) parecen tener una mejor aceptación. Uno de los principales motivos para esta gran aceptación es su facilidad de implementación y simplicidad de ajuste. Además el filtro es adaptativo en frecuencia a través de un FLL (Frequency Locked Loop).

El funcionamiento de este extractor se basa en el empleo de un filtro pasobanda para estimar las tensiones en los canales  $\alpha$ - $\beta$ . Y un filtro para obtener la cuadratura por desplazamiento a  $90^\circ$ . Las entradas del filtro son las tensiones  $v_\alpha$  y  $v_\beta$  obtenidas a partir de la transformación lineal del sensado de las tensiones fase-fase o fase-neutro según el tipo de instrumentación. Las salidas de este filtro son las tensiones estimadas de secuencia positiva y negativa en ambos canales  $v_\alpha^+$ ,  $v_\alpha^-$ ,  $v_\beta^+$  y  $v_\beta^-$ .

En comparación con otros métodos de extracción de secuencias, el SOGI es relativamente fácil de implementar y de ajustar, y posee una buena selectividad, en especial al enlazarse en cascada varios de estos filtros [67]. Además el SOGI básico utilizado en esta tesis, tiene un comportamiento bastante lineal, a diferencia de otros extractores.

Los requerimientos más destacados de un extractor de secuencias de las tensiones de red son:

1. Rapidez ( $t_s < 1$  ciclo de red).
2. Eliminación de armónicos (solo componente fundamental).
3. Adaptación en frecuencia ( $47.5 \leq f \leq 52$ ).
4. Ganancia unitaria.
5. Linealidad.

Estos requerimientos indican que el extractor debe ser relativamente rápido, generalmente se considera que un tiempo de asentamiento de aproximadamente un ciclo de red es suficiente. El extractor debe ser capaz de eliminar armónicos e inter-armónicos para evitar que estos se trasladen hacia la generación de las corrientes de referencia. Según normativa, y dependiendo de la potencia de la instalación [74], se requiere que el extractor se adapte a la frecuencia de la red para un resultado más preciso. También es indispensable en la implementación discreta que el filtro tenga una ganancia unitaria a la frecuencia de interés y que sea lo más lineal posible cuando se utiliza para regulación en lazos de control.

La implementación digital con periodo de muestreo  $h$ , para una red con frecuencia  $\omega$ , que se ha utilizado en este trabajo ha sido:

$$\widehat{v}_\alpha = \widehat{v}_\alpha + h\omega e_\alpha \quad (4.1)$$

$$\widehat{v}_\beta = \widehat{v}_\beta + h\omega e_\beta \quad (4.2)$$

$$\widehat{qv}_\alpha = \widehat{qv}_\alpha + h\omega \widehat{v}_\alpha \quad (4.3)$$

$$\widehat{qv}_\beta = \widehat{qv}_\beta + h\omega \widehat{v}_\beta \quad (4.4)$$

$$v_\alpha^+ = \frac{1}{2} \left[ \widehat{v}_\alpha - \frac{1}{2} (\widehat{qv}_\beta + \widehat{qv}_{\beta(k-1)}) \right] \quad (4.5)$$

$$v_\beta^+ = \frac{1}{2} \left[ \widehat{v}_\beta + \frac{1}{2} (\widehat{qv}_\alpha + \widehat{qv}_{\alpha(k-1)}) \right] \quad (4.6)$$

$$v_\alpha^- = \frac{1}{2} \left[ \widehat{v}_\alpha + \frac{1}{2} (\widehat{qv}_\beta + \widehat{qv}_{\beta(k-1)}) \right] \quad (4.7)$$

$$v_\beta^- = \frac{1}{2} \left[ \widehat{v}_\beta - \frac{1}{2} (\widehat{qv}_\alpha + \widehat{qv}_{\alpha(k-1)}) \right] \quad (4.8)$$

$$e_\alpha = 2\xi (v_\alpha - \widehat{v}_\alpha) - \widehat{qv}_\alpha \quad (4.9)$$

$$e_\beta = 2\xi (v_\beta - \widehat{v}_\beta) - \widehat{qv}_\beta \quad (4.10)$$

$$\widehat{qv}_{\alpha(k-1)} = \widehat{qv}_\alpha \quad (4.11)$$

$$\widehat{qv}_{\beta(k-1)} = \widehat{qv}_\beta \quad (4.12)$$

donde

- $\widehat{v}_\alpha$  es la señal estimada a partir del pasabanda de la señal de entrada  $v_\alpha$ .
- $\widehat{v}_\beta$  es la señal estimada a partir del pasabanda de la señal de entrada  $v_\beta$ .
- $\widehat{qv}_\alpha$  es la señal en cuadratura a partir de la integración la señal estimada  $\widehat{v}_\alpha$ .
- $\widehat{qv}_\beta$  es la señal en cuadratura a partir de la integración de la señal estimada  $\widehat{v}_\beta$ .
- $v_\alpha^+$  es la estimación de la tensión de secuencia positiva en el canal  $\alpha$ .
- $v_\alpha^-$  es la estimación de la tensión de secuencia negativa en el canal  $\alpha$ .
- $v_\beta^+$  es el equivalente positivo en el canal  $\beta$ .
- $v_\beta^-$  es el equivalente negativo en el canal  $\beta$ .
- $\xi$  es el parámetro que ajusta el comportamiento dinámico de los filtros.

Las siguientes expresiones calculan otras magnitudes de interés que no son estrictamente necesarias para un extractor de secuencias básico, pero que se han utilizado a lo largo de las estrategias de control propuestas

$$V^+ = \sqrt{(v_\alpha^+)^2 + (v_\beta^+)^2} \quad (4.13)$$

$$V^- = \sqrt{(v_\alpha^-)^2 + (v_\beta^-)^2} \quad (4.14)$$

$$\sin(\varphi) = \frac{v_\alpha^+ v_\beta^- + v_\beta^+ v_\alpha^-}{V^+ V^-} \quad (4.15)$$

$$\cos(\varphi) = \frac{v_\alpha^+ v_\alpha^- - v_\beta^+ v_\beta^-}{V^+ V^-} \quad (4.16)$$

$$\varphi = \text{atan2}(\sin(\varphi), \cos(\varphi)) \quad (4.17)$$

$$V_a = \sqrt{(V^+)^2 + (V^-)^2 + 2V^+ V^- \cos(\varphi)} \quad (4.18)$$

$$V_b = \sqrt{(V^+)^2 + (V^-)^2 + 2V^+ V^- \cos(\varphi + 2\pi/3)} \quad (4.19)$$

$$V_c = \sqrt{(V^+)^2 + (V^-)^2 + 2V^+ V^- \cos(\varphi - 2\pi/3)} \quad (4.20)$$

donde

- $V^+$  es la amplitud de secuencia positiva.
- $V^-$  es la amplitud de secuencia negativa.
- $\varphi$  es el ángulo entre la secuencia positiva y negativa.
- $V_a$ ,  $V_b$  y  $V_c$  son las amplitudes de las tensiones estimadas de fase a la frecuencia de interés.

De esta implementación hay que destacar que se obtiene una reducción significativa del error de estimación, y se reducen las oscilaciones al doble de la frecuencia de red. Esto es posible dado que se utilizan dos métodos diferentes de integración para reducir el error en amplitud y ángulos de las componentes directa y en cuadratura. También, el orden de cómputo tiene afectación sobre la discretización, y la presentada en (4.1)-(4.20) ofrece mejores resultados.

A continuación, en la Fig. 4.7 se muestra el código en lenguaje C para la implementación del extractor de secuencias basado en el SOGI. Esta implementación puede ser modificada para una mejor utilización de los recursos, dependiendo de las preferencias y capacidades del sistema donde se empote el código. También puede mejorarse esta implementación paralelizando los cálculos, dado que el uso de controladores multi-core o basados en FPGA (Field Programmable Gate Array) está teniendo una muy buena aceptación en el control de convertidores.

```

typedef struct
{
    float  alphae;
    float  betae;
    float  qalphae;
    float  qbetae;
    float  alpha1;
    float  alpha2;
    float  beta1;
    float  beta2;
    float  A1;
    float  A2;
    float  A1_pow2;
    float  A2_pow2;
    float  phi;
    float  A_sogi;
    float  B_sogi;
    float  C_sogi;
    float  error_qalpha;
    float  error_qbeta;
    float  qalphae_1;
    float  qbetae_1;
} t_sogi;

t_sogi  sogi_v={0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0}; //init values

float  w=2*3.141592*50; //grid angular frequency (extern from a FLL loop)
float  h=0.0001; //sampling period
float  w_h=0;

//Example: Sogi(v_alpha, v_beta, w, &sogi_v);
void Sogi (float u_alpha, float u_beta, float w, t_sogi *sogi)
{
    float  e=1.41; //e=2ξ
    float  cos_phi=0;
    float  sin_phi=0;
    float  inv_A1_A2=0;

    w_h=w*h;

    sogi->alphae += sogi->error_qalpha*w_h;
    sogi->betae += sogi->error_qbeta*w_h;
    sogi->qalphae += sogi->alphae*w_h;
    sogi->qbetae += sogi->betae*w_h;

    sogi->alpha1=0.5*(sogi->alphae-0.5*(sogi->qbetae+sogi->qbetae_1));
    sogi->alpha2=0.5*(sogi->alphae+0.5*(sogi->qbetae+sogi->qbetae_1));
    sogi->beta1=0.5*(0.5*(sogi->qalphae+sogi->qalphae_1)+sogi->betae);
    sogi->beta2=0.5*(-0.5*(sogi->qalphae+sogi->qalphae_1)+sogi->betae);

    sogi->error_qalpha=e*(u_alpha-sogi->alphae)-sogi->qalphae;
    sogi->error_qbeta=e*(u_beta-sogi->betae)-sogi->qbetae;

    sogi->qalphae_1=sogi->qalphae;
    sogi->qbetae_1=sogi->qbetae;

    //The following code is optional
    sogi->A1_pow2=sogi->alpha1*sogi->alpha1+sogi->beta1*sogi->beta1;
    sogi->A2_pow2=sogi->alpha2*sogi->alpha2+sogi->beta2*sogi->beta2;
    sogi->A1=sqrt(sogi->A1_pow2);
    sogi->A2=sqrt(sogi->A2_pow2);

    inv_A1_A2=1.0/(sogi->A1*sogi->A2);

    cos_phi=(sogi->alpha1*sogi->alpha2-sogi->beta1*sogi->beta2)*inv_A1_A2;
    sin_phi=(sogi->alpha1*sogi->beta2+sogi->beta1*sogi->alpha2)*inv_A1_A2;
    sogi->phi=atan2(sin_phi, cos_phi);

    sogi->A_sogi=sqrt(sogi->A1_pow2+sogi->A2_pow2+2*sogi->A1*sogi->A2*cos(sogi->phi));
    sogi->B_sogi=sqrt(sogi->A1_pow2+sogi->A2_pow2+2*sogi->A1*sogi->A2*cos(sogi->phi+2.094395102));
    sogi->C_sogi=sqrt(sogi->A1_pow2+sogi->A2_pow2+2*sogi->A1*sogi->A2*cos(sogi->phi-2.094395102));
    //The above code is optional
}

```

Figura 4.7: Código C del SOGI para la extracción de secuencias simétricas.

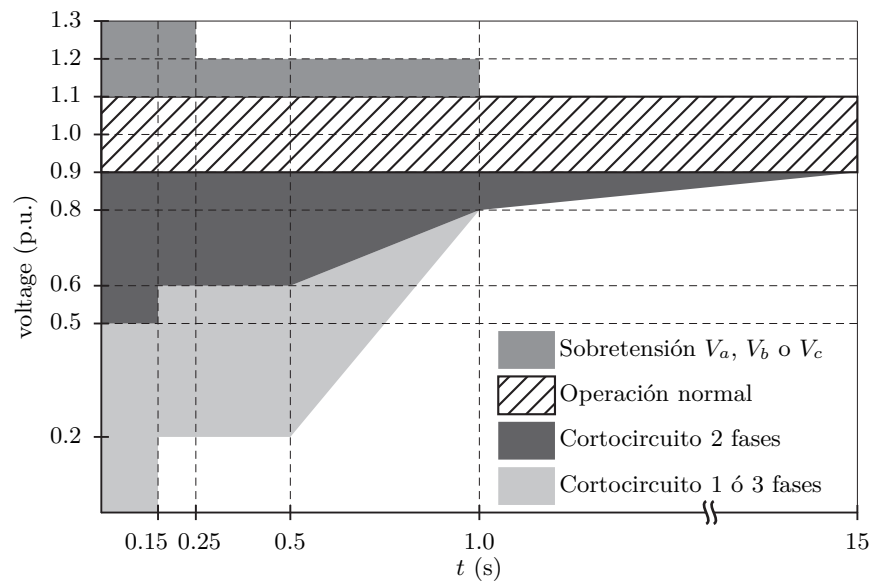


Figura 4.8: Curva tensión-tiempo para conexión/desconexión según normativa [37].

## 4.2 Publicación I

Una vez han sido descritas las herramientas más relevantes en el desarrollo de este trabajo, se procede a analizar una a una las publicaciones presentadas. Se ha dividido el análisis en 4 aspectos significativos: motivación, contribución, generador de referencias, y resultados obtenidos.

En el Cap.1 se incluye la primera publicación

---

A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, R. Guzman and A. Borrell, “Reactive power control for distributed generation power plants to comply with voltage limits during grid faults”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 11, pp. 6224-6234, Nov. 2014.

---

### Motivación

La idea básica de donde surge este estudio se basa en las normativas de conexión/desconexión de las instalaciones productoras cuando sufren los huecos de tensión. En la Fig. 4.8 se muestra la normativa española de obligado cumplimiento para las instalaciones conectadas a la red de transporte [37].

En esta gráfica se observa que para la operación normal, las tensiones deben estar dentro del límite  $0.9 \leq V_x \leq 1.1$  p.u. A partir de aquí se desarrolla una estrategia que permita regular estos valores en el PCC. Esta capacidad de regulación solo estará disponible para instalaciones de gran tamaño, conectadas en redes blandas y que sufran un hueco que se ha producido en un punto alejado a la instalación.

### Contribución

El trabajo propuesto muestra una estrategia completa para regular las tensiones en el PCC dentro de los límites deseados para evitar la desconexión. Este trabajo muestra cómo es posible superar un hueco de tensión de forma extremadamente rápida y eficaz, incluso en huecos dinámicos como los mostrados en la parte experimental.

El trabajo está formado por dos partes diferenciadas: el cálculo de las referencias de tensión que permiten regular las tensiones máxima y mínima de cada fase, y el cálculo de las referencias de potencias para alcanzar estas referencias de tensión a partir de un estimador de perturbación.

Las ventajas de estas dos contribuciones respecto a otros trabajos es la capacidad de trasladar los valores de la amplitud de secuencias positiva y negativa en valores de tensión de fase máxima y mínima, y la simplificación del lazo de control obtenido a partir del estimador.

### Generador de referencias de tensión

Con el objeto de agrupar los generadores de referencias que se han empleado en las publicaciones, a continuación se muestran las expresiones que permiten obtener las tensiones de referencia para la secuencia positiva y negativa a partir de las tensiones de fase deseadas. Estas referencias se computan a partir de las tensiones de los límites superior e inferior para la operación continua, pero pueden ser aplicados a cualquier otra magnitud que se desee.

Las referencias de tensión de secuencia positiva y negativa se calculan a partir de

$$(V^+)^* = \sqrt{\frac{x\underline{V}^2 - y\overline{V}^2 + \sqrt{(y\overline{V}^2 - x\underline{V}^2)^2 - (\overline{V}^2 - \underline{V}^2)^2}}{2(x-y)}} \quad (4.21)$$

$$(V^-)^* = \sqrt{\frac{x\underline{V}^2 - y\overline{V}^2 - \sqrt{(y\overline{V}^2 - x\underline{V}^2)^2 - (\overline{V}^2 - \underline{V}^2)^2}}{2(x-y)}}. \quad (4.22)$$

donde  $\overline{V}$  y  $\underline{V}$  son los valores máximo y mínimo respectivamente de las tensiones de fase deseadas, y  $x$ ,  $y$  se encuentran a partir de

$$x = \max\{\cos(\varphi), \cos(\varphi - 2\pi/3), \cos(\varphi + 2\pi/3)\} \quad (4.23)$$

$$y = \min\{\cos(\varphi), \cos(\varphi - 2\pi/3), \cos(\varphi + 2\pi/3)\} \quad (4.24)$$

y  $\varphi$  se obtiene del extractor de secuencias.

### Resultados

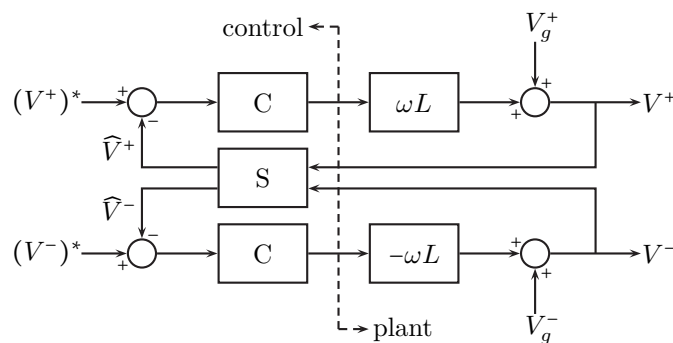
A partir de los resultados previos que se muestran en esta publicación, surgieron cuestiones relacionadas con las posibilidades existentes para regular la tensión del PCC durante huecos. Este trabajo posterior de investigación se adjunta a continuación para ampliar el conocimiento y aportar mayor coherencia al trabajo presentado.

A partir del trabajo propuesto, se observó que un esquema posible para entender la regulación de tensión durante huecos es el que se muestra en la Fig. 4.9. Este esquema es importante porque presenta de forma muy simplificada, pero con gran exactitud, el diagrama de planta y control para poder desarrollar controladores de tensión en diferentes estrategias.

Abusando de la notación se emplea la nomenclatura  $\widehat{V}^+$  y  $\widehat{V}^-$  para indicar los valores estimados en el extractor de secuencias o SOGI, mientras que se emplea  $V^+$  y  $V^-$  para indicar los valores reales existentes en la red. De hecho en un esquema extendido se aprecia que la entrada al SOGI son las tensiones  $v_\alpha$  y  $v_\beta$ , por lo que no se tiene acceso directo a la amplitud real de secuencia positiva y negativa.

El esquema de control tiene como referencias las amplitudes de las secuencias positivas y negativas de tensión que se desean en el PCC. Estas referencias se calculan de acuerdo a (4.21)-(4.24) tal y como se ha descrito anteriormente según las tensiones de fase deseadas.

El objetivo de control del sistema consiste en regular las amplitudes de las secuencias positiva  $V^+$  y negativa  $V^-$  en el PCC para que sigan a las referencias  $(V^+)^*$  y  $(V^-)^*$ .



**Figura 4.9:** Lazo de tensión basado en secuencias simétricas. (C)→ Controlador,  $(\omega L)$ → Valor equivalente de la impedancia por la frecuencia de la red, (S)→ SOGI.

La planta a controlar en este esquema simplificado para el soporte de tensión, no consiste en un sistema dinámico, sino que se trata de una ganancia  $\omega L$  a la que se le suma una tensión como perturbación  $V_g^+$  en la secuencia positiva y  $V_g^-$  en la negativa. Esta aproximación no es estrictamente verdadera ya que existe un lazo de corriente interno que convierte a la planta en un sistema dinámico. Sin embargo, al asumir que  $i_\alpha^* = i_\alpha$ , y que  $i_\beta^* = i_\beta$ , es decir, que los lazos de corriente son suficientemente rápidos y que el controlador de corriente está bien ajustado, se puede despreciar esta dinámica en comparación con la de los lazos de tensión, convirtiendo esta asunción en una hipótesis válida para el objeto de estudio.

Por otro lado, el SOGI (S), que es un elemento implementado dentro del control, sí que aporta dinámica al lazo de control, ya que el extractor de secuencias tarda aproximadamente un ciclo de red en obtener los valores estimados  $\widehat{V}^+$  y  $\widehat{V}^-$  a partir de los valores reales  $V^+$  y  $V^-$ .

Otro hecho significativo es que el SOGI introduce un acoplamiento entre los canales de secuencia positiva y negativa. Este acoplamiento consiste en una no-linealidad durante los transitorios en que evolucionan las tensiones simétricas, y se manifiesta como una perturbación senoidal de un canal hacia el otro. Esta perturbación es nula únicamente en el estacionario.

Este acoplamiento se traslada a través del control (C) hacia la planta real. De todas formas, hay que remarcar que la no-linealidad y el acoplamiento son suaves y tienen poca afectación sobre la estabilidad del sistema, aunque su importancia no debe ser menospreciada.

Por último, este esquema simplificado incluye un controlador para cada una de las secuencias a regular. Y es aquí donde surge un gran abanico de posibilidades para el control de convertidores durante desbalanceos. Por lo general, la salida de estos controladores acostumbra a ser una corriente reactiva de secuencia positiva  $I_q^+$  y de secuencia negativa  $I_q^-$  para mantener lineal las relaciones entre

$$\Delta V^+ = V^+ - V_g^+ \approx \omega L I_q^+ \quad (4.25)$$

$$\Delta V^- = V^- - V_g^- \approx -\omega L I_q^-. \quad (4.26)$$

Y posteriormente se aplica el cambio de variables (4.27)-(4.28)

$$Q^+ = \frac{3}{2} I_q^+ V^+ \quad (4.27)$$

$$Q^- = \frac{3}{2} I_q^- V^- \quad (4.28)$$



para utilizar el algoritmo de generación de referencias (4.29)-(4.32)

$$i_{\alpha(p)}^* = \frac{2}{3} \left[ \frac{v_{\alpha}^+}{(v_{\alpha}^+)^2 + (v_{\beta}^+)^2} P^+ + \frac{v_{\alpha}^-}{(v_{\alpha}^-)^2 + (v_{\beta}^-)^2} P^- \right] \quad (4.29)$$

$$i_{\beta(p)}^* = \frac{2}{3} \left[ \frac{v_{\beta}^+}{(v_{\alpha}^+)^2 + (v_{\beta}^+)^2} P^+ + \frac{v_{\beta}^-}{(v_{\alpha}^-)^2 + (v_{\beta}^-)^2} P^- \right] \quad (4.30)$$

$$i_{\alpha(q)}^* = \frac{2}{3} \left[ \frac{v_{\beta}^+}{(v_{\alpha}^+)^2 + (v_{\beta}^+)^2} Q^+ + \frac{v_{\beta}^-}{(v_{\alpha}^-)^2 + (v_{\beta}^-)^2} Q^- \right] \quad (4.31)$$

$$i_{\beta(q)}^* = \frac{-2}{3} \left[ \frac{v_{\alpha}^+}{(v_{\alpha}^+)^2 + (v_{\beta}^+)^2} Q^+ + \frac{v_{\alpha}^-}{(v_{\alpha}^-)^2 + (v_{\beta}^-)^2} Q^- \right] \quad (4.32)$$

donde las referencias de corriente en cada canal son

$$i_{\alpha}^* = i_{\alpha(p)}^* + i_{\alpha(q)}^* \quad (4.33)$$

$$i_{\beta}^* = i_{\beta(p)}^* + i_{\beta(q)}^*. \quad (4.34)$$

En el Cap. 1 se empleaba un control discreto implementado una vez por ciclo de red que estimaba la perturbación  $V_g^+$  y  $V_g^-$  a través de un modelo aproximado de la planta  $\omega L$ . Las ventajas de este control es que evitaba los acoplamientos transitorios en las estimaciones, ya que al activarse el controlador una vez por ciclo de red, el transitorio del SOGI casi se ha extinguido totalmente.

Sin embargo, existen otras posibilidades para desarrollar otros controladores, en particular las pruebas realizadas con controles PI (Proporcional+Integral) han dado buenos resultados. El problema en este caso es que al intentar acelerar la respuesta, los efectos de las no-linealidades cobran mayor importancia y es necesario la ubicación de unos polos más lentos.

A continuación se presenta brevemente un estudio dinámico del SOGI que pondrá de manifiesto el acoplamiento y las no-linealidades entre los canales de secuencia positiva y negativa. En primer lugar se muestran las ecuaciones diferenciales que rigen su dinámica [7]

$$\frac{d\widehat{v}_{\alpha}}{dt} = -2\xi\omega\widehat{v}_{\alpha} - \omega\widehat{qv}_{\alpha} + 2\xi\omega v_{\alpha} \quad (4.35)$$

$$\frac{d\widehat{qv}_{\alpha}}{dt} = \omega\widehat{v}_{\alpha} \quad (4.36)$$

$$\frac{d\widehat{v}_{\beta}}{dt} = -2\xi\omega\widehat{v}_{\beta} - \omega\widehat{qv}_{\beta} + 2\xi\omega v_{\beta} \quad (4.37)$$

$$\frac{d\widehat{qv}_{\beta}}{dt} = \omega\widehat{v}_{\beta}. \quad (4.38)$$

A partir de las tensiones directas y en cuadratura es posible obtener las componentes simétricas como

$$v_{\alpha}^+ = \frac{1}{2} (\widehat{v}_{\alpha} - \widehat{qv}_{\beta}) \quad (4.39)$$

$$v_{\alpha}^- = \frac{1}{2} (\widehat{v}_{\alpha} + \widehat{qv}_{\alpha}) \quad (4.40)$$

$$v_{\beta}^+ = \frac{1}{2} (\widehat{v}_{\beta} + \widehat{qv}_{\alpha}) \quad (4.41)$$

$$v_{\beta}^- = \frac{1}{2} (\widehat{v}_{\beta} - \widehat{qv}_{\alpha}). \quad (4.42)$$

Y la dinámica temporal de estas componentes se puede expresar como

$$\frac{dv_{\alpha}^{+}}{dt} = \frac{1}{2} \left( \frac{d\widehat{v}_{\alpha}}{dt} - \frac{d\widehat{qv}_{\beta}}{dt} \right) \quad (4.43)$$

$$\frac{dv_{\alpha}^{-}}{dt} = \frac{1}{2} \left( \frac{d\widehat{v}_{\alpha}}{dt} + \frac{d\widehat{qv}_{\beta}}{dt} \right) \quad (4.44)$$

$$\frac{dv_{\beta}^{+}}{dt} = \frac{1}{2} \left( \frac{d\widehat{v}_{\beta}}{dt} + \frac{d\widehat{qv}_{\alpha}}{dt} \right) \quad (4.45)$$

$$\frac{dv_{\beta}^{-}}{dt} = \frac{1}{2} \left( \frac{d\widehat{v}_{\beta}}{dt} - \frac{d\widehat{qv}_{\alpha}}{dt} \right). \quad (4.46)$$

Sustituyendo (4.35)-(4.38) en (4.43)-(4.46) se obtiene el modelo dinámico en espacio de estados

$$\begin{bmatrix} \frac{dv_{\alpha}^{+}}{dt} \\ \frac{dv_{\alpha}^{-}}{dt} \\ \frac{dv_{\beta}^{+}}{dt} \\ \frac{dv_{\beta}^{-}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\xi\omega & -\xi\omega & -\omega & 0 \\ -\xi\omega & -\xi\omega & 0 & \omega \\ \omega & 0 & -\xi\omega & -\xi\omega \\ 0 & -\omega & -\xi\omega & -\xi\omega \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{\alpha}^{+} \\ v_{\alpha}^{-} \\ v_{\beta}^{+} \\ v_{\beta}^{-} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \xi\omega & 0 \\ \xi\omega & 0 \\ 0 & \xi\omega \\ 0 & \xi\omega \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{\alpha} \\ v_{\beta} \end{bmatrix} \quad (4.47)$$

$$y = \begin{bmatrix} \widehat{V}^{+} \\ \widehat{V}^{-} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{(v_{\alpha}^{+})^2 + (v_{\beta}^{+})^2} \\ \sqrt{(v_{\alpha}^{-})^2 + (v_{\beta}^{-})^2} \end{bmatrix} \quad (4.48)$$

donde la ecuación de salida (4.48) es no-lineal.

Y la dinámica de la salida se obtiene a partir de

$$\frac{d\widehat{V}^{+}}{dt} = \frac{d}{dt} \sqrt{(v_{\alpha}^{+})^2 + (v_{\beta}^{+})^2} = \frac{v_{\alpha}^{+} \frac{dv_{\alpha}^{+}}{dt} + v_{\beta}^{+} \frac{dv_{\beta}^{+}}{dt}}{\sqrt{(v_{\alpha}^{+})^2 + (v_{\beta}^{+})^2}} = \frac{-\xi\omega \left( (v_{\alpha}^{+})^2 + (v_{\beta}^{+})^2 + v_{\alpha}^{+}v_{\alpha}^{-} + v_{\beta}^{+}v_{\beta}^{-} - v_{\alpha}^{+}v_{\alpha} + v_{\beta}^{+}v_{\beta} \right)}{\sqrt{(v_{\alpha}^{+})^2 + (v_{\beta}^{+})^2}} \quad (4.49)$$

$$\frac{d\widehat{V}^{-}}{dt} = \frac{d}{dt} \sqrt{(v_{\alpha}^{-})^2 + (v_{\beta}^{-})^2} = \frac{v_{\alpha}^{-} \frac{dv_{\alpha}^{-}}{dt} + v_{\beta}^{-} \frac{dv_{\beta}^{-}}{dt}}{\sqrt{(v_{\alpha}^{-})^2 + (v_{\beta}^{-})^2}} = \frac{-\xi\omega \left( (v_{\alpha}^{-})^2 + (v_{\beta}^{-})^2 + v_{\alpha}^{+}v_{\alpha}^{-} + v_{\beta}^{+}v_{\beta}^{-} - v_{\alpha}^{-}v_{\alpha} + v_{\beta}^{-}v_{\beta} \right)}{\sqrt{(v_{\alpha}^{-})^2 + (v_{\beta}^{-})^2}}. \quad (4.50)$$

Asumiendo que las componentes simétricas tienen la forma

$$v_{\alpha}^{+} = \widehat{V}^{+} \cos(\omega t + \varphi^{+}) \quad (4.51)$$

$$v_{\alpha}^{-} = \widehat{V}^{-} \cos(\omega t - \varphi^{-}) \quad (4.52)$$

$$v_{\beta}^{+} = \widehat{V}^{+} \cos(\omega t - \pi/2 + \varphi^{+}) \quad (4.53)$$

$$v_{\beta}^{-} = \widehat{V}^{-} \cos(\omega t + \pi/2 - \varphi^{-}). \quad (4.54)$$

Entonces es posible aproximar la dinámica de la salida por

$$\frac{d\widehat{V}^{+}}{dt} = -\xi\omega \left( \widehat{V}^{+} + \widehat{V}^{-} \cos(2\omega t + \varphi^{+} - \varphi^{-}) - v_{\alpha} \cos(\omega t + \varphi^{+}) - v_{\beta} \sin(\omega t + \varphi^{+}) \right) \quad (4.55)$$

$$\frac{d\widehat{V}^{-}}{dt} = -\xi\omega \left( \widehat{V}^{-} + \widehat{V}^{+} \cos(2\omega t + \varphi^{+} - \varphi^{-}) - v_{\alpha} \cos(-\omega t + \varphi^{-}) - v_{\beta} \sin(-\omega t + \varphi^{-}) \right). \quad (4.56)$$

Assumiendo que las entradas del sistema siguen las expresiones

$$v_\alpha = V^+ \cos(\omega t + \varphi^+) + V^- \cos(\omega t - \varphi^-) \quad (4.57)$$

$$v_\beta = V^+ \cos(\omega t - \pi/2 + \varphi^+) + V^- \cos(\omega t + \pi/2 - \varphi^-). \quad (4.58)$$

Es posible llegar a una expresión aproximada que muestra el acoplamiento

$$\frac{d\widehat{V}^+}{dt} = -\xi\omega(\widehat{V}^+ - V^+) - \xi\omega(\widehat{V}^- - V^-) \cos(2\omega t + \varphi^+ - \varphi^-) \quad (4.59)$$

$$\frac{d\widehat{V}^-}{dt} = -\xi\omega(\widehat{V}^- - V^-) - \xi\omega(\widehat{V}^+ - V^+) \cos(2\omega t + \varphi^+ - \varphi^-). \quad (4.60)$$

Esta expresión muestra como el acoplamiento se produce en el transitorio, pero no una vez estabilizadas las secuencias.

Una posible linealización de la salida consiste en despreciar el término oscilatorio para obtener la expresión convencional de la dinámica aproximada del extractor de secuencias [7]

$$\frac{d\widehat{V}^+}{dt} \approx -\xi\omega(\widehat{V}^+ - V^+) \quad (4.61)$$

$$\frac{d\widehat{V}^-}{dt} \approx -\xi\omega(\widehat{V}^- - V^-). \quad (4.62)$$

## 4.3 Publicación II

En el Cap. 2 se incluye la segunda publicación de este compendio

---

A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, A. Borrell and L. García de Vicuña, "Active and Reactive Power Strategies with Peak Current Limitation for Distributed Generation Inverters During Unbalanced Grid Faults", *IEEE Trans. Ind. Electron.*, in press.

---

### Motivación

Esta publicación fue desarrollada para cubrir la necesidad de inyección de máxima corriente del inversor en cualquier circunstancia. Esta necesidad permite aprovechar al máximo las capacidades de los inversores como enlaces entre la producción y la conexión a la red eléctrica. Es debido a esta flexibilidad que este tipo de convertidores están teniendo una gran acogida en los sistemas de potencia.

Las ventajas de inyectar la máxima corriente durante desbalances de las tensiones de red son múltiples. En este trabajo se ha presentado un algoritmo para el cálculo de las potencias de referencia que es totalmente versátil pudiendo inyectar potencia activa y reactiva, de secuencia positiva y negativa al mismo tiempo. Con lo cual, el algoritmo de control propuesto es capaz de implementar diferentes estrategias de soporte de tensión, de mitigación de oscilaciones, de maximización de la potencia efectiva entregada, de equalización de la potencia entregada por fase, u otras estrategias, con una elevada flexibilidad tal y como se ha mostrado en los resultados experimentales de esta publicación.

### Contribución

De entre todas las estrategias propuestas, esta es sin duda una de las que mejores prestaciones presenta. La forma como se implementa esta estrategia permite que sea de utilidad tanto en convertidores de baja como de elevada potencia, y su flexibilidad proporciona unas prestaciones superiores para el control de forma segura de las corrientes inyectadas. De esta forma se reduce la posibilidad de desconexión durante huecos, a la vez que se amplían los servicios que puede aportar el inversor.

### Generador de referencias de tensión y corriente

Las ecuaciones para obtener la referencia de potencia reactiva que garantiza que la máxima corriente del inversor esté limitada a un valor de seguridad  $I_{\max}$ , dados los parámetros de control  $k_p$  y  $k_q$  son

$$Q = \frac{-2xP + \sqrt{y(3I_{\max}uV^+)^2 - (2zP)^2}}{2y} \quad (4.63)$$

donde

$$x = (k_p + k_q - 2k_pk_q)u\sin(\widehat{\varphi}) \quad (4.64)$$

$$y = k_q^2 [1 + 2u\cos(\widehat{\varphi}) + u^2] - 2k_q [1 + u\cos(\widehat{\varphi})] + 1 \quad (4.65)$$

$$z = k_p [1 - u\cos(\widehat{\varphi})] + k_q [1 + u\cos(\widehat{\varphi})] + k_pk_q [u^2 - 1] - 1 \quad (4.66)$$

$$u = \frac{V^-}{V^+} \quad (4.67)$$

y  $\widehat{\varphi}$  solo puede tomar tres diferentes valores

$$\widehat{\varphi} = \left\{ \varphi, \varphi + \frac{2}{3}\pi, \varphi - \frac{2}{3}\pi \right\} \quad (4.68)$$

para obtener las tres soluciones  $Q_a$ ,  $Q_b$  y  $Q_c$  respectivamente como se describe en el Cap. 2.

En el caso de utilizar la estrategia de recorte de producción de activa, las expresiones que permiten calcular la máxima potencia activa que se puede inyectar de forma segura es

$$P = \frac{-2xQ + \sqrt{y(3I_{\max}uV^+)^2 - (2zQ)^2}}{2y} \quad (4.69)$$

donde

$$x = (k_p + k_q - 2k_pk_q)u\sin(\widehat{\varphi}) \quad (4.70)$$

$$y = k_p^2 [1 - 2u\cos(\widehat{\varphi}) + u^2] - 2k_p [1 - u\cos(\widehat{\varphi})] + 1 \quad (4.71)$$

$$z = k_p [1 - u\cos(\widehat{\varphi})] + k_q [1 + u\cos(\widehat{\varphi})] + k_pk_q [u^2 - 1] - 1. \quad (4.72)$$

### Resultados

Por motivos de espacio, en esta publicación no se han presentado otras estrategias de selección de los valores de  $k_p$  y  $k_q$ . A continuación se reúnen los valores que deben tomar estos parámetros para obtener determinados servicios.

Para cancelar las oscilaciones en la potencia activa instantánea

$$k_p = \frac{1}{1 - u^2} \quad (4.73)$$

$$k_q = \frac{1}{1 + u^2}. \quad (4.74)$$

Para cancelar las oscilaciones en la potencia reactiva instantánea

$$k_p = \frac{1}{1 + u^2} \quad (4.75)$$

$$k_q = \frac{1}{1 - u^2}. \quad (4.76)$$

La estrategia publicada para la ecualización de potencias en cada fase también se presenta a continuación

$$k_p = \frac{1}{1 - u^2} \quad (4.77)$$

$$k_q = \frac{1}{1 - u^2}. \quad (4.78)$$

Para inyectar corrientes balanceadas solo existen dos estrategias posibles, la que inyecta únicamente corrientes por secuencia positiva

$$k_p = 1 \quad (4.79)$$

$$k_q = 1. \quad (4.80)$$

o únicamente por secuencia negativa

$$k_p = 0 \quad (4.81)$$

$$k_q = 0. \quad (4.82)$$

Tal y que como se discute en este trabajo, la selección de los parámetros  $k_p$  y  $k_q$  es tal vez la decisión más importante en esta y en otras estrategias durante desbalances de la red eléctrica. De su correcta selección dependerá el comportamiento de la instalación ya que estos parámetros son los encargados de balancear la cantidad de potencia inyectada por secuencia positiva y negativa.

## 4.4 Publicación III

En el Cap. 3 se incluye la tercera publicación de este compendio

---

A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, J. Matas, R. Guzman, O. de Sousa-Perez, P. Martí and L. García de Vicuña, "Control strategies based on effective power factor for distributed generation power plants during unbalanced grid voltage", in *39th Annu. Conf. of the IEEE Ind. Electron. Soc. (IECON)*, pp. 3462-3467, Nov. 2013.

---

### Motivación

La motivación principal a la hora de diseñar esta estrategia ha sido la presentación de un algoritmo que fuera capaz de reducir pequeños desbalances estáticos. Estos pequeños desbalances afectan continuamente a la red y ocasionan pérdidas energéticas y reducción de la calidad de suministro.

A partir del algoritmo propuesto, es posible que las plantas conectadas a red puedan simultáneamente soportar la red y reducir el desbalanceo. Con esta estrategia se consigue prestar un servicio auxiliar de reducción del desbalanceo que puede ser aplicado de forma distribuida en zonas remotas y cerca de los consumidores.

La idea principal de esta estrategia consistía en que fuera fácilmente aceptada y que a la vez fuera muy versátil. De esta manera podrían ser mejor entendidas las capacidades de mejora de las tensiones de red de forma análoga a como se haría en una estrategia convencional, pero con una mejora evidente de las prestaciones.

### Contribución

La contribución principal de este trabajo reside en la posibilidad de aplicar todo el conocimiento obtenido durante perturbaciones del tipo hueco de tensión, hacia perturbaciones menos importantes pero con mayor presencia en las redes eléctricas como son los pequeños desbalances estáticos.

### Generador de potencia reactiva

El generador que calcula la reactiva necesaria para cumplir con un determinado factor de potencia efectivo es

$$Q = \frac{P}{PF_e} \sqrt{\frac{(V^+)^2(V^-)^2 - PF_e^2 \left( [(V^+)^2 + (V^-)^2] \left[ (V^+)^2(1 - k_p)^2 + (V^-)^2 k_p^2 \right] \right)}{[(V^+)^2 + (V^-)^2] \left[ (V^+)^2(1 - k_q)^2 + (V^-)^2 k_q^2 \right]}} \quad (4.83)$$

donde

$$PF_e = \frac{P}{S_e} \quad (4.84)$$

y la potencia aparente efectiva se calcula como

$$S_e = 3V_e I_e \quad (4.85)$$

donde

$$V_e = \sqrt{(V^+)^2 + (V^-)^2} \quad (4.86)$$

$$I_e = \sqrt{(I^+)^2 + (I^-)^2}. \quad (4.87)$$

### Resultados

Aprovechando la capacidad de comandar a una instalación hacia un determinado factor de potencia para ayudar a la red durante los picos y valles de consumo diarios, se emplea la definición del factor de potencia efectivo  $PF_e$  para ayudar a mitigar el desbalanceo. Se proponen diferentes valores de configuración y se describen sus efectos sobre las tensiones del PCC según el tipo de impedancia de la línea de conexión de la instalación.

## 4.5 Resumen

Esta sección está destinada a analizar brevemente los resultados globales obtenido en las publicaciones presentadas.

Un aspecto destacado del control de inversores es que los interruptores de potencia son capaces de aumentar al doble la corriente máxima que los atraviesan durante periodos cortos de tiempo. Esta posibilidad, aumenta significativamente las capacidades de inyección de activa y reactiva durante huecos sin dañar el equipamiento. Esta capacidad de aumentar la inyección de corriente, unido a la flexibilidad y rapidez de respuesta de los convertidores de potencia, permite diseñar un conjunto de estrategias que ayuden a la red eléctrica a tener un comportamiento más robusto a perturbaciones, aumentando la fiabilidad y reduciendo las posibilidades de colapso.

En segundo lugar, debe ser remarcada la necesidad de disponer de un detector de perturbaciones que sea eficiente a la hora de discriminar tanto la llegada como la desaparición de los huecos. En particular la extinción de un hueco de tensión puede ser compleja, sobretodo en redes blandas con gran penetración de generación distribuida soportando a la red. Asimismo, los procedimientos de aislamiento y reconexión de los interruptores seccionadores de las zonas que sufren el fallo son complejos, en especial durante la reconexión pudiendo dar lugar a series de perturbaciones debidos a los intentos de reconexión, y que provocan transiciones rápidas que pueden ocasionar que se activen y desactiven los protocolos de fallos varias veces de forma seguida, viéndose afectada a la estabilidad del conjunto.

También debe ser estudiada la estabilidad de las estrategias propuestas en diferentes condiciones. En algunas situaciones, se observan comportamientos no deseados, en especial en redes blandas. Para ello debe mejorarse y estudiarse en detalle la afectación de las estrategias bajo condiciones cambiantes, y proponer métodos de saturación convenientes que ayuden a mejorar la respuesta transitoria del sistema. Este estudio debe llevarse a cabo en todas las estrategias propuestas, pero especialmente en aquellas que tienden a reducir la magnitud de secuencia negativa a valores muy pequeños, ya que es en estos casos donde peores resultados se obtienen.

Una forma de reducir estos problemas de inestabilidad consiste en utilizar un controlador avanzado para la regulación de tensión basado en estimadores de la tensión de red  $v_g$ . Los resultados previos con este tipo de control han dado buenos resultados, y permiten integrar detectores de fallo y de detección de modo isla o de reconexión a la red de forma muy efectiva.

Por último, el aspecto más importante que debe ser mencionado a la hora de analizar las estrategias propuestas, es que la selección de los parámetros de los controladores es una tarea difícil. Y de esta selección dependerá el comportamiento de la instalación y por tanto su interacción con la red eléctrica. Los aspectos más significativos que deben tenerse en cuenta para la selección de la mejor estrategia son

1. Impedancia de la red
2. Tipo de perturbación
3. Capacidad del inversor

Tal y como se ha indicado con anterioridad, las impedancias de la red a la que se conecta la instalación condiciona decisivamente el tipo de servicios que se pueden aportar. En redes inductivas y blandas, el comportamiento es sensiblemente diferente al comportamiento en redes resistivas.

El tipo de perturbación también determinará la utilidad de una u otra estrategia. En el caso de huecos donde las tres fases caen, el objetivo principal para el soporte de tensión debe ser inyectar reactiva de secuencia positiva, ya que mitigar el desbalanceo es un objetivo secundario. En cambio, en el caso de que alguna de las fases no sufra la perturbación, la combinación de reactiva de secuencia positiva y negativa puede tener un interés especial dado que las desconexiones de la instalación se producen tanto por sobretensión como por subtensión.

Para acabar, la capacidad del inversor es importante para seleccionar la mejor estrategia. Para pequeñas instalaciones con poca contribución a la potencia total del sistema, las estrategias pueden y deben ser diferentes a las estrategias de grandes instalaciones que determinarán el comportamiento de una parte importante de la red.

Por tanto, para instalaciones de pequeño tamaño o en redes de baja tensión es recomendable emplear la estrategia de la publicación 2 para por ejemplo, reducir las oscilaciones en el dc-link, lo que permitirá un mejor funcionamiento del lazo de regulación de esta tensión, y un dimensionamiento inferior de este condensador. En instalaciones de gran potencia conectadas a redes duras, el soporte de tensión tendrá poca afectación y puede ser conveniente emplear estrategias que ayuden a mejorar el funcionamiento de la instalación o de los consumidores locales que se conecta en zonas cercanas.

En grandes instalaciones conectadas a redes blandas es donde las estrategias que permiten el soporte de tensión tienen un interés mayor.

En resumen, evaluar la estrategia óptima durante las perturbaciones que pueden afectar a una planta, es un trabajo pendiente que requiere un conocimiento profundo tanto del tipo de instalación, como del tipo de red y de consumidores conectados en las inmediaciones de la instalación.

Para concluir este análisis de las publicaciones reunidas en esta tesis, a continuación se incluye un apartado para evaluar los pros y contras de cada una de ellas.

#### **Pros y Contras de las estrategias propuestas**

La primera publicación hace uso de este marco regulador para definir los límites máximo y mínimo de tensiones admisibles. A partir de estos límites se desarrolla una estrategia completa que evite la desconexión. El problema de esta estrategia es que requiere una capacidad de regulación que muchas instalaciones no poseen. Sin embargo, el mecanismo de saturación propuesto permite saturar la corriente inyectada. Otro problema de esta estrategia es la necesidad de estimar la impedancia de red [75–77], lo cual no tiene por qué plantear un serio problema ya que esta impedancia puede ser conocida a priori basándose en el modelo de la red, o puede estimarse antes o durante el fallo con un mecanismo relativamente sencillo. Como futuro trabajo para mejorar esta estrategia está el análisis de estabilidad y la inyección simultánea de potencia activa y reactiva. La selección on-line de las corrientes o potencias reactivas permite mejorar las prestaciones de las instalaciones con alta penetración de generación distribuida en redes blandas o duras.

Un aspecto a tener en cuenta es la necesidad o no de inyectar reactiva de secuencia negativa para la regulación de la tensión máxima de fase, ya que la mayoría de dispositivos, principalmente los electrónicos, son prácticamente inmunes a las sobretensiones de corta duración, pero dejan de funcionar rápidamente cuando se alimentan con tensiones inferiores a la nominal [78, 79]. Sin embargo, referente a este punto, hay que hacer mención del contenido de las normativas ante sobre-tensiones y sub-tensiones. En la mayoría de códigos de red aparecen límites superiores e inferiores para las tensiones admisibles en el PCC. Es por ello que las estrategias propuestas pueden tener un interés relevante para el control durante huecos donde alguna de las fases no sufre el fallo.

La segunda publicación incluye la posibilidad de inyectar simultáneamente activa y reactiva de secuencia positiva y negativa, y supone un avance significativo para el control en cualquier condición de impedancia de red, de tipo de hueco y de capacidad de la instalación. Es por este motivo que esta estrategia se considera una estrategia básica sobre la que seguir investigando para seleccionar apropiadamente los parámetros de control en diversos escenarios.

La última publicación se centra en un tipo de perturbaciones diferente, los pequeños desbalances estáticos. Se trata de una estrategia simple y que permite mejorar sensiblemente el perfil de tensiones. Sin embargo, la utilización del factor de potencia eficaz no está extendido en la actualidad para comandar las instalaciones, y por tanto su aplicabilidad resta pendiente de la evolución futura de los códigos de red.





# 5

## CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

---

*Este capítulo reúne las conclusiones más relevantes obtenidas en el desarrollo de la tesis, y presenta los trabajos futuros que pueden ser investigados para continuar la línea iniciada en este trabajo.*

### Contenidos

---

<b>5.1</b>	<b>Conclusiones</b> .....	<b>70</b>
<b>5.2</b>	<b>Trabajos futuros</b> .....	<b>73</b>

---

## 5.1 Conclusiones

Una de las conclusiones más interesantes derivadas del trabajo desarrollado en las publicaciones anteriormente presentadas, es la elevada complejidad que presenta el sistema eléctrico durante desbalances en las tensiones de la red. Esta complejidad viene determinada por la enorme flexibilidad que los inversores pueden demostrar ante este tipo de contingencias. Esta flexibilidad de las instalaciones productoras es un aspecto fundamental que debe ser destacado y potenciado. Así pues, es posible seguir ampliando y mejorando la penetración de los sistemas de generación distribuida en el actual modelo eléctrico. De esta forma, será posible continuar incrementando la producción basada en energías no convencionales, minimizar la dependencia del petróleo y reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

Por contra, esta gran flexibilidad que demuestran los inversores presenta algunos problemas en el actual modelo de red eléctrica. El más importante es que el comportamiento de las pequeñas o medianas instalaciones distribuidas es significativamente diferente al de las grandes centrales convencionales. Estas últimas tienen mecanismos inherentes para sobrepasar las perturbaciones. Por contra, las instalaciones basadas en convertidores tienen mecanismos de soporte durante fallos de red que están definidos por control, tal y como se ha demostrado en este trabajo.

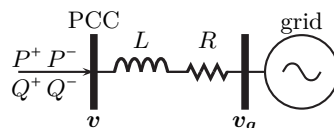
Esta disyuntiva entre instalaciones convencionales y instalaciones conectadas a través de convertidores de potencia, puede y debe ser observada como una oportunidad para mejorar la robustez y fiabilidad de la red eléctrica. Tal y como se ha observado, la rapidez y versatilidad de los inversores permiten una velocidad de actuación extremadamente elevada. Además, las estrategias de control mostradas permiten definir el comportamiento de la instalación y garantizar una operación segura incluso durante perturbaciones severas.

Esta capacidad para la definición del comportamiento de una instalación conectada a la red, es una herramienta extremadamente potente para el nuevo modelo eléctrico descentralizado. Las estrategias de control propuestas y otras que puedan existir o que se desarrollen en el futuro, permitirán dotar a los operadores de la red de mejores soluciones para garantizar la calidad y la continuidad del suministro.

Tal y como se ha mostrado en este trabajo, es posible definir el comportamiento de un inversor de forma muy diversa. En el Cap. 1 se obligaba al inversor a comportarse como una fuente reguladora de tensión. En cambio en el Cap. 2 se obtenía un comportamiento como fuente de corriente máxima. Este comportamiento flexible del inversor se extiende incluso a pequeñas perturbaciones, como en el caso del Cap. 3 donde se comanda el factor de potencia de la instalación para conseguir diferentes objetivos.

Estos comportamientos deseados del inversor son posibles a través de las estrategias de control implementadas. Es por ello que la definición de los objetivos de control es la base para determinar *qué debe hacer un inversor*. Una vez definidos estos objetivos, es posible utilizar técnicas convencionales de control para imponer el comportamiento deseado.

Estos argumentos pueden ser observados en el gráfico mostrado en la Fig. 5.1 que sintetiza cómo es vista una instalación conectada a red desde el punto de vista del sistema eléctrico. En esta figura es posible observar que la instalación es vista como una fuente de potencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa, conectada a la red desbalanceada a través de una impedancia. Este modelo de red muy simplificado, ha permitido desarrollar las estrategias de control durante este trabajo, y se ha mostrado suficiente para definir completamente los objetivos de control. Estos objetivos de control son los encargados de modificar los valores de  $P^+$ ,  $P^-$ ,  $Q^+$  y  $Q^-$  para definir el comportamiento de la instalación. Las simulaciones realizadas con modelos de red más complejos han permitido validar los resultados obtenidos con este modelo simplificado para los casos de estudio.



**Figura 5.1:** Esquema simplificado de una instalación conectada a red durante desbalances.

La representación de un sistema de generación distribuida como una fuente de potencia presenta algunas ventajas comparado con otro tipo de representación, la más extendida es la representación como fuente de corriente  $I_p^+$ ,  $I_p^-$ ,  $I_q^+$  y  $I_q^-$ . Sin embargo, en algunas ocasiones resulta más conveniente agrupar los términos de activa en forma de potencia, mientras que los de reactiva en forma de corriente. Este razonamiento se basa en la tendencia natural para cuantificar la potencia en el dc-link, mientras que el soporte de tensión es aproximadamente proporcional a la corriente reactiva inyectada. En este trabajo se ha preferido la primera opción para dar coherencia y homogeneidad a las propuestas, aunque ambas son equivalentes y se relacionan por un simple cambio de variables. Además el uso de potencias y energía también se ha extendido con éxito hacia los sistemas de control en general [80], dando como resultado una novedosa visión entre la interacción de planta y controlador basado en energía.

Siguiendo con la idea de flujos de energía entre el inversor y la red, existe una asunción extendida a lo largo de las estrategias presentadas en esta tesis que tiende a equiparar la producción de activa y reactiva de una planta. Esta asunción requiere un mecanismo de control que aisle totalmente el inversor del dc-link, y que sea capaz de disipar el exceso de energía no inyectado a la red evitando así la desconexión por sobretensión en el condensador. Este mecanismo podría integrarse en las estrategias propuestas, pero no se ha realizado para mantener lo más simple posible la explicación de cada propuesta.

Como resumen de esta primera parte de las conclusiones, debe indicarse que el problema de control derivado de las plantas de generación distribuida conectadas a red durante perturbaciones de la red eléctrica, está en la definición de los objetivos de control y también en las limitaciones físicas para conseguir estos objetivos. Así por ejemplo, el Cap. 1 define precisamente los objetivos de control para regular las tensiones de fase dentro de los límites para la operación continua, pero si la red es dura y/o la capacidad de la instalación es excasa, no será posible alcanzar los objetivos deseados, siendo la corriente máxima del inversor la limitación principal para el cumplimiento de regulación de tensiones de fase. Es por este motivo que la publicación del Cap. 2 supone un avance significativo para sobrepasar las limitaciones de la instalación, ya que por definición esta estrategia hace uso de las máximas capacidades del inversor para dedicar los recursos de corriente restantes a aumentar la potencia activa o reactiva disponible para alimentar o soportar a la red.

Sin embargo, como se explicará a continuación en las futuras líneas de trabajo, todavía queda pendiente una estrategia de control con capacidad avanzada de decisión para mejorar el comportamiento de los inversores conectados a la red durante perturbaciones, y que tenga mayor capacidad para seleccionar óptimamente los valores de las referencias de potencia activa y reactiva de secuencia positiva y negativa en diferentes escenarios.

De entre las conclusiones generales del trabajo realizado en estas publicaciones, también debe ser destacado la necesidad evidente de incluir un gestor que se encargue de administrar los diferentes recursos de la red, y a nivel inferior que se encargue de administrar eficientemente los recursos de la instalación, más conocidos como *PQ*-dispatchers. Este administrador debe encargarse de evaluar el estado de la red y cambiar las consignas de potencia de las instalaciones que alimentan a la red. Y a nivel de cada instalación debe gestionar la puesta en marcha o parada de los diferentes elementos. El comportamiento de este gestor durante pequeños desbalances es fácil de llevar a cabo. Sin embargo, en el caso de huecos de tensión, debe tenerse en cuenta la posibilidad de operación autónoma para dar respuesta rápida a las necesidades del sistema. Esta posibilidad dotaría al sistema

de una mayor eficiencia y robustez, aunque podría dar como resultado una operación sub-óptima. La disponibilidad de enlaces de comunicación dedicados y con garantías de tiempo-real abren un nuevo campo de investigación que no ha sido abordado en este trabajo, pero que con seguridad debería atenderse para la aplicación de las estrategias de control propuestas en sistemas reales.

Siguiendo con la necesidad de un gestor de los recursos de la red, también debe ser señalado en este apartado de conclusiones, que no existe un criterio unificado de requerimientos durante huecos de tensión. Cada país y cada operador obligan a una serie de compromisos diferentes, y esto introduce una complejidad en el diseño de los protocolos durante fallos de red. La tendencia en este campo debería ser la estandarización y unificación de las diferentes normativas para facilitar la integración de las diferentes tecnologías en un mismo marco de utilización [23]. En este sentido, la tendencia futura que se indica en [39] ha sido especialmente valiosa para la realización de este trabajo, ya que prevee la necesidad en los futuros reglamentos de inyección de secuencia negativa para mejorar el comportamiento durante perturbaciones.

La definición de los requerimientos por parte de estos gestores es una tarea compleja. La toma de decisiones durante una perturbación depende de varios factores, en particular deben ser destacados los siguientes, tal y como se indicó anteriormente: impedancia de red, tipo de perturbación y capacidad de la instalación. Estos tres elementos harán que una estrategia sea mejor o peor que otra, tal y como se ha demostrado en los capítulos precedentes. Y por tanto definir un marco regulador para cualquier tipo de instalación parece extremadamente complicado. Sin embargo, sí que parece evidente que los esfuerzos en investigación y en la industria apuntan hacia estrategias avanzadas durante perturbaciones que sirvan para aumentar la fiabilidad de la red eléctrica como un todo, y contribuyan en la reducción del riesgo a sufrir un apagón generalizado. Por tanto, parece solo cuestión de tiempo que las nuevas estrategias de control para sistemas de generación distribuida que ahora se diseñan, lleguen a ser implementadas en sistemas reales. El efecto contrario parece poco probable y de difícil justificación técnica. Por eso, esta tesis intenta contribuir con el diseño y análisis crítico de los resultados obtenidos, acerca de diferentes estrategias durante perturbaciones de las tensiones de red.

De entre las conclusiones propias de cada capítulo, hay que observar que las estrategias del Cap. 1, donde se asumía un alto carácter inductivo de la impedancia de red. Este hecho debe ser destacado para continuar investigando la aplicabilidad de las soluciones propuestas a otro tipo de impedancias de red y en otro tipo de escenarios, en especial hacia redes pequeñas y micro-redes. En particular, el soporte de tensión en redes no inductivas es muy diferente, y por tanto la capacidad para la regulación de tensión es teóricamente inferior.

En cambio la estrategia propuesta en el Cap. 2 es independiente de la impedancia de red, dado que su objetivo no es la regulación de tensión sino la contribución con la máxima corriente del inversor.

Esta variación en el comportamiento según el tipo de impedancia de la red se puede intuir en los resultados del Cap.3. Aunque solo se ha realizado un experimento con una impedancia determinada, es fácil derivar el comportamiento diferenciado que se obtendría en redes más o menos blandas y con mayor o menor componente resistiva. En diferentes escenarios debería ser conveniente ajustar los parámetros del controlador para conseguir mejores resultados en cuanto a soporte de tensión y mitigación del desbalanceo como se apunta en este trabajo.

La primera publicación (Cap. 1) aporta una solución completa para cualquier tipo de hueco. Además se emplea un método de estimación de perturbación de fácil implementación y con muy buenos resultados como se desprende de los resultados experimentales de este trabajo. La utilidad de esta estrategia en sistemas distribuidos es evidente, aunque su aplicabilidad solo es válida en redes inductivas blandas.

La segunda publicación (Cap. 2) presenta una estrategia ampliamente investigada en la literatura. La posibilidad de incluir en un algoritmo el cómputo de las referencias que permitan aprovechar al

máximo las capacidades del inversor, y que además sea completamente flexible. Se trata de una necesidad que permite evitar la desconexión de los inversores por sobrecorriente. Además el algoritmo de cálculo es capaz de integrar la práctica totalidad de estrategias para huecos, desde la mitigación de oscilaciones en el dc-link hasta el soporte de tensión. Se trata por tanto de una estrategia avanzada que aporta enormes ventajas. Por contra, el algoritmo presenta una complejidad matemática relativamente elevada, aunque como se ha demostrado es fácilmente implementable en los procesadores actuales para este tipo de convertidores.

Para finalizar, la tercera publicación (Cap. 3) se separa de la temática de huecos de tensión, pero muestra claramente las ventajas de los sistemas flexibles durante desbalances de las tensiones de red. Este tipo de perturbaciones pueden y deben ser corregidos en la manera de lo posible. Por eso, esta estrategia pretende servir de nexo de unión entre las estrategias convencionales de control del factor de potencia para inyectar o absorber reactiva según el estado de la red, para proponer una nueva visión de las capacidades de estos sistemas en condiciones anómalas como las que se producen cada día, y que además suponen un coste elevado para consumidores, productores y operadores, de tal forma que sea posible mejorar la calidad del suministro de una forma distribuida.

## 5.2 Trabajos futuros

Las líneas de trabajo futuras derivadas de esta tesis son varias. A continuación se procede a su enumeración para posteriormente ser explicadas con cierto grado de detalle. Las grandes líneas para futuros trabajos son:

1. Extensión a otro tipo de perturbaciones de la red eléctrica
2. Integración de diferentes estrategias
3. Extensión a múltiples inversores
4. Lazo de tensión
5. Plataforma experimental multinivel y sistema a 4 hilos
6. Comunicaciones

El contexto en el que se ha enmarcado esta tesis es el de la presentación de estrategias de control en sistemas flexibles de generación distribuida durante perturbaciones de la red eléctrica. De este marco genérico, surgen nuevas líneas de investigación para trabajos futuros, en particular debe destacarse la posibilidad de desarrollar nuevos algoritmos de control para otro tipo de perturbaciones no contempladas en este trabajo. De entre las perturbaciones más comunes presentes en la red eléctrica cabe destacar la presencia de armónicos e inter-armónicos [33], o la amortiguación de oscilaciones de baja frecuencia [81] para estabilizar la red.

Los estudios previos en cuanto a cancelación de armónicos de tensión han dado buenos resultados, y es teóricamente posible cancelar un armónico de tensión determinado en el PCC a través de la implementación de extractores de secuencias a los armónicos de interés [45, 82]. El procedimiento es similar al mostrado en el Cap. 2, aunque deben realizarse modificaciones en el controlador para generar una corriente armónica a partir de una tensión nula del armónico que se desea cancelar.

La cancelación de oscilaciones de baja frecuencia [83, 84] también ha dado buenos resultados, aunque la descripción del problema es compleja y la obtención de resultados experimentales debe ser cuidadosamente analizada dado que presenta algunos problemas para su implementación.

También parece interesante para una futura línea de trabajo referida a fallos de red, la integración de todas las estrategias propuestas en una única estrategia flexible con capacidad de decisión. Esta

estrategia partiría de la estrategia propuesta en el Cap. 2 dado que es la más versátil de todas ellas, y debería ir tomando decisiones basándose en los requerimientos de la red, del tipo y el valor de la impedancia, y la forma del hueco de tensión. Con ello se obtendría una estrategia mejorada y altamente flexible con inteligencia para la toma de decisiones en situaciones complejas. Esta toma de decisiones debería realizarse en paralelo con las necesidades apuntadas en los futuros protocolos para instalaciones conectadas a red durante huecos [39].

Dentro de esta integración de las estrategias, debería continuarse la investigación hacia la búsqueda de una estrategia de gestión capaz de repartir los diferentes requerimientos entre los múltiples elementos que forman una instalación de generación distribuida, donde pueden existir diferentes tipos de generadores con diferentes necesidades, diferentes puntos de operación, etc. De esta forma sería posible presentar una estrategia avanzada de *PQ*-dispatchers capaz de decidir qué comportamiento es el más indicado para cada uno de los elementos conectados, así por ejemplo una turbina DFIG puede aplicar una estrategia diferente a la de una turbina de tipo 4, y a su vez, diferente de la estrategia de un STATCOM. El resultado global permitiría cubrir los requerimientos del operador de la red, a la vez que se optimizarían los recursos de los diferentes elementos del parque generador.

Otro trabajo futuro a desarrollar viene derivado del extractor de secuencias SOGI utilizado a lo largo de este trabajo. Aunque se ha presentado una implementación digital que soluciona algunos de los problemas previos, resta por analizar el mejor ajuste de sus parámetros ya que esta selección determina en gran medida la dinámica del lazo de tensión. Por otro lado, también puede ser de interés la investigación en la conveniencia y complejidad del desacoplo por control de ambas secuencias [85].

Un aspecto destacado que no ha sido suficientemente investigado durante este trabajo es el lazo de control de tensión basado en secuencias simétricas. Este lazo puede ser mejorado para la regulación de las tensiones de fase. Sería posible emplear el algoritmo basado en la estimación de la tensión de red como *feedforward*, mientras que un controlador convencional regula finamente las salidas del sistema. Por otro lado, en algunas simulaciones [7] se ha visto un fenómeno de inestabilidad, esta inestabilidad está debida a un punto crítico de cambio en el ángulo de las corrientes que provocan unos cambios de tensión muy elevados y el lazo de control tiende a inestabilizarse de forma rápida. Debería introducirse medidas de seguridad apropiadas para evitar este fenómeno e investigar en profundidad otras alternativas.

Por otro lado, algunas simulaciones realizadas permiten demostrar la capacidad de un lazo de control avanzado para: estimar la impedancia de la red durante el hueco, estimar la tensión de la red, detectar la desconexión de la isla, continuar regulando la tensión en el PCC en modo isla, y autoajustarse durante la reconexión a la red. Es decir, desarrollar un algoritmo avanzado de control de tensión con estimador, que permita regular la tensión durante huecos, y tenga la capacidad de conexión en caliente con la red. Todo ello sin necesidad de comunicaciones. Esta estrategia, aunque es similar al método del *droop* presentado en [21], está construido de forma totalmente diferente, por lo que una comparativa entre ambas puede ser de interés. Además, este controlador estaría enfocado hacia la transición de modo conectado a modo isla y viceversa, con lo que los transitorios durante estas etapas serían el foco inicial de estudio.

También debe ser analizada la necesidad de trasladar las estrategias propuestas a inversores multinivel y probablemente también para sistemas de 4 hilos con componente homopolar. Esta extensión hacia inversores con más interruptores supone un cambio en el hardware significativo, aunque permitiría una plataforma de desarrollo más versátil para emular el futuro de los grandes aerogeneradores [66] de tipo 4, y también redes de baja tensión y micro-redes.

Otra línea de investigación futura consiste en trasladar las estrategias propuestas y modificarlas convenientemente para su adaptación a redes eléctricas más complejas, con varias instalaciones alimentando a la red. Esta adaptación supone un interesante problema de estudio, en particular debe investigarse la necesidad o no de un medio de comunicación para comunicar información de interés entre las diferentes unidades, e incluso entre los propios generadores que forman el parque eólico.

Siguiendo con la línea de investigación dedicada a las comunicaciones, existen múltiples estrategias que pueden ser estudiadas para la mitigación de perturbaciones en sistemas que disponen de un medio dedicado al intercambio de información. Este campo está relativamente poco desarrollado en la actualidad, con pocos trabajos publicados y con modelos de comunicación extremeadamente simplificados [38]. Todo apunta a que estos modelos irán incrementando en complejidad y que se desarrollarán estrategias de control basadas en comunicaciones que den robustez y fiabilidad a las plantas de generación distribuida durante huecos de tensión y otro tipo de perturbaciones. También debe desarrollarse un simulador adecuado que garantice una plataforma útil de desarrollo [73, 86].

De entre las estrategias basadas en comunicaciones, parece claro que el objetivo primero de estudio consiste en analizar la capacidad del medio para enviar información desde el PCC donde se ubica un medidor inteligente que informa a los inversores. Todo ese tráfico puede estar agrupado a través de supervisor central que se encarga de procesar la información, o mejor aún, a través de un algoritmo distribuido [87] que permita el intercambio de información de forma más segura. Para todos estos estudios, parece evidente que deben darse unas garantías suficientes de tiempo-real [88, 89] que permitan determinar los retrasos en el peor caso posible para incluirlos en los modelos teóricos de análisis de las estrategias.

Para el intercambio de información en sistemas de control en red, puede ser de interés analizar el estado del arte existente en sistemas guiados por eventos [11, 90, 91], ya que se ha demostrado que pueden obtener rendimientos semejantes con una utilización sensiblemente inferior del medio de comunicación [92, 93].





# 6

## BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, R. Guzman, and A. Borrell, “Reactive power control for distributed generation power plants to comply with voltage limits during grid faults,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 11, pp. 6224–6234, Nov. 2014.
- [2] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, A. Borrell, and L. García de Vicuña, “Active and reactive power strategies with peak current limitation for distributed generation inverters during unbalanced grid faults,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, in press.
- [3] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, J. Matas, R. Guzman, O. de Sousa-Perez, P. Martí, and L. García de Vicuña, “Control strategies based on effective power factor for distributed generation power plants during unbalanced grid voltage,” in *39th Ann. Conf. of IEEE Ind. Electron. Society (IECON)*, Nov. 2013, pp. 7134–7139.
- [4] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, J. C. Vasquez, and E. Alarcon-Gallo, “Flexible voltage support control for three phase distributed generation inverters under grid fault,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1429–1441, Apr. 2013.
- [5] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, J. Matas, E. Alarcon-Gallo, L. García de Vicuña, and P. Martí, “Reactive power control for voltage support during type C voltage-sags,” in *38th Ann. Conf. on IEEE Ind. Electron. Society (IECON)*, Oct 2012, pp. 3462–3467.
- [6] G. Torres, E. X. Martín, M. Velasco, P. Martí, and A. Camacho, “Internet-based control of a ball-and-plate system: a case study of modeling and automatic code generation for networked control systems,” in *40th Ann. Conf. of Ind. Electron. Society (IECON)*, Accepted for publication 2014.
- [7] M. Castilla, J. Miret, A. Camacho, L. García de Vicuña, and J. Matas, “Modeling and design of voltage support control schemes for three-phase inverters operating under unbalanced grid conditions,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 11, pp. 6139–6150, Nov. 2014.
- [8] M. Castilla, J. Miret, A. Camacho, J. Matas, and L. García de Vicuña, “Voltage support control strategies for static synchronous compensators under unbalanced voltage sags,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 61, no. 2, pp. 808–820, Feb. 2014.
- [9] J. Miret, A. Camacho, M. Castilla, L. García de Vicuña, and J. Matas, “Control scheme with voltage support capability for distributed generation inverters under voltage sags,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 11, pp. 5252–5262, Nov. 2013.
- [10] R. Guzman, L. García de Vicuña, A. Camacho, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret, “Active damping control for a three phase grid-connected inverter using sliding mode control,” in *39th Ann. Conf. of Ind. Electron. Society (IECON)*, Nov. 2013, pp. 382–387.
- [11] O. de Sousa-Perez, J. Miret, A. Camacho, P. Martí, and R. Guzman, “Power sharing control in islanded microgrid using event driven communication,” in *39th Ann. Conf. of Ind. Electron. Society (IECON)*, Nov. 2013, pp. 2151–2156.
- [12] M. Velasco, P. Martí, A. Camacho, J. Miret, and M. Castilla, “Mixing local and distributed reactive power control for balancing inverters’ effort in grid-connected photovoltaic systems,” in *3rd Int. Conf. on Systems and Control (ICSC)*, Oct. 2013, pp. 708–713.

- [13] P. Martí, M. Velasco, J. M. Fuertes, A. Camacho, J. Miret, and M. Castilla, "Distributed reactive power control methods to avoid voltage rise in grid-connected photovoltaic power generation systems," in *IEEE Int. Symp. on Ind. Electron. (ISIE)*, May 2013, pp. 1–6.
- [14] M. Castilla, J. Miret, A. Camacho, J. Matas, and L. García de Vicuña, "Reduction of current harmonic distortion in three-phase grid-connected photovoltaic inverters via resonant current control," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1464–1472, Apr. 2013.
- [15] P. Martí, M. Velasco, M. Castilla, J. Miret, and A. Camacho, "On the use of communication infrastructure in distributed power generation: A preliminary case study," in *17th Conf. on Emerging Technologies and Factory Automation (ETFA)*, Sep. 2012, pp. 1–4.
- [16] E. Alarcon-Gallo, L. García de Vicuña, M. Castilla, J. Miret, J. Matas, and A. Camacho, "Decoupled sliding mode control for three-phase LCL VSI operating at fixed switching frequency," in *IEEE Int. Symp. on Ind. Electron. (ISIE)*, May 2012, pp. 1572–1578.
- [17] J. Matas, M. Castilla, L. García de Vicuña, J. Miret, E. Alarcon-Gallo, and A. Camacho, "Fast grid synchronization technique based on a multiple cascaded general integrator scheme for distributed generation inverters," in *IEEE Int. Symp. on Industrial Electronics (ISIE)*, May 2012, pp. 1003–1010.
- [18] M. Castilla, J. Miret, A. Camacho, J. Matas, E. Alarcon-Gallo, and L. García de Vicuña, "Coordinated reactive power control for static synchronous compensators under unbalanced voltage sags," in *IEEE Int. Symp. on Ind. Electron. (ISIE)*, May 2012, pp. 987–992.
- [19] "The potential benefits of distributed generation and rate-related issues that may impede their expansion," U.S. Department of Energy, Tech. Rep., Feb. 2007.
- [20] S. Kincic, X. Wan, D. T. McGillis, A. Chandra, B.-T. Ooi, F. D. Galiana, and G. Joos, "Voltage support by distributed static VAR systems (SVS)," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 20, no. 2, pp. 1541–1549, Apr. 2005.
- [21] J. M. Guerrero, L. García de Vicuña, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret, "A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 5, pp. 1205–1213, Sep. 2004.
- [22] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, A. S. Meliopoulous, R. Yinger, and J. Eto, "White paper on integration of distributed energy resources. The CERTS microgrid concept," Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, Tech. Rep., 2002.
- [23] "Research and development roadmap 2013-2022," European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Rep., 2013.
- [24] "Anuario Eólica 13," Asociación Empresarial Eólica, Rep., 2013.
- [25] Red Eléctrica de España, Web resource, [Online, Accessed 8/8/2014], <https://demanda.ree.es/eolicaEntreFechas.html>.
- [26] "New ERA for electricity in Europe. Distributed Generation: Key issues, challenges and proposed solutions," European Commission, Energy Production and Distribution Systems, Rep., 2003.
- [27] S. Cundeva, R. Neumann, M. Bollen, Z. Kokolanski, J. Vuletic, A. Krkoleva, S. Djokic, K. van Reusel, and K. Stockman, "Immunity against voltage dips—Main recommendations to stakeholders of the CIGRE/CIRED/UIE Joint Working Group C4.110," *Int. J. Emerg. Sci.*, vol. 1, no. 4, pp. 555–563, Dec. 2011.
- [28] G. Beck, D. Povh, D. Retzmann, and E. Teltsch, "Global blackouts - lessons learned," in *POWER-GEN Europe*, Jul. 2005, pp. 1–28.

- 
- [29] Y. Liu, Y. Li, Y. Chi, and W. Wang, "Analysis on a large scale wind turbines cascading trip-off accident in North China," in *IEEE PowerTech (POWERTECH)*, Jun. 2013, pp. 1–6.
- [30] D. Novosel, M. M. Begovic, and V. Madani, "Shedding light on blackouts," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 2, no. 1, pp. 32–43, Jan.–Feb. 2004.
- [31] DOE/EPRI (Electric Power Research Institute), National Database Repository of Power System Events, Web resource, [Online, Accessed 8/8/2014], <http://expertmonitoring.com/doelibrary/>.
- [32] J. Mora, J. Meléndez, D. Llanos, J. Colomer, J. Sánchez, and X. Corbella, "Classification of sags measured in a distribution substation using a fuzzy tool," in *Int. Conf. on Renewable Energy and Power Quality (ICREPQ)*, Apr. 2003, pp. 1–7.
- [33] "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," *IEEE Std 1159-2009*, pp. c1–81, Jun. 2009.
- [34] J. J. Mora Flórez, "Perturbaciones en la onda de tensión huecos (sag) y sobretensiones (swell). calidad del servicio eléctrico (power quality)," Mar. 2003, teaching course.
- [35] A. von Jouanne and B. Banerjee, "Assessment of voltage unbalance," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 16, no. 4, pp. 782–790, Oct. 2001.
- [36] "Eliminate voltage unbalance. Motor systems tip sheet 7," Advanced Manufacturing Office. Energy Efficiency and Renewable Energy. U.S. Department of Energy, Tech. Rep., 2013.
- [37] "Connected installations to the transmission Spanish system: Minimum requirements for design and security. Grid code requirements for installations connected to the transmission system in Spain," Red Eléctrica de España (REE), Grid code O.P.12.2, 2012.
- [38] J. Martinez and P. Kjær, "Fast voltage control in wind power plants," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES)*, Jul. 2011, pp. 1–7.
- [39] "Offprint of the operation procedure O.P. 12.2: Technical requirements for wind power and photovoltaic installations and any generating facilities whose technology does not consist on a synchronous generator directly connected to the grid." Grid code, Oct. 2008, [Online]. Available: [www.aeeolica.org](http://www.aeeolica.org).
- [40] C. L. Fortescue, "Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. XXXVII, no. 2, pp. 1027–1140, Jul. 1918.
- [41] P. Rodriguez, J. Pou, J. Bergas, J. I. Candela, R. P. Burgos, and D. Boroyevich, "Decoupled double synchronous reference frame PLL for power converters controls," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 22, no. 2, pp. 584–592, Mar. 2007.
- [42] S. Alepuz, S. Busquets-Monge, J. Bordonau, P. Cortes, and S. Kouro, "Control methods for low voltage ride-through compliance in grid-connected npc converter based wind power systems using predictive control," in *IEEE Energy Conversion Congr. and Exposition (ECCE)*, Sep. 2009, pp. 363–369.
- [43] S. Alepuz, S. Busquets-Monge, J. Bordonau, J. A. Martinez-Velasco, C. A. Silva, J. Pont, and J. Rodriguez, "Control strategies based on symmetrical components for grid-connected converters under voltage dips," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 6, pp. 2162–2173, Jun. 2009.
- [44] D. Xiang, L. Ran, P. J. Tavner, and S. Yang, "Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, no. 3, pp. 652–662, Sep. 2006.

- [45] M. J. Diaz, E. J. Bueno, R. Mateos, F. J. Rodriguez, and E. Monmasson, "FPGA implementation of harmonic detector based on second order generalized integrators," in *34th Ann. Conf. of IEEE Ind. Electron. Society (IECON)*, Nov. 2008, pp. 2453–2458.
- [46] F. A. Magueed, J. Svensson, and A. Sannino, "Transient performance of voltage source converter connected to grid through LCL-filter under unbalanced voltage conditions," in *IEEE Russia Power Tech, 2005*, Jun. 2005, pp. 1–7.
- [47] J. Morren and S. W. H. de Haan, "Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 20, no. 2, pp. 435–441, Jun. 2005.
- [48] C. H. Ng, L. Ran, and J. Bumby, "Unbalanced-grid-fault ride-through control for a wind turbine inverter," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 44, no. 3, pp. 845–856, May-Jun. 2008.
- [49] K. Pietilainen, L. Harnefors, A. Petersson, and H. P. Nee, "Dc-link stabilization and voltage sag ride-through of inverter drives," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 4, pp. 1261–1268, Jun. 2006.
- [50] P. Rodriguez, A. V. Timbus, R. Teodorescu, M. Liserre, and F. Blaabjerg, "Flexible active power control of distributed power generation systems during grid faults," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 5, pp. 2583–2592, Oct. 2007.
- [51] P. Rodriguez, A. V. Timbus, R. Teodorescu, M. Liserre, and F. Blaabjerg, "Independent pq control for distributed power generation systems under grid faults," in *32nd IEEE Annu. Conf. on Ind. Electron. (IECON)*, Nov. 2006, pp. 5185–5190.
- [52] P. Rodriguez, A. V. Timbus, R. Teodorescu, M. Liserre, and F. Blaabjerg, "Reactive power control for improving wind turbine system behavior under grid faults," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 7, pp. 1798–1801, Jul. 2009.
- [53] P. Rodriguez, G. Medeiros, A. Luna, M. C. Cavalcanti, and R. Teodorescu, "Safe current injection strategies for a STATCOM under asymmetrical grid faults," in *IEEE Energy Conversion Congr. and Expo. (ECCE)*, Sep. 2010, pp. 3929–3935.
- [54] G. Saccomando and J. Svensson, "Transient operation of grid-connected voltage source converter under unbalanced voltage conditions," in *36th Ann. Meeting. Conf. Record of the 2001 IEEE Industry Applications Conference (IAS)*, vol. 4, Sep. 2001, pp. 2419–2424.
- [55] H.-S. Song and K. Nam, "Dual current control scheme for PWM converter under unbalanced input voltage conditions," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 46, no. 5, pp. 953–959, Oct. 1999.
- [56] X. Guo, X. Zhang, B. Wang, W. Wu, and J. M. Guerrero, "Asymmetrical grid fault ride-through strategy of three-phase grid-connected inverter considering network impedance impact in low-voltage grid," *IEEE Transactions Power Electron.*, vol. 29, no. 3, pp. 1064–1068, Mar. 2014.
- [57] S. K. Chaudhary, R. Teodorescu, P. Rodriguez, P. C. Kjær, and A. Gole, "Negative sequence current control in wind power plants with VSC-HVDC connection," *IEEE Trans. Sustainable Energy*, vol. 3, no. 3, pp. 535–544, Jul. 2012.
- [58] C.-T. Lee, C.-W. Hsu, and P.-T. Cheng, "A low-voltage ride-through technique for grid-connected converters of distributed energy resources," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 47, no. 4, pp. 1821–1832, Jul. 2011.
- [59] L. Xu and Y. Wang, "Dynamic modeling and control of DFIG-based wind turbines under unbalanced network conditions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 314–323, Feb. 2007.
- [60] J. A. Suul, A. Luna, P. Rodriguez, and T. Undeland, "Virtual-flux-based voltage-sensor-less power control for unbalanced grid conditions," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 9, pp. 4071–4087, Sep. 2012.

- 
- [61] A. Vidal, F. D. Freijedo, A. G. Yepes, P. Fernandez-Comesana, J. Malvar, O. Lopez, and J. Doval-Gandoy, "Assessment and optimization of the transient response of proportional-resonant current controllers for distributed power generation systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1367–1383, Apr. 2013.
- [62] M. Tsili and S. Papathanassiou, "A review of grid code technical requirements for wind farms," *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 3, pp. 308–332, Sep. 2009.
- [63] M. Altin, O. Goksu, R. Teodorescu, P. Rodriguez, B. Bak-Jensen, and L. Helle, "Overview of recent grid codes for wind power integration," in *12th Int. Conf. on Optimization of Electrical and Electronic Equipment*, May 2010, pp. 1152–1160.
- [64] "Response requirements against voltage dips in wind installations," Red Eléctrica de España (REE), Grid code O.P.12.3, Oct. 2006.
- [65] "IEEE standard definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions," *IEEE Std 1459-2010*, pp. 1–40, Mar. 2010.
- [66] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, and A. V. Timbus, "Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 5, pp. 1398–1409, Oct. 2006.
- [67] J. Matas, M. Castilla, J. Miret, L. García de Vicuña, and R. Guzman, "An adaptive pre-filtering method to improve the speed/accuracy trade-off of voltage sequence detection methods under adverse grid conditions," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 61, no. 5, pp. 2139–2151, May 2014.
- [68] F. Neves, H. Souza, E. J. Bueno, M. Rizo, F. Bradaschia, and M. Cavalcanti, "A space-vector discrete fourier transform for detecting harmonic sequence components of three-phase signals," in *35th Annu. Conf. of IEEE Ind. Electron. (IECON)*, Nov. 2009, pp. 3631–3636.
- [69] P. Roncero-Sánchez, X. del Toro García, A. Parreno Torres, and V. Feliu, "Fundamental positive- and negative-sequence estimator for grid synchronization under highly disturbed operating conditions," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 8, pp. 3733–3746, Aug. 2013.
- [70] W. Li, X. Ruan, C. Bao, D. Pan, and X. Wang, "Grid synchronization systems of three-phase grid-connected power converters: A complex-vector-filter perspective," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 61, no. 4, pp. 1855–1870, Apr. 2014.
- [71] S. Vazquez, J. A. Sanchez, M. R. Reyes, J. I. Leon, and J. M. Carrasco, "Adaptive vectorial filter for grid synchronization of power converters under unbalanced and/or distorted grid conditions," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 61, no. 3, pp. 1355–1367, Mar. 2014.
- [72] "SimPowerSystems for use with Simulink," Hydro-Québec, TransÉnergie Technologies, User's guide, Jul. 2002.
- [73] A. Cervin, D. Henriksson, B. Lincoln, J. Eker, and K. Årzen, "How does control timing affect performance? Analysis and simulation of timing using jitterbug and truetime," *IEEE Control Systems*, no. 3, pp. 16–30, Jun. 2003.
- [74] M. de Industria, Turismo y Comercio, "Resolución de 18 de mayo de 2009, de la secretaria de estado de energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 3.7, 7.2, 7.3 y 9 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica." *Boletín Oficial del Estado*, pp. 44 302–44 443, May 2009.
- [75] A. V. Timbus, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, "Grid impedance identification based on active power variations and grid voltage control," in *42nd Ann. Meeting. Conf. Record of the 2007 IEEE Industry Applications Conference (IAS)*, Sep. 2007, pp. 949–954.

- [76] S. Cobreces, E. J. Bueno, D. Pizarro, F. J. Rodriguez, and F. Huerta, "Grid impedance monitoring system for distributed power generation electronic interfaces," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 58, no. 9, pp. 3112–3121, Sep. 2009.
- [77] N. Hoffmann and F. W. Fuchs, "Minimal invasive equivalent grid impedance estimation in inductive-resistive power-networks using extended kalman-filter," *IEEE Trans. Power Electron.*, In press.
- [78] "IEEE Guide for identifying and improving voltage quality in power systems," *IEEE Std 1250-2011*, pp. 1–70, Mar. 2011.
- [79] L. M. Anderson and K. B. Bowes, "The effects of power-line disturbances on consumer electronic equipment," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 5, no. 2, pp. 1062–1065, Apr. 1990.
- [80] R. Ortega, A. Van der Schaft, I. Mareels, and B. Maschke, "Putting energy back in control," *IEEE Control Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 18–33, Apr. 2001.
- [81] R. T. Byerly, D. E. Sherman, and R. J. Bennon, "Phase II: Frequency domain analysis of low frequency oscillations in large electric power systems," EPRI, Tech. Rep. Research Project 744-1, EL-2348, vol. 1, Apr. 1982.
- [82] P. Rodriguez, A. Luna, I. Candela, R. Mujal, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, "Multiresonant frequency-locked loop for grid synchronization of power converters under distorted grid conditions," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 1, pp. 127–138, Jan. 2011.
- [83] X. Wang, F. Blaabjerg, M. Liserre, Z. Chen, J. He, and Y. Li, "An active damper for stabilizing power-electronics-based AC systems," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 7, pp. 3318–3329, Jul. 2014.
- [84] M. S. El-Moursi, B. Bak-Jensen, and M. H. Abdel-Rahman, "Novel STATCOM controller for mitigating SSR and damping power system oscillations in a series compensated wind park," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, no. 2, pp. 429–441, Feb. 2010.
- [85] J. Matas, L. de García de Vicuña, J. Miret, J. M. Guerrero, and M. Castilla, "Feedback linearization of a single-phase active power filter via sliding mode control," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, no. 1, pp. 116–125, Jan. 2008.
- [86] H. Lin, S. S. Veda, S. S. Shukla, L. Mili, and J. Thorp, "GECO: Global event-driven co-simulation framework for interconnected power system and communication network," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1444–1456, Sep. 2012.
- [87] J. Martinez, P. C. Kjær, P. Rodriguez, and R. Teodorescu, "Comparison of two voltage control strategies for a wind power plant," in *IEEE Power Systems Conf. and Exposition (PSCE)*, Mar. 2011, pp. 1–9.
- [88] *Hard Real-Time Computing Systems. Predictable Scheduling Algorithms and Applications*, 1st ed. Kluwer Academic, 1997.
- [89] G. C. Buttazzo, "Rate monotonic vs. edf: Judgment day," *Real-Time Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 5–26, Jan. 2005.
- [90] M. Velasco, J. M. Fuertes, and P. Martí, "The self triggered task model for real-time control systems," in *24th IEEE Real-Time Systems Symp. (RTSS), (work in progress)*, Dec. 2003, pp. 67–70.
- [91] P. Wan and M. D. Lemmon, "Optimal power flow in microgrids using event-triggered optimization," in *American Control Conf. (ACC)*, Jun. 2010, pp. 2521–2526.

- [92] A. Anta and P. Tabuada, “On the benefits of relaxing the periodicity assumption for networked control systems over CAN,” in *30th IEEE Real-Time Systems Symp. (RTSS)*, Dec. 2009, pp. 3–12.
- [93] P. Martí, M. Velasco, J. Yezpez, and E. X. Martín, “Lowering traffic without sacrificing performance in networked control systems,” in *16th Conf. IEEE Emerging Technologies and Factory Automation (ETFA)*, Sep. 2011, pp. 1–8.



