

Tesis Doctoral en el Programa de Doctorado en:

AUTOMÁTICA Y ELECTRÓNICA

**ESTRATEGIAS DE CONTROL DE UN
COMPENSADOR PARALELO DE
REACTIVA EN REDES CON TENSIONES
DESEQUILIBRADAS**

Doctorando:

ARITZ MILICUA URCELAY

Director:

GONZALO ABAD BIAIN



Mondragon Goi Eskola Politeknikoa

12 de mayo de 2015

RESUMEN

En las últimas décadas el uso de convertidores electrónicos conectados en paralelo con la red con el propósito de compensar reactiva ha aumentado considerablemente. Una de las finalidades de estos convertidores suele ser mejorar la calidad de las redes eléctricas a las que se conectan. De esta manera en el caso de cargas industriales se consigue corregir el factor de potencia o compensar los desequilibrios y/o armónicos de corriente que generan.

Otro campo muy común de aplicación de este tipo de soluciones son los generadores eólicos, los cuales presentan problemas a la hora de afrontar los repentinos huecos de tensión equilibrados o desequilibrados que pueden producirse en las redes eléctricas a las que se conectan. Cabe destacar que dichos generadores eólicos tienden a desconectarse de la red eléctrica ante estas situaciones pudiendo llegar a empeorar las condiciones de dicha red. También en estos casos una de las soluciones posibles es la utilización de compensadores paralelos de reactiva, los cuales contribuyen en la recuperación de la falta inyectando corriente reactiva.

Por todo ello existen diversas técnicas de control para estos compensadores paralelos de reactiva los cuales en muchas ocasiones deben trabajar con tensiones y corrientes perturbadas, con unas características muy alejadas de las ideales. Esto hace que incluso los propios convertidores puedan llegar a desconectarse de la red cancelando su contribución. Para impedir estas situaciones se implementan diferentes métodos de limitación los cuales limitan la actividad del convertidor evitando las condiciones que dan lugar a su desconexión. Estos algoritmos de limitación no siempre respetan las estrategias de control utilizadas y además supervisan únicamente la corriente.

Esta tesis aborda el objetivo de desarrollar algoritmos de limitación que respeten en todo momento las estrategias de control y que además aseguren que ninguna de las variables críticas supere su límite. En este sentido cabe destacar que han sido tres las variables que se han considerado críticas por entender que el superar sus correspondientes límites podría acarrear problemas de funcionamiento o incluso peligrar la integridad del convertidor.

Por último, cabe destacar que se han desarrollado dos nuevos algoritmos de limitación, los cuales han sido probados tanto en simulación como en una plataforma experimental de laboratorio afrontando diferentes objetivos. De esta manera se ha demostrado la efectividad de dichos algoritmos y su implementabilidad en tiempo real.

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría aprovechar estas líneas para agradecer a toda esa gente que me ha apoyado durante estos últimos cinco años.

En primer lugar, mi más sincero agradecimiento a Gonzalo Abad, director de tesis y compañero que me ha guiado durante toda esta andadura. Su apoyo y dedicación han sido claves para poder llevar a buen puerto este proyecto tan importante en mi vida.

Agradecer cómo no a Mondragon Unibertsitatea e Ingeteam por la oportunidad y recursos que me han brindado para poder desarrollar esta tesis doctoral. Especial mención merecen Silverio Álvarez y Joseba Arza, que aunque iniciaron nuevos proyectos en su vida laboral, su apoyo e ideas iniciales fueron muy importantes para poder encaminar esta tesis hacia sus resultados finales. Tampoco me puedo olvidar de Miguel Rodríguez, sin su asesoramiento tanto técnico como personal este proyecto nunca hubiera llegado a su fin.

Quisiera también reconocer todo el apoyo y consejos recibidos de mis compañeros de despacho Jonan, Igor y Gonzalo, que han tenido que aguantarme durante todos estos años y espero me sigan aguantando durante muchos años más.

Me gustaría agradecer también a todos los compañeros de Garaia: Gonzalo, Jonan, Igor, Canales, David, Ibon, Fernando, Barbero, Gaizka Ugalde, Gaizka Almandoz, Javi, Patxi, Egea, Unai, Ander, Jon, Urtzi, Argiñe, Manex, Mikel, Aitor, Josu... que con todo su saber e ilusión forman un equipo maravilloso del cual me siento muy orgulloso de formar parte.

Bereziki eskertu nahiko nituzke, elektroien mundu honekin inolako erlazorik izan ez arren beti nire ondoan egon diren familiarteko eta lagunak, batez ere nire kuadrilla guztia.

Nire eskerrik beroenak eman nahiko nizkieke gurasoei, nire ametsak betetzeko beraien esku zegoen guztia eta gehiago ematearren. Aittitta, amama eta tio, eskerrik asko bihotz bihotzez zuei ere, bizitza guztian eman didazuen maitasun eta laguntzagatik.

Bukatzeko, nire eskerrik berezienak eman nahi nizkioke Leireri, urte guzti hauetan nire ondoan egunero egunero egon izanagatik, momentu zailak arinduz eta momentu onak zoragarri bihurtuz.

Eskerrik asko bihotz bihotzez guztioi.

Aritz Milikua
Bergara, 2015ko maiatza.

Nire gurasoei

Leireri

ÍNDICE

1. Introducción	1
1.1. Convertidores conectados a la red eléctrica	2
1.2. Los dispositivos FACTS y el STATCOM.....	5
1.3. El STATCOM.....	7
1.4. Funcionalidades y aplicaciones industriales.....	9
1.4.1. Control de tensión en redes eléctricas.....	9
1.4.2. Cumplimiento del LVRT en las instalaciones eólicas	12
1.4.3. Compensación de flicker	13
1.4.4. Compensación de desequilibrios	13
1.4.5. Filtro activo de armónicos.....	15
1.5. Límites del convertidor.....	17
1.6. Objetivos de la tesis	20
1.7. Estructura del documento.....	20
2. Descripción del convertidor conectado a red	23
2.1. Descripción del sistema	24
2.1.1. Convertidor.....	24
2.1.2. Filtro de armónicos.....	25
2.2. La red eléctrica perturbada	31
2.2.1. Análisis mediante fasores espaciales	32
2.2.2. Variaciones equilibradas de amplitud	33
2.2.3. Variaciones de frecuencia	34
2.2.4. Armónicos de tensión.....	35
2.2.5. Desequilibrios de tensión	36
2.3. Control del convertidor	40
2.3.1. Medida de tensión y corriente.....	40
2.3.2. Control de corriente.....	41

2.3.3.	Control de potencia. Generación de consignas de corriente	49
2.3.4.	Sincronización con la red	59
2.3.5.	Modulaciones.....	66
2.4.	Límites de tensión y corriente del convertidor	68
2.4.1.	Límite de corriente de convertidor	69
2.4.2.	Límite de tensión de convertidor	70
2.4.3.	Límite de oscilaciones de la tensión de bus	73
2.5.	Conclusiones.....	77
3.	Técnicas de limitación del convertidor conectado a red	79
3.1.	Técnicas de limitación existentes en la literatura científica.....	80
3.2.	Cálculo de máximos de cada fase.....	85
3.3.	Cálculo de las ganancias del filtro	87
3.4.	Limitación de consignas para el funcionamiento STATCOM.....	88
3.4.1.	Límite de potencia reactiva por corriente de convertidor	90
3.4.2.	Límite de potencia reactiva por tensión de convertidor	91
3.4.3.	Límite de potencia reactiva por oscilaciones de V_{bus}	92
3.4.4.	Límite total para la potencia reactiva.....	94
3.5.	Limitación de consignas para la demanda arbitraria de corriente	94
3.5.1.	Límites por tensiones y corrientes de convertidor	97
3.5.2.	Límites por oscilaciones de la tensión de bus DC	100
3.5.3.	Cálculo de parámetros para las ecuaciones.....	101
3.5.4.	Punto Óptimo de Operación.....	106
3.5.5.	Aproximación al Punto Óptimo de Operación.....	109
3.6.	Análisis del coste computacional de los limitadores	113
3.7.	Conclusiones.....	116
4.	Normativas de red para convertidores conectados a red.....	117
4.1.	Régimen permanente	118
4.1.1.	España	118

4.1.2.	Alemania	125
4.1.3.	ENTSO-E	128
4.2.	Perturbaciones transitorias de tensión.....	132
4.2.1.	España.....	132
4.2.2.	Alemania	139
4.2.3.	ENTSO-E	142
4.3.	Conclusiones	143
5.	Escenarios de aplicación para los nuevos algoritmos de limitación	145
5.1.	Escenario de laboratorio	146
5.1.1.	Descripción de la plataforma experimental	146
5.1.2.	Implementación del limitador	148
5.1.3.	Compensación de potencia reactiva.....	149
5.1.4.	Grid balancer.....	153
5.2.	Escenario simulado: Parque eólico.....	162
5.2.1.	Descripción del parque.....	162
5.2.2.	Estructura de control	165
5.2.3.	Implementación del limitador	167
5.2.4.	Funcionamiento durante el régimen permanente.....	170
5.2.5.	Funcionamiento en régimen perturbado	175
5.2.6.	Resumen de resultados obtenidos	192
5.3.	Conclusiones	192
6.	Conclusiones y líneas futuras.....	195
6.1.	Conclusiones	196
6.2.	Contribuciones científicas	198
6.3.	Líneas futuras	198
7.	Referencias.....	201

Capítulo 1

Introducción

En el presente capítulo se realizará una introducción a los convertidores conectados a las redes eléctricas. Se hará especial hincapié en el compensador paralelo de reactiva analizando sus principales funcionalidades industriales. Se hará una breve enumeración de los problemas que pueden surgir al trabajar con tensiones y corrientes desequilibradas.

Por último se mostrarán los objetivos planteados para esta tesis y se describirá la estructura del documento.

1.1. Convertidores conectados a la red eléctrica

La generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables ha experimentado un gran auge en los últimos años debido en gran medida a la concienciación sobre el respeto al medio ambiente. Esta concienciación, entre otras razones se debe a la contribución que hacen las fuentes convencionales como centrales térmicas y/o nucleares a la emisión de gases y a la difícil gestión de los residuos, en algunos casos radiactivos, que generan.

Pero esta concienciación también se ve acompañada de una rebaja considerable en los últimos años del coste del MWh generado por estas fuentes renovables. Como ejemplo se muestra en la Figura 1.1 la evolución de dicho coste para el caso de la energía eólica en Estados Unidos [1].

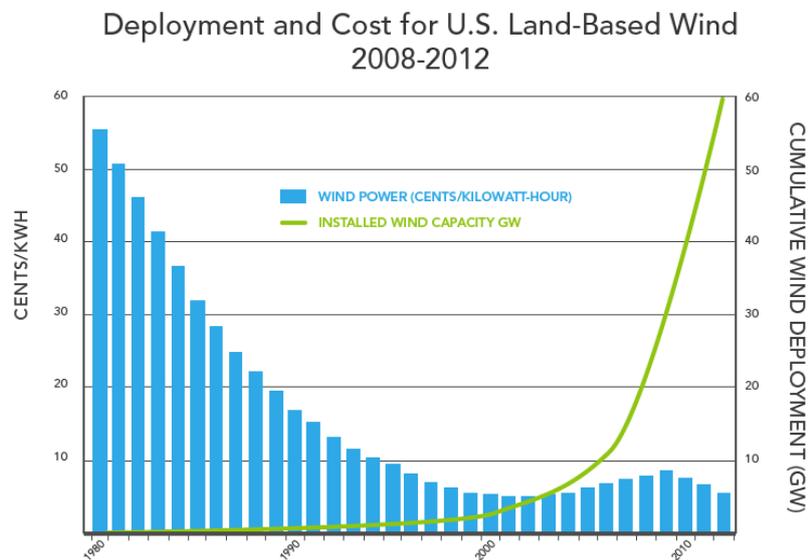


Figura 1.1. Evolución del coste del kWh eólico y la potencia total instalada en los Estados Unidos.

El uso de estas fuentes de energía plantea otro problema a resolver, ya que, las características de la energía eléctrica generada mediante estas fuentes renovables generalmente difieren de las características de la tensión de las redes eléctricas a las que se conectan. En el caso de la energía solar fotovoltaica es necesaria la conversión de DC a AC. En la energía eólica en cambio la eficiencia es mayor usando generadores de velocidad variable haciendo necesaria la conversión de frecuencia. Estas particularidades hacen necesario el uso de convertidores electrónicos de potencia para adecuar la energía eléctrica generada a las características de la red eléctrica y controlar los flujos de potencia.

Por otra parte, las energías renovables como la solar y la eólica dependen de las condiciones meteorológicas siendo por lo tanto unas fuentes difícilmente predecibles. Esto hace que su integración en la red suponga un problema pudiendo no estar disponibles, debido a la falta de sol o viento, cuando más demanda de energía existe. También en este caso una de las posibles soluciones viene de la mano de la electrónica de potencia planteando soluciones de almacenamiento en baterías del excedente de la energía generada para poder suministrarla en momentos de máxima demanda.

Además, en el caso de la energía eólica, cabe destacar su tendencia a desconectarse ante faltas de red debido a las protecciones de sobre-corriente. Todas estas particularidades han provocado que las operadoras de red hayan impulsado el desarrollo de una serie de normativas técnicas que deben ser cumplidas por todos los generadores que deseen conectarse a una red eléctrica. Dichas normativas además siguen evolucionando provocando que su cumplimiento sea cada vez más complicado sobre todo para instalaciones antiguas. Como posible solución a estos problemas han surgido los dispositivos conocidos como FACTS (del inglés *Flexible Alternating Current Transmission System*). En apartados sucesivos de esta tesis se mostrarán las diferentes configuraciones y funcionalidades de estos dispositivos, haciendo especial hincapié en el compensador paralelo de reactiva.

Otro campo importante de los convertidores conectados a red es la funcionalidad drive alimentando máquinas eléctricas que funcionan a velocidad variable. Esta alimentación mediante convertidor permite una corrección del factor de potencia de dichas máquinas incluyendo además la capacidad de regenerar, pudiendo devolver energía a la red.

De todas formas, aun existiendo multitud de aplicaciones, todas ellas se pueden representar mediante un mismo esquema eléctrico mostrado en la Figura 1.2.

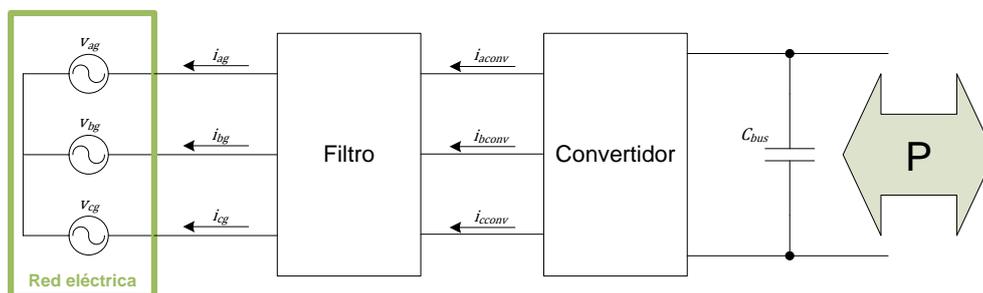


Figura 1.2. Esquema eléctrico equivalente simplificado de un convertidor conectado a la red eléctrica.

Tal como se puede apreciar se utiliza un filtro entre el convertidor y la red para poder filtrar los armónicos tanto de tensión como de corriente. Por otro lado cabe destacar que aunque los convertidores se conecten a la red eléctrica normalmente mediante un

transformador, en el esquema eléctrico equivalente simplificado mostrado en la Figura 1.2 se ha omitido el efecto de dicho transformador suponiéndolo ideal. Por otro lado, dependiendo de la aplicación existirá o no una fuente externa de potencia activa para poder mantener el bus DC cargado y permitir así el correcto funcionamiento del convertidor. De esta forma, en aplicaciones de generación y/o almacenamiento el convertidor conectado a red se utilizará para transferir la energía generada o almacenada hacia la red. En el caso de aplicaciones FACTS en cambio, el convertidor se utiliza para generar únicamente potencia reactiva. Esto significa que no hay aporte de potencia activa y por lo tanto el bus DC no se cargará ni se descargará. En estos casos no será necesario el aporte externo de potencia activa.

Independientemente de la aplicación la filosofía de control generalmente es común y se realiza en tres niveles: un primer nivel que se encarga de controlar las corrientes, un segundo nivel que controla las potencias y un tercer nivel superior que se encarga de generar las consignas de potencia activa para mantener el bus DC cargado. La diferencia reside en cómo se realiza el control en cada nivel, existiendo para ello diferentes técnicas en la literatura [2-4] dependiendo de la aplicación concreta. En la Figura 1.3 se muestra el diagrama de bloques genérico del control de un convertidor conectado a la red eléctrica. También en este caso se ha omitido el transformador al considerarlo ideal.

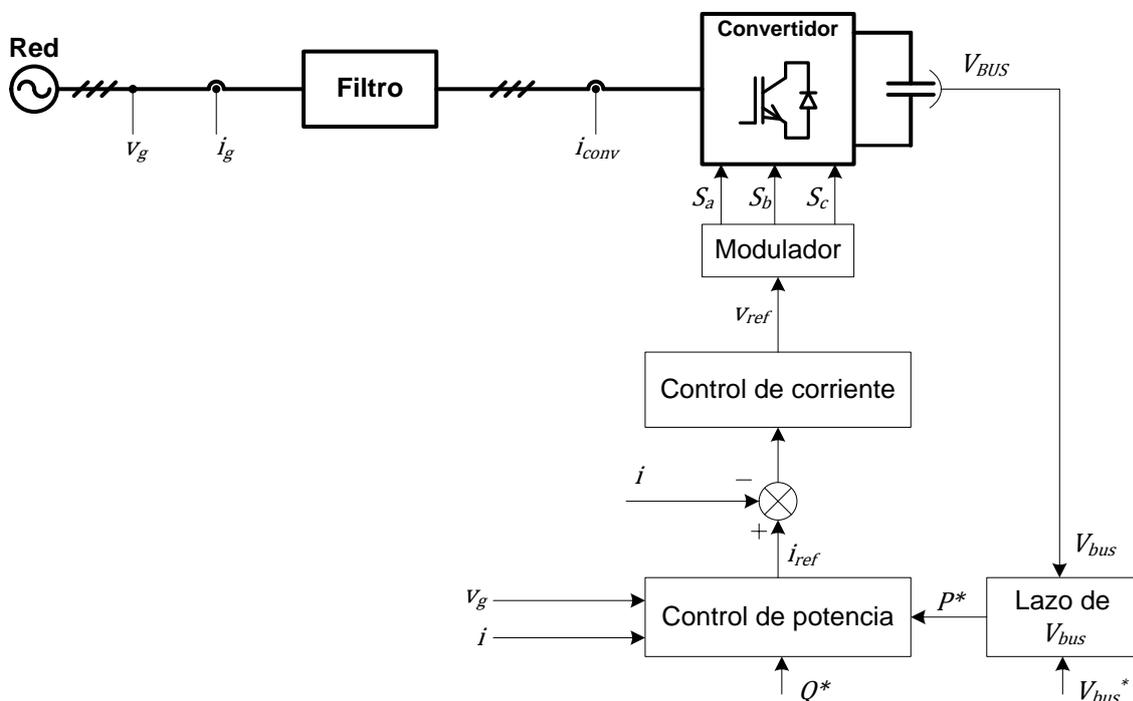


Figura 1.3. Diagrama de bloques genérico del control de un convertidor conectado a la red.

También existen actualmente técnicas alternativas de control que no siguen la filosofía planteada en la Figura 1.3 como pueden ser técnicas basadas en controles directos de potencia o controles predictivos [5, 6].

Tal como se ha comentado la filosofía de control generalmente es similar independientemente de la aplicación y de si existe o no una fuente o consumo externo de potencia activa en el lado DC. El lazo superior se encarga de mantener cargado el bus DC, de esta forma si existe un aporte o consumo externo de energía en el lado DC este lazo será el encargado de generar las consignas de potencia necesarias para poder evacuar o absorber dicha energía de la red [7]. En estas aplicaciones además normalmente se aprovecha para interactuar con la red con un $\cos\phi$ unitario. Esto se consigue fijando una consigna de potencia reactiva nula en el control de la Figura 1.3. Este tipo de funcionamiento es comúnmente conocido como AFE (Active Front End).

Por otro lado, si no existe aporte o consumo de energía en el lado DC, como puede ser el caso de las aplicaciones FACTS, el lazo de la tensión de bus únicamente tendrá que compensar las pérdidas de energía que tienen lugar en el convertidor y en todos los elementos pasivos del sistema generando las consignas de potencia activa necesarias para poder absorber de la red la energía equivalente a esas pérdidas.

Por último si el tipo de control elegido es vectorial en ejes de referencia giratorios, surge la necesidad de obtener en todo momento la información sobre las características de la tensión de red, especialmente la amplitud y fase. Existe una diversidad de técnicas para sincronizar los convertidores con la red pero principalmente se usan aquellos basados en lazo cerrado de fase o PLL (Phase Locked Loop). Algunas de las técnicas que existen para conseguir este objetivo se resumen en [8, 9] y en el apartado 2.3.4 se analizarán en profundidad dos de ellas.

1.2. Los dispositivos FACTS y el STATCOM

Tal como se ha mencionado en apartados anteriores una de las aplicaciones de los convertidores conectados a la red eléctrica es mejorar la calidad y capacidad de la misma. Para esta aplicación se utilizan los dispositivos denominados FACTS (Flexible AC Transmission Systems). En las últimas décadas se ha extendido el uso de este tipo de dispositivos debido en gran medida a la conexión a la red eléctrica de equipos que distorsionan y/o desequilibran dicha red. Estos equipos pueden ser de diferente naturaleza; desde cargas monofásicas conectadas a redes trifásicas consumiendo corrientes desequilibradas y generando desequilibrios de tensión hasta dispositivos electrónicos más avanzados que consumen armónicos de corriente. Otro factor

importante que afecta a la estabilidad de las redes es la cada vez más extensa instalación de sistemas de generación distribuidos. Dichos sistemas pueden ser de poca potencia pero distribuidos a lo largo de la red eléctrica se dificulta su control, pudiendo producir sobretensiones en ciertos puntos de la red cuando el consumo y la generación no están equilibrados.

Por lo tanto, las principales ventajas de los dispositivos FACTS son las soluciones que suponen a problemas locales en la red eléctrica, como puede ser la compensación de potencia reactiva para la mejora del factor de potencia de ciertas cargas, el control de tensión en un punto concreto de la red, el filtrado de armónicos generados por una carga no lineal, etc.,...

Por otro lado cabe destacar que las normativas en cuanto a calidad del suministro y funcionamiento ante faltas de convertidores conectados a red son cada vez más estrictas. Estas normativas exigen a los equipos conectados a las redes eléctricas una contribución a la mitigación de las faltas. Esto supone que los convertidores deben estar preparados para trabajar en situaciones de falta y cumplir con los requisitos exigidos sin desconectarse de la red [10].

Por lo tanto, surge la necesidad de que los convertidores conectados a la red eléctrica tengan la posibilidad de controlar tanto la secuencia positiva como la negativa de la corriente, para así poder actuar independientemente en cada secuencia y cumplir los requisitos exigidos. Dicha capacidad se consigue hoy en día mediante controles llamados duales. Estos controles suelen regular la corriente de cada secuencia en un sistema de referencia giratorio [11, 12]. El poder regular las diferentes componentes de la corriente por separado, supone poder desarrollar diferentes estrategias de control de la potencia transferida a la red para poder cumplir diferentes objetivos. Estos objetivos se consiguen generando consignas de corriente adecuadas para cada aplicación. De esta forma se pueden cumplir objetivos tales como eliminar las oscilaciones de la potencia activa, minimizando así las oscilaciones de la tensión de bus DC, inyectar en todo momento corrientes equilibradas a la red, etc,... [10].

En cuanto a su forma de conexión a red los dispositivos FACTS se pueden clasificar en tres grandes grupos: los conectados en serie, los conectados en paralelo y los conectados en serie/paralelo [13, 14].

1.3. EI STATCOM

Dentro de los compensadores de reactiva conectados en paralelo se encuentra el STATCOM (Static Synchronous Series Compensator) cuyo esquema unifilar simplificado se muestra en la Figura 1.4.

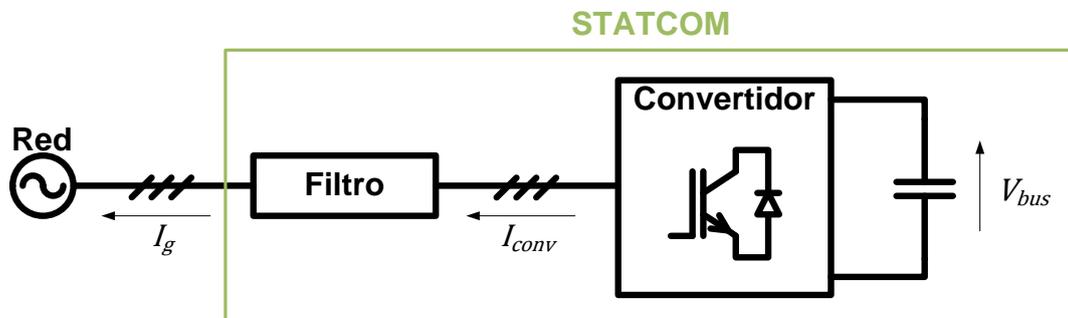


Figura 1.4. Esquema eléctrico unifilar simplificado de la conexión a red de un STATCOM.

El STATCOM se utiliza para intercambiar únicamente potencia reactiva con la red y por esa razón es suficiente únicamente mantener una capacidad de bus, eliminando la fuente de tensión. Al ser un convertidor totalmente controlado se pueden generar las corrientes que se deseen pudiendo hacer funcionar al STATCOM tanto en modo capacitivo como en modo inductivo. El modo capacitivo se refiere al modo en el cual el STATCOM se comportaría como un condensador variable conectado en paralelo con la red. El modo inductivo en cambio hace referencia a funcionar como una inductancia variable conectada a la red. Ambos modos de funcionamiento se describen en la Figura 1.5.

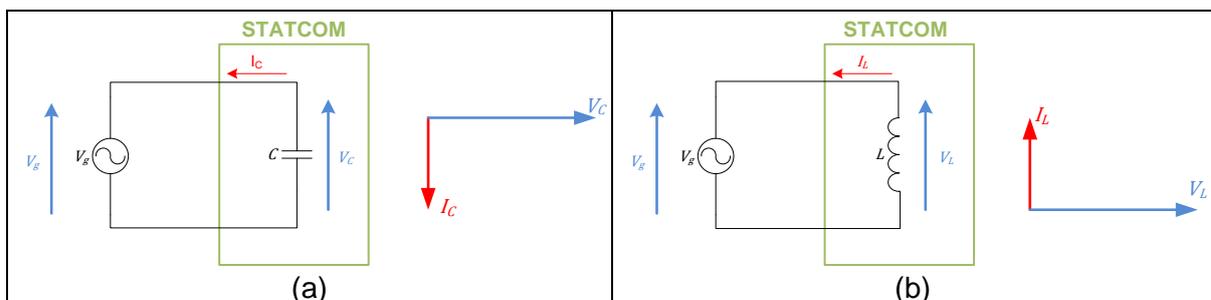


Figura 1.5. Modos de funcionamiento de un STATCOM. (a) Modo Capacitivo. (b) Modo Inductivo.

Normalmente el modo capacitivo suele ser un funcionamiento más restrictivo que el modo inductivo ya que el convertidor tiene que generar a su salida una tensión mayor en amplitud que la tensión de red y la tensión del convertidor suele estar limitada por la tensión del bus DC. Para poder entender mejor estas limitaciones se muestran en la Figura 1.6 las tensiones y corrientes de una fase en los dos modos de funcionamiento junto con sus limitaciones de tensión y corriente para el caso más sencillo en el cual se

tiene un filtro compuesto únicamente por una inductancia. En el ejemplo de la Figura 1.6 también se considera la resistencia parásita de la inductancia de filtro.

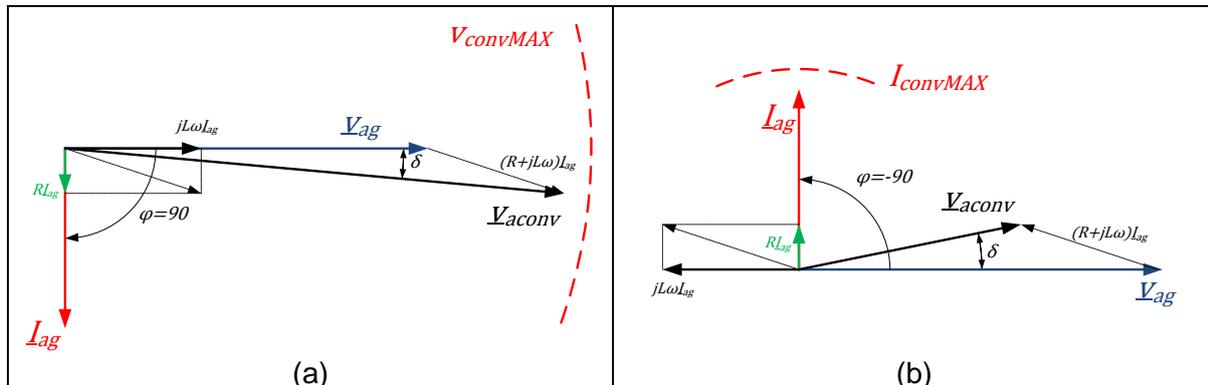


Figura 1.6. Tensiones y corrientes del STATCOM con un filtro compuesto por una inductancia. (a) Modo Capacitivo. (b) Modo Inductivo.

En ambos modos de funcionamiento se tiene la misma tensión de red y se quiere generar la misma amplitud de corriente. Para poder generar la misma amplitud de corriente pero con signo contrario, se necesita la misma diferencia de tensión en el filtro pero con signo contrario. La diferencia de tensión necesaria para generar la corriente es:

$$V_{filtro} = (R + jL\omega)I_g \quad (1.1)$$

Se aprecia claramente cómo en un caso la diferencia de tensión se genera produciendo una tensión mayor en el lado convertidor y en el otro caso se necesita la misma variación de tensión pero con una tensión en el convertidor menor que en la red.

En cuanto a su utilización el STATCOM fue implementado por primera vez en una red eléctrica real en 1980 en Japón [15]. Este equipo de 20MVAs funcionaba a base de tiristores y constaba de seis convertidores conectados en serie mediante un transformador. Dicho transformador conectaba el sistema a la red de 77kV. La aparición de semiconductores totalmente controlados (GTO) y la necesidad de estabilizar y controlar las redes eléctricas cada vez mayores provocó el desarrollo de sistemas capaces de compensar dinámicamente la potencia reactiva generada por las cargas conectadas a dichas redes. De esta forma se instaló el primer gran STATCOM a base de GTOs también en Japón en 1993 [16]. Este nuevo convertidor era un equipo de 80MVAs conectado a una red de 154kV.

Desde entonces las tecnologías así como las aplicaciones del compensador paralelo de reactiva han evolucionado considerablemente extendiendo su uso además de para compensar la potencia reactiva a finalidades como el filtrado de armónicos de corriente, eliminación de flicker, etc...Por ello en el siguiente apartado se analizarán las

funcionalidades y aplicaciones industriales más importantes del compensador paralelo de reactiva hoy en día.

1.4. Funcionalidades y aplicaciones industriales

Por su capacidad de intercambiar potencia reactiva con la red, una de las principales funcionalidades del compensador paralelo de reactiva ha sido y es la corrección del factor de potencia (en adelante, funcionalidad STATCOM) en instalaciones industriales. Su carácter dinámico permite responder ante variaciones rápidas del consumo de las cargas y así poder ajustar en todo momento su compensación a la potencia reactiva consumida por el conjunto de las cargas. La filosofía de funcionamiento de este tipo de aplicaciones se muestra en la Figura 1.7.

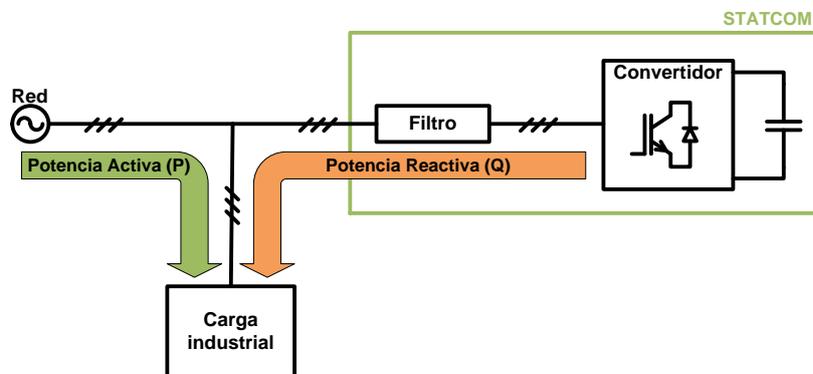


Figura 1.7. Principio de funcionamiento de un STATCOM corrigiendo el factor de potencia.

Tal como se aprecia en la Figura 1.7 es el STATCOM el que suministra la potencia reactiva que consume la carga. De esta manera, la instalación consume únicamente potencia activa de la red consiguiendo un factor de potencia unitario.

1.4.1. Control de tensión en redes eléctricas

Esta capacidad de intercambiar potencia reactiva no sólo se utiliza para mejorar el factor de potencia. También es posible su utilización para controlar la tensión en un punto concreto de la red eléctrica [17]. En la Figura 1.8 se muestra como ejemplo el esquema eléctrico equivalente de una línea de transmisión.

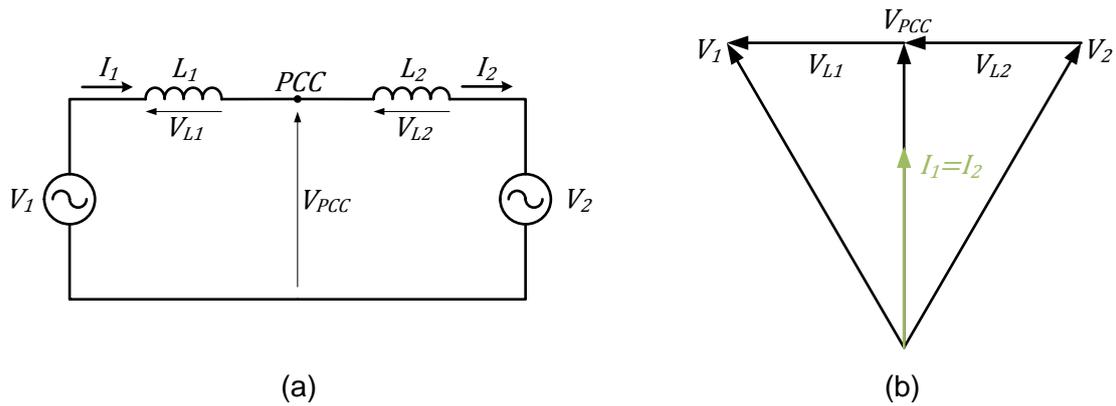


Figura 1.8. Tensiones y corrientes en una línea de transmisión. (a) esquema equivalente monofásico, (b) diagrama fasorial.

Tal como se comprueba en la Figura 1.8 existe una caída en la amplitud de la tensión en el punto intermedio de la línea (V_{PCC}) generada por la corriente que circula por dicha línea. Por lo tanto, esta caída de tensión será proporcional a la potencia que esté circulando en cada momento entre un punto y otro de la línea y el valor de las impedancias de dicha línea. Esto significa que cualquier dispositivo conectado en este punto de la línea sufrirá las variaciones de tensión provocadas por las variaciones en el flujo de potencia a lo largo del día. El STATCOM es un dispositivo que puede dar solución a este problema. Tal como se ha comentado previamente, su capacidad de intercambiar potencia reactiva con la red se puede utilizar para aumentar la tensión en el punto en donde se conecta a la red.

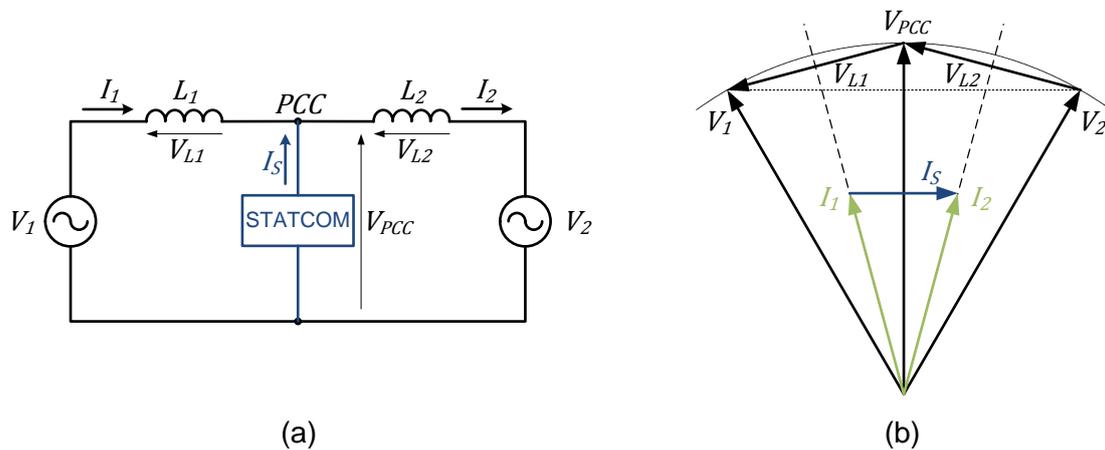


Figura 1.9. Tensiones y corrientes en una línea de transmisión con STATCOM. (a) esquema equivalente monofásico, (b) diagrama fasorial.

Tal como se puede comprobar en la Figura 1.9 la tensión en el punto intermedio de la línea se ve aumentada por el efecto de la corriente reactiva inyectada por el STATCOM. Además, las corrientes I_1 e I_2 también aumentan en amplitud consiguiendo una mayor potencia transferida entre los puntos 1 y 2. Normalmente se establece un lazo cerrado

para controlar la tensión en el punto de conexión, ajustando la corriente inyectada a las necesidades del momento [18]. Dicho lazo de control se muestra en la Figura 1.10.

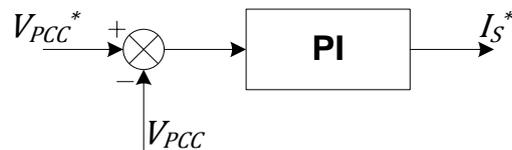


Figura 1.10. Diagrama de bloques del control en lazo cerrado de la tensión en el punto de conexión.

Esta capacidad de controlar la tensión en un punto cualquiera de una red eléctrica puede ser utilizada para compensar las variaciones de tensión producidas por variaciones de consumo de grandes máquinas eléctricas. Esta solución puede ser adoptada a nivel global o local. Un ejemplo de una aplicación global se muestra en la Figura 1.11 en donde el STATCOM se encarga de mantener estable la tensión, la cual se ve afectada por el gran consumo de unas estaciones de bombeo distribuidas a lo largo de una línea eléctrica [19].

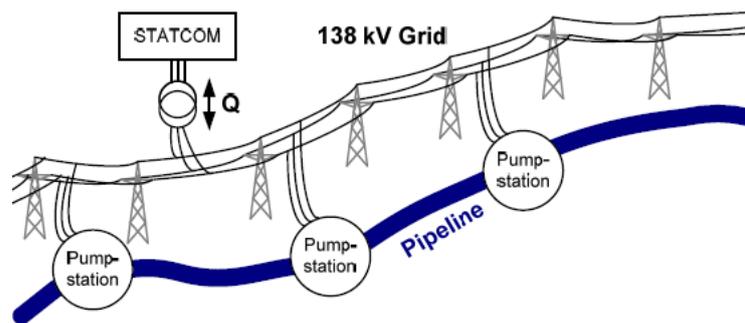


Figura 1.11. Esquema de instalación de un STATCOM en una línea eléctrica [19].

Por otro lado, una aplicación local puede ser la compensación de los efectos provocados por el arranque directo de máquinas eléctricas de gran potencia [20, 21]. El arranque directo de este tipo de máquinas provoca el consumo de grandes picos de corriente. Para compensar el efecto que produce este arranque en la red, una de las posibles soluciones es el uso de STATCOMs. Otras alternativas pueden ser el uso de convertidores para alimentar las máquinas consiguiendo un arranque más progresivo evitando el pico de corriente inicial o el uso de arrancadores para suavizar el transitorio inicial. El inconveniente que presentan estas dos alternativas frente al uso del STATCOM es la imposibilidad de actuar sobre ellos, por ejemplo para labores de mantenimiento, durante el funcionamiento de la máquina. Un ejemplo de esta aplicación se muestra en la Figura 1.12 [22].

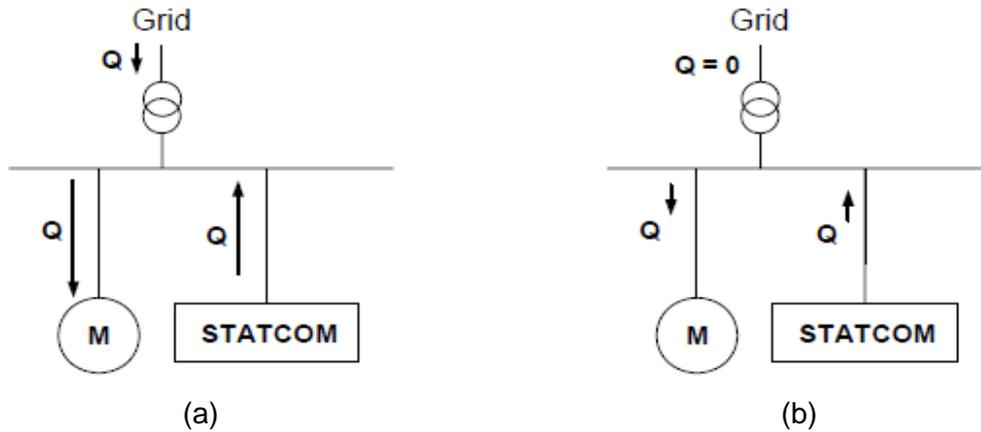


Figura 1.12. Esquema unifilar de instalación y funcionamiento del STATCOM como compensador de máquinas de gran potencia [22]. (a) Funcionamiento durante el arranque, (b) funcionamiento durante el régimen permanente.

1.4.2. Cumplimiento del LVRT en las instalaciones eólicas

El aumento del número de parques eólicos ha conllevado el endurecimiento de las normativas con el objetivo de minimizar el efecto de estas centrales sobre la estabilidad y la calidad de la red. Estas nuevas normativas contemplan los requisitos de operación tanto en régimen permanente como en régimen transitorio. Algunas instalaciones más antiguas tienen dificultades a la hora de cumplir las normativas más exigentes debido a la potencia reactiva consumida y el comportamiento ante perturbaciones de la red eléctrica. Cabe destacar que las normativas más actuales exigen a los generadores seguir conectados y contribuir en la restauración de la tensión ante huecos de tensión. Estas normativas se analizarán en detalle en el capítulo 4 de la presente tesis. El cumplimiento de dichas normativas mediante el uso de STATCOMs se puede hacer actuando tanto a nivel de parque como a nivel feeder o de molino [23-25]. La Figura 1.13 muestra como ejemplo un STATCOM conectado en el punto de conexión común con la red eléctrica. Con esta solución se consigue controlar la potencia reactiva intercambiada con la red con unos tiempos de respuesta muy pequeños y por consiguiente el control dinámico de la tensión en el punto de conexión común (PCC).

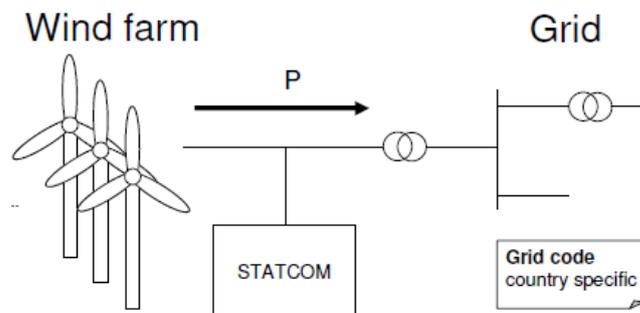


Figura 1.13. Esquema unifilar de instalación de un STATCOM en un parque eólico [26].

1.4.3. Compensación de flicker

Otra utilidad del compensador paralelo de reactiva es la compensación del flicker. El flicker se define como la “impresión de inestabilidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso en el cual la luminosidad o la distribución espectral fluctúan en el tiempo” [27]. El origen de esta molestia está en las oscilaciones de tensión producidas a cualquier nivel de tensión y cualquier punto de la red pero se pone de manifiesto principalmente en las lámparas incandescentes de baja tensión. Uno de los principales motivos que generan dichas oscilaciones de tensión son las variaciones fluctuantes de potencia que consumen o generan diferentes usuarios como pueden ser hornos de arco, máquinas de soldar, generadores eólicos, etc... pero también pueden tener su origen en la conexión y desconexión de cargas y/o generadores de gran potencia [28]. Al ser un problema de variación de tensión es común el uso de STATCOMs para la mitigación de estos efectos por la capacidad que tienen estos equipos de realizar un control dinámico de la tensión inyectando potencia reactiva variable. Una aplicación muy común son los parques eólicos con aerogeneradores de velocidad fija [29, 30] y los hornos de arco [31, 32]. En ambos casos el compensador paralelo de reactiva se utiliza para limitar el flicker en el punto de conexión común inyectando a la red una potencia reactiva con una amplitud y unas componentes frecuenciales tales que consigan mitigar, lo máximo posible, las oscilaciones de tensión en el punto donde interese corregir el flicker.

1.4.4. Compensación de desequilibrios

Además de las aplicaciones previamente mencionadas, el compensador paralelo de reactiva también se puede emplear para compensar desequilibrios (en adelante, funcionalidad grid balancer). Los desequilibrios se generan cuando el consumo se hace de forma diferente por cada una de las tres fases de un sistema eléctrico trifásico. En estos escenarios el compensador paralelo de reactiva aporta unas corrientes concretas para que la red entregue únicamente corrientes equilibradas [33-35], tal como se expone en la Figura 1.14. Con esto se evita que los desequilibrios de corriente se propaguen por la red evitando así desequilibrios de tensión.

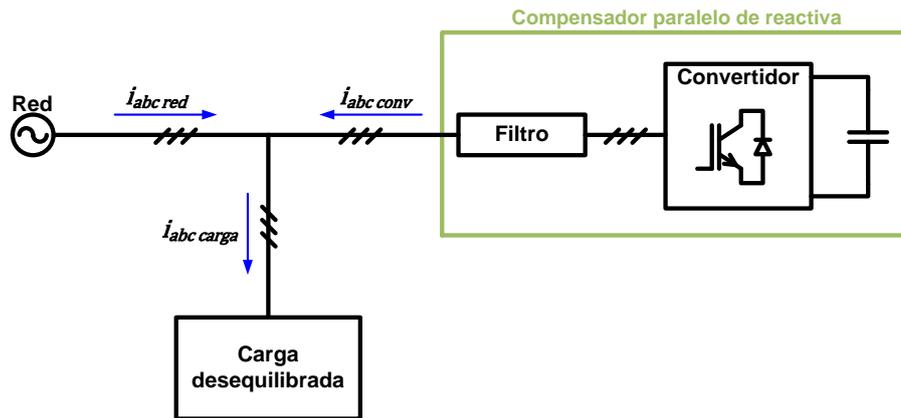


Figura 1.14. Compensador paralelo de reactiva como compensador de cargas desequilibradas.

Ejemplos de este tipo de cargas desequilibradas son las líneas ferroviarias de corriente alterna en donde las locomotoras se alimentan conectadas a dos fases generando de esta manera consumos desequilibrados. Un ejemplo de una red ferroviaria se presenta en la Figura 1.15 en donde la catenaria es alimentada por dos de las tres fases de la red eléctrica mediante dos transformadores [36]. Se aprecia que en paralelo con la carga desequilibrada se conecta un compensador paralelo de reactiva, llamado SVC Light, configurando un esquema similar al de la Figura 1.14. Tanto en la Figura 1.14 como en la Figura 1.15 se logra la compensación del desequilibrio debido al cumplimiento de la ley de corrientes de Kirchhoff, definida mediante la ecuación (1.2), en el punto de conexión común.

$$i_{abc\ red} = i_{abc\ carga} - i_{abc\ conv} \tag{1.2}$$

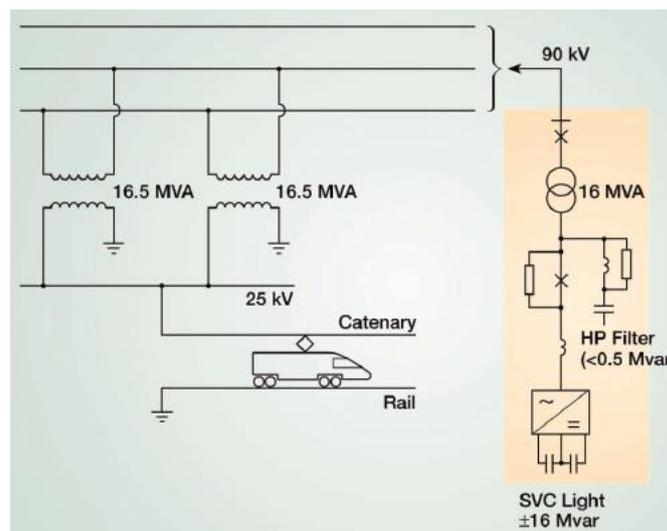


Figura 1.15. Esquema de conexión de la catenaria monofásica a la red eléctrica trifásica [36].

Un ejemplo de corrientes que podría aportar el convertidor de la Figura 1.15 se aprecia en la Figura 1.16 en donde gracias a las corrientes generadas por el convertidor se consiguen equilibrar las corrientes que la red debe de aportar, cumpliéndose la ecuación (1.2).

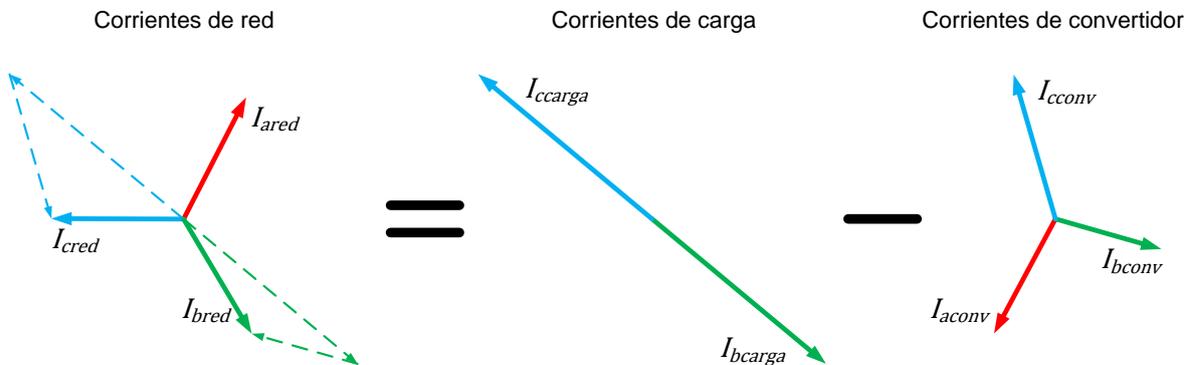


Figura 1.16. Compensación de corrientes mediante compensador paralelo de reactiva.

Con todo esto el uso de compensadores de reactiva en redes ferroviarias permite equilibrar dinámicamente las corrientes no simétricas, compensar fluctuaciones de tensión generadas por fluctuaciones de carga y corregir el factor de potencia de la red.

Otro ámbito industrial en donde el compensador paralelo de reactiva se enfrenta a la tarea de tener que equilibrar corrientes es el horno de arco. La utilización de los hornos de arco está muy extendida principalmente en la fundición de distintos metales. Su utilización sin embargo genera corrientes altamente asimétricas, un gran contenido armónico, un factor de potencia muy inductivo y flicker [31].

1.4.5. Filtro activo de armónicos

Otra aplicación industrial es la eliminación de los armónicos de corriente generados por cargas no lineales como rectificadores a diodos o tiristores, hornos de arco, etc.... En estos casos, el convertidor conectado a red genera los mismos armónicos consumidos por la carga, desfasados 180° . De esta manera, los armónicos se ven compensados en el punto de conexión común y la red entrega únicamente la componente fundamental de corriente. El esquema funcional se muestra en la Figura 1.17.

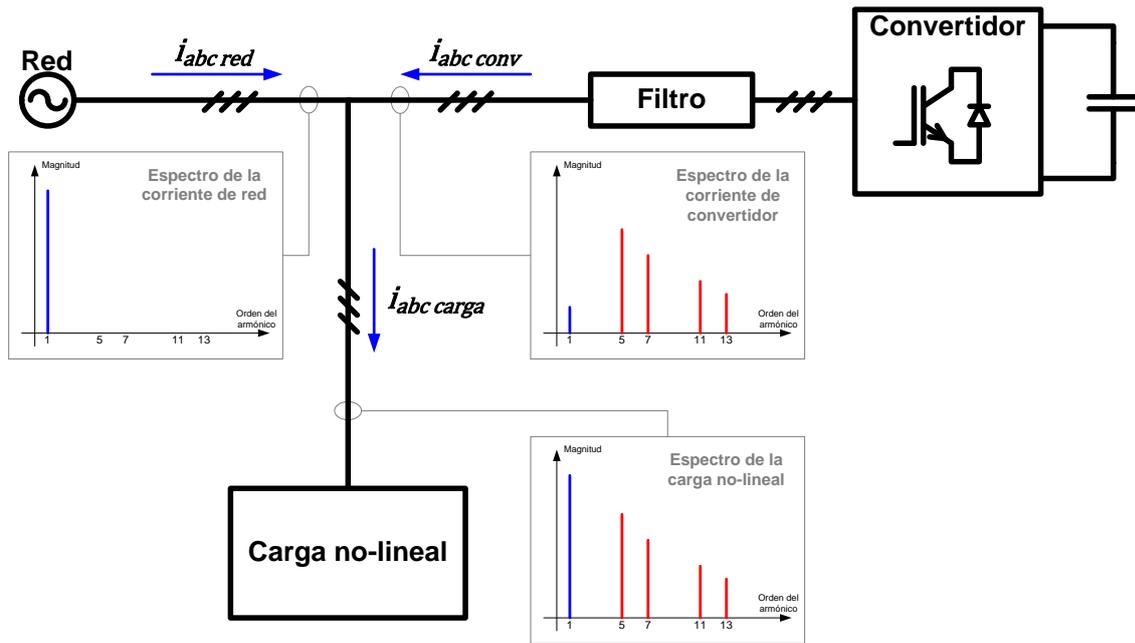


Figura 1.17. Esquema de funcionamiento de un filtro activo de armónicos.

En esta funcionalidad, el control mide las corrientes consumidas por la carga no lineal para poder captar los armónicos y utilizar como referencias aquellas componentes armónicas que se quieren eliminar [37-42]. De esta manera, el convertidor idealmente genera sólo las componentes frecuenciales de corriente a eliminar. De todas formas, tal como se ha reflejado en la Figura 1.17, las corrientes de convertidor tendrán una pequeña cantidad de armónico fundamental necesario para compensar las pérdidas producidas en el convertidor y así poder mantener controlada la tensión del bus DC. Adicionalmente a la funcionalidad de filtro activo se le puede añadir la compensación de potencia reactiva propia de los STATCOM. Debido a esta acción, la corriente de frecuencia fundamental generada por el compensador paralelo sería mayor que la mostrada en la Figura 1.17. Un ejemplo del funcionamiento de un filtro activo se puede contemplar en la Figura 1.18 en donde se aprecian las corrientes de red ($i_{abc\ red}$) con y sin filtrado activo.

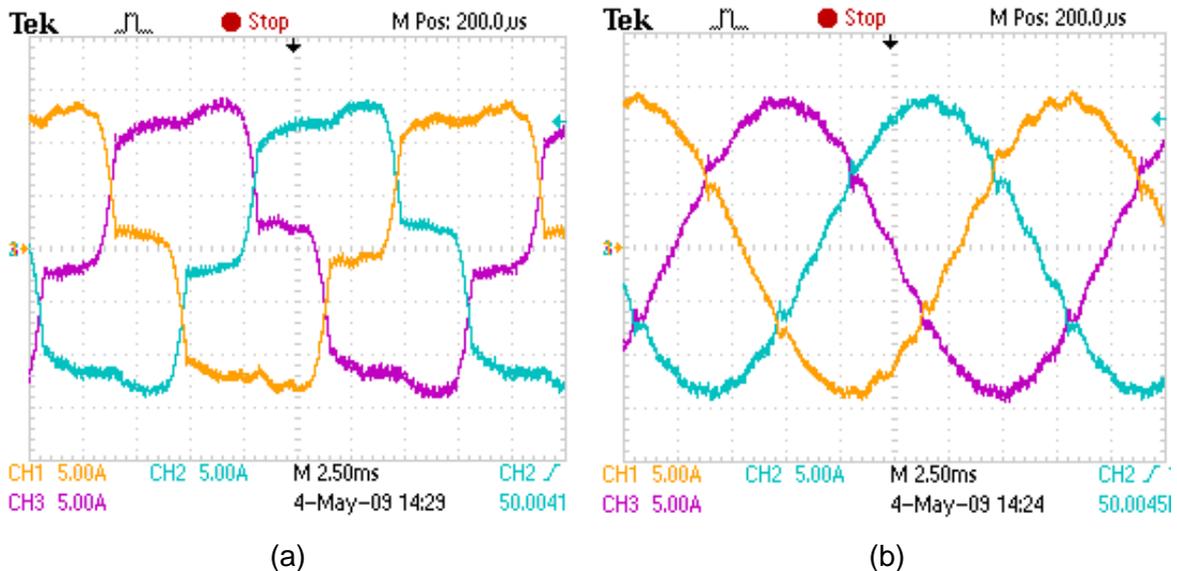


Figura 1.18. Corrientes de red ($I_{abc\ red}$). (a) Sin filtro activo, (b) con filtro activo eliminando 5^o, 7^o, 11^o y 13^o armónicos.

En este ejemplo el filtro activo está diseñado para eliminar los cuatro primeros armónicos, es decir, los de 5^o, 7^o, 11^o y 13^o orden. Se aprecia claramente que las corrientes se vuelven mucho más sinusoidales ya que los armónicos se compensan en el punto de conexión común con las corrientes generadas por el convertidor.

Cabe destacar que todas las funcionalidades mencionadas anteriormente se podrían combinar según las necesidades de cada aplicación. De esa manera se conseguiría implementar más de una funcionalidad con un solo convertidor conectado a red.

Por último, dada la multitud de aplicaciones del compensador paralelo de reactiva, cabe recordar que en la presente tesis se hará la siguiente distinción: se denominará **funcionalidad STATCOM** al funcionamiento con consigna de potencia reactiva y **funcionalidad grid balancer** a la tarea de compensar las corrientes desequilibradas generadas por una carga.

1.5. Límites del convertidor

Los convertidores conectados a red tienen multitud de aplicaciones tal como se ha podido comprobar en el apartado anterior. Además, muchas de esas aplicaciones requieren el funcionamiento del convertidor ante condiciones de red alejadas de las ideales, como pueden ser desequilibrios, armónicos, etc... Esto significa que el convertidor puede enfrentarse a la necesidad de generar tensiones y corrientes desequilibradas. La Figura 1.19 muestra un ejemplo del escenario mencionado en donde se muestran las

componentes fundamentales de las tres tensiones y corrientes de convertidor junto con sus respectivos límites.

Tensiones y corrientes de convertidor

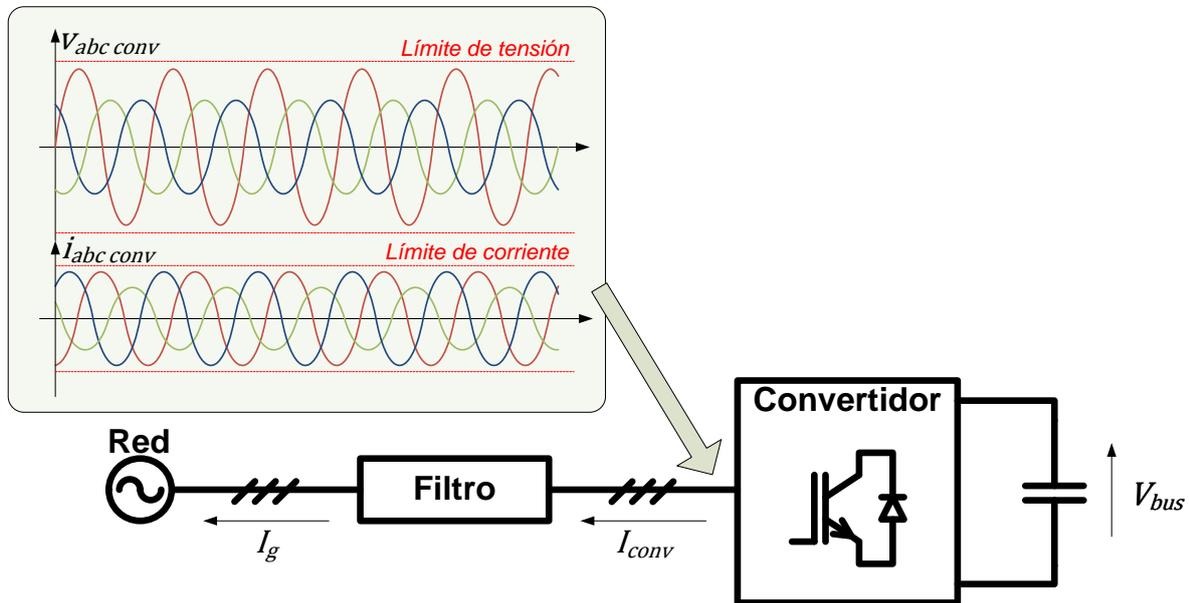


Figura 1.19. Tensiones y corrientes desequilibradas en el lado AC de un convertidor conectado a red.

Este intercambio de tensiones y corrientes desequilibradas puede provocar problemas en el convertidor si no se tienen en cuenta a la hora de controlarlo. Estos problemas pueden ser desde sobrecorrientes o sobretensiones inesperadas hasta oscilaciones en la tensión del bus DC. Esto se debe a que cada fase de tensión y corriente de convertidor puede alcanzar un valor de pico diferente ante desequilibrios de la tensión de red. El límite de corriente de un convertidor suele estar fijado normalmente por el límite de corriente de los semiconductores que lo componen. Superar el límite de corriente de forma continuada generará calentamientos excesivos en dichos semiconductores pudiendo llegar a destruirlos. De todas formas, el exceso de corriente no sólo afectará a los semiconductores, ya que todos los elementos que son atravesados por dicha corriente también sufrirán incrementos de temperatura. Para poder eludir estos problemas se incluyen normalmente en el control del convertidor diferentes algoritmos que aseguran que las corrientes no superarán su valor máximo permitido. Existen diferentes algoritmos para llevar a cabo esta función. Algunas soluciones plantean saturar directamente el fasor de las referencias de corriente pudiendo distorsionar dichas corrientes en situaciones desequilibradas. Para evitar estos problemas algunos autores plantean soluciones reduciendo el fasor de corriente y asegurando la generación de corrientes senoidales [43]. Estas soluciones en cambio no aseguran el cumplimiento de los criterios utilizados al

calcular las referencias de corriente ya que la reducción de las referencias se hace a posteriori y sin respetar los criterios iniciales. Soluciones más interesantes se centran en desarrollar algoritmos que permiten reducir las referencias de corriente, manteniendo los criterios utilizados a la hora de calcular dichas referencias, para asegurar que no se supera el límite máximo de corriente [44-47]. Todas las propuestas anteriores sin embargo, se centran en limitar el fasor de corriente en vez de supervisar el valor de cada fase de corriente. Por lo tanto, las propuestas más interesantes serán aquellas que respetando el criterio utilizado a la hora de generar las referencias de corriente, sean capaces de limitar el funcionamiento del convertidor evitando que ninguna de las corrientes de fase supere máximo valor permitido [10, 48-52].

En cuanto a la tensión de salida del convertidor también existen soluciones que evitan que el modulador intente sintetizar una tensión que no le va a ser posible generar. Esta tensión máxima sintetizable suele estar impuesta por el tipo de modulación y la topología del propio convertidor. Las estrategias de limitación propuestas en este campo son más sencillas que para la corriente. Algunas soluciones plantean limitar directamente las referencias de tensión, reduciendo la amplitud del fasor de tensión, al igual que con la corriente [43]. Otros autores en cambio proponen actuar sobre la modulación cuando el control solicita una tensión mayor a la máxima tensión sintetizable, minimizando los problemas de armónicos generados por la sobremodulación [53, 54]. Cabe destacar que en el caso de la tensión no existen propuestas para limitar el funcionamiento del sistema manteniendo el criterio utilizado para la generación de las referencias de corriente. Tampoco existen soluciones que supervisen cada fase de tensión individualmente.

Por último es importante recalcar que no se han encontrado en la literatura algoritmos que observen la evolución de las oscilaciones de la tensión del bus DC para poder limitar el funcionamiento del convertidor si en algún momento dichas oscilaciones alcanzan valores peligrosos.

Por lo tanto, las tres variables mencionadas, corrientes de convertidor, tensiones de convertidor y oscilaciones de la tensión de bus, deberían ser tenidas en cuenta para asegurar el buen funcionamiento y la integridad del convertidor. Además los algoritmos de limitación deberían ser capaces de mantener las estrategias de control utilizadas a la hora de generar las referencias de corriente.

Los efectos mencionados por superar los límites de tensión, corriente y oscilaciones de bus sobre el control y la integridad del convertidor se analizarán en profundidad en el

capítulo 2.4 de esta tesis. Por otro lado, las diferentes propuestas citadas para limitar el funcionamiento del sistema se expondrán en detalle en el capítulo 3.1 de esta tesis.

1.6. *Objetivos de la tesis*

Considerando análisis realizado en los apartados anteriores se plantean los siguientes objetivos para la presente tesis:

- Modelar analíticamente el sistema completo de una manera genérica considerando el convertidor, el filtro de armónicos y la red eléctrica. Las ecuaciones obtenidas deberán ser capaces de contemplar el funcionamiento con tensiones y corrientes desequilibradas.
- Analizar diferentes estrategias de control de compensadores paralelo de reactiva. Dichas estrategias de control se basarán en las ecuaciones obtenidas en la fase anterior y posibilitarán el cumplimiento de diferentes objetivos de control.
- Análisis del comportamiento del convertidor por trabajar con tensiones y corrientes desequilibradas. Deducir cuáles son las variables críticas del sistema y los efectos por superar los límites de cada una de ellas.
- Desarrollar algoritmos de limitación para la protección de todas las variables eléctricas críticas del convertidor.

1.7. *Estructura del documento*

El presente documento de tesis se divide en seis capítulos analizando en cada uno de ellos los siguientes aspectos.

- **Capítulo 1:** en el primer capítulo se realiza una introducción a los convertidores conectados a red en general y al compensador paralelo de reactiva en particular.
- **Capítulo 2:** se realiza un análisis del sistema completo considerando la red, el filtro de armónicos y el convertidor. Se estudian diferentes técnicas de control y sincronización a red. Finalmente se identifican las variables críticas del convertidor y se exponen las consecuencias de superar sus respectivos límites.

- **Capítulo 3:** se estudian las diferentes técnicas de limitación existentes en la literatura científica analizando las características y deficiencias de cada una de ellas. se desarrollarán dos nuevos algoritmos de limitación que supervisen todas las variables críticas del convertidor.
- **Capítulo 4:** se realiza un resumen de las normativas de conexión a red de instalaciones de generación basadas en convertidores electrónicos. Se realiza especial hincapié en las exigencias ante huecos de tensión.
- **Capítulo 5:** se demuestra el correcto funcionamiento de los nuevos algoritmos de limitación desarrollados en esta tesis. Estos resultados se obtienen tanto en simulación como en una plataforma de laboratorio contemplando diferentes funcionalidades del compensador paralelo de reactiva.
- **Capítulo 6:** se plantean las conclusiones finales junto con las aportaciones científicas realizadas durante el transcurso de esta tesis. Finalmente, en base a los resultados obtenidos en la presente tesis, se plantean diferentes líneas futuras para seguir avanzando en el campo abordado.

Capítulo 2

Descripción del convertidor conectado a red

En el presente capítulo se describirán las diferentes partes que conforman un convertidor conectado a la red eléctrica. Mediante este convertidor se pretenden analizar las funcionalidades anteriormente descritas como STATCOM, compensación de desequilibrios, filtrado activo,...

Por una parte se analizarán los elementos físicos presentes en este tipo de sistemas mostrando sus principales características. Seguidamente se estudiarán diferentes estrategias de control que se pueden aplicar para conseguir diferentes objetivos utilizando para ello diversas herramientas matemáticas. Finalmente se demostrará la existencia de límites para varias variables en el convertidor cuyo sobrepasamiento podría generar problemas de funcionamiento o incluso la destrucción del propio sistema. Ello justificará la necesidad de desarrollar algoritmos de limitación para asegurar ante cualquier condición de red el cumplimiento de las estrategias de control implementadas sin poner en peligro la integridad del sistema.

2.1. Descripción del sistema

Todos los estudios realizados en esta tesis se basan en un esquema de potencia genérico como el de la Figura 2.1, el cual se divide en diferentes partes físicas que se estudiarán a lo largo de este capítulo. Por una parte se tiene la red eléctrica, por otra parte el elemento principal de este estudio, el convertidor y por último, y conectando los dos elementos anteriores entre sí, el filtro de armónicos.

Además de los elementos físicos mencionados, el sistema constará además de un control y una modulación que se encargarán de generar las tensiones de convertidor adecuadas para conseguir diferentes objetivos.

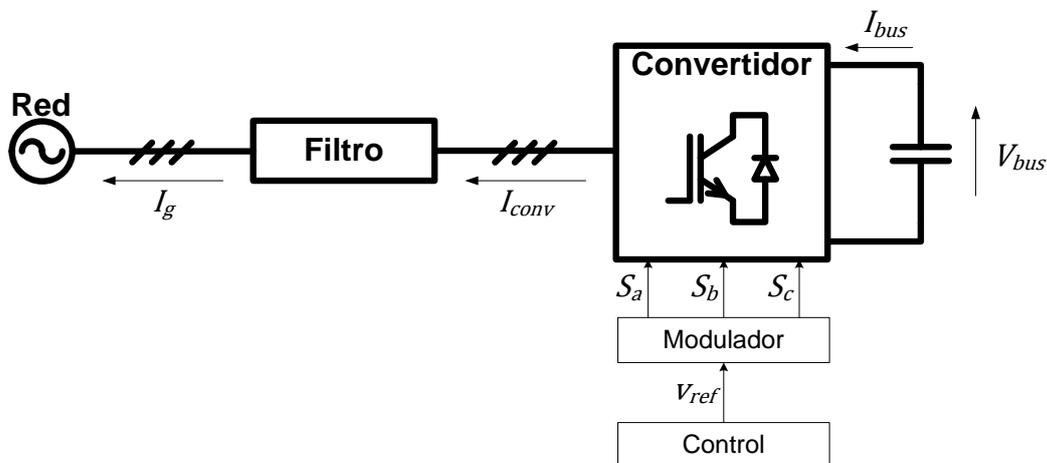


Figura 2.1. Esquema general de instalación del convertidor conectado a red.

El filtro por su parte, puede estar compuesto por diferentes componentes pasivos dependiendo de su topología y por ello se elaborará un estudio genérico basado en el análisis frecuencial, obteniendo las funciones de transferencia que representen las relaciones entre todas las variables presentes en dicho filtro.

2.1.1. Convertidor

La topología de convertidor utilizada para las simulaciones y pruebas experimentales durante el desarrollo de esta tesis es la clásica bi-nivel cuyo esquema se contempla en la Figura 2.2.

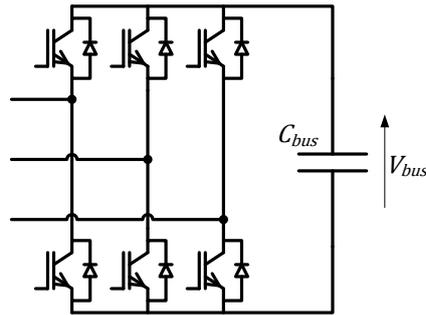


Figura 2.2. Esquema de un convertidor bi-nivel.

Estos convertidores disponen de una capacidad en el lado de continua cuya tensión (V_{bus}) se regulará mediante el control mientras que el lado de alterna se conecta a la red eléctrica trifásica mediante el filtro de armónicos.

Cabe destacar que durante el desarrollo de esta tesis se han utilizado dos convertidores bi-nivel diferentes. Los dos utilizan como semiconductores IGBTs pero presentan diferentes características de tensión y corriente. Para el estudio teórico, validado mediante simulación se ha hecho uso de un convertidor del fabricante Ingeteam (Tabla 2.1 (a)), mientras que para realizar la validación experimental se ha hecho uso de un convertidor a escala reducida cuyas características se muestran en la Tabla 2.1 (b).

Tabla 2.1. Características de los convertidores utilizados. (a) en ensayos experimentales, (b) en simulación.

Variable	Valor nominal
Fabricante	INGETEAM
Semiconductor	IGBT
V_{bus}	1100V
$I_n (RMS)$	1040A
$V_{LL}(RMS)$	690V
$f_{switching}$	2.5 kHz

(a)

Variable	Valor nominal
Fabricante	SEMIKRON
Semiconductor	IGBT
V_{bus}	700V
$I_n (RMS)$	250A
$V_{LL}(RMS)$	400V
$f_{switching}$	5 kHz

(b)

Más adelante, en el capítulo 5 donde se muestran los resultados tanto experimentales como de simulación, se darán más datos de los convertidores utilizados en cada caso.

2.1.2. Filtro de armónicos

En este capítulo se estudia el filtro de armónicos cuya conexión en el sistema se muestra en la Figura 2.1. Se analiza su respuesta frecuencial y cómo influye en la limitación de corriente a causa de la caída de tensión que genera. Con el objeto de conocer la relación existente entre las tensiones a las que se somete el filtro y las corrientes que se establecen por el mismo, se realiza un análisis basado en aplicar la transformada de Laplace. De esta manera, se transforman al dominio en 's' las impedancias equivalentes

del filtro, las tensiones y corrientes, resultando la función de transferencia matricial que modela el sistema.

$$\begin{bmatrix} I_{conv}(s) \\ I_g(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{11}(s) & G_{12}(s) \\ G_{21}(s) & G_{22}(s) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{conv}(s) \\ V_g(s) \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Donde V_{conv} y V_g corresponden a las fases abc de las tensiones lado convertidor y lado red del filtro respectivamente.

En la Figura 2.3 se muestran los esquemas de los dos filtros analizados y utilizados en la presente tesis, concretamente un filtro L y un filtro LCL.

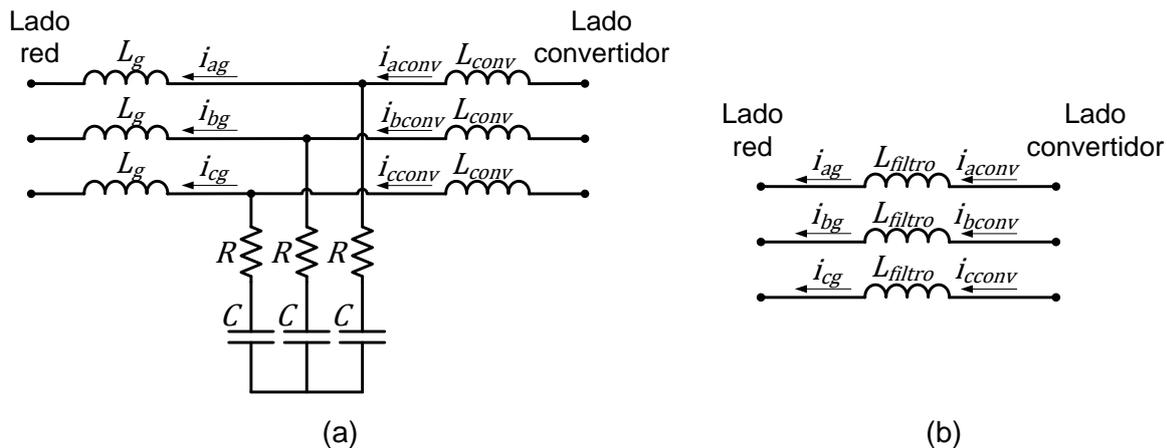


Figura 2.3. Esquemas eléctricos de los filtros de armónicos. (a) Filtro LCL, (b) Filtro L.

Cabe destacar que las inductancias de los filtros suelen presentar una resistencia parásita que ha sido despreciada. De todas formas, si se quisiera considerar dichas resistencias el análisis realizado sería completamente válido teniendo que adecuar únicamente las expresiones matemáticas incluyendo los términos parásitos. Por otro lado, las resistencias (R) que se introducen en serie con los condensadores no son parásitas, si no que se conectan para conseguir un efecto de amortiguamiento en las corrientes.

Por último, para la obtención de las funciones de transferencia de la ecuación (2.1), se simplifican los sistemas reduciendo los circuitos trifásicos a circuitos equivalentes monofásicos. En este aspecto hay que tener en cuenta que dependiendo de la conexión trifásica de los condensadores, el valor equivalente monofásico de su capacidad varía según la relación descrita mediante la ecuación (2.2).

$$C = C_Y = 3C_{\Delta} \quad (2.2)$$

Nótese además que esta reducción a un circuito monofásico implica que todos los parámetros del filtro (L_g, L_{filtro}, \dots) se consideran exactamente iguales en las tres fases. En la Figura 2.4 se muestran los esquemas equivalentes monofásicos de los dos filtros utilizados, en donde el convertidor se modela mediante una fuente de tensión variable.

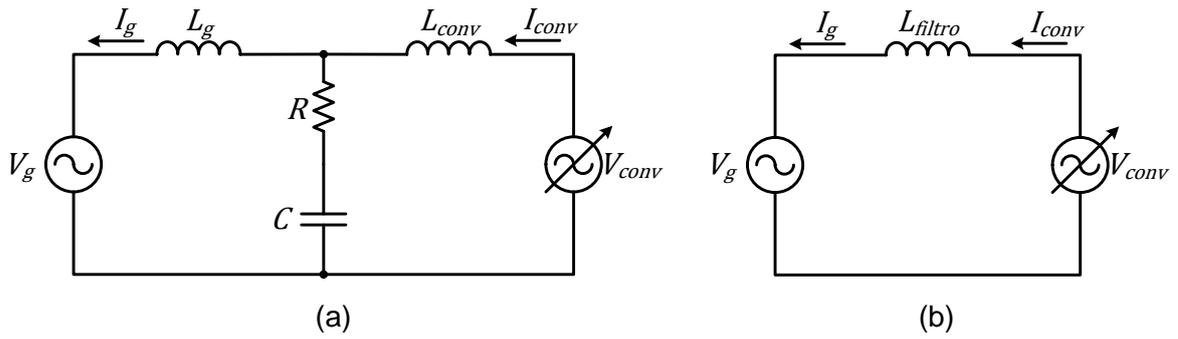


Figura 2.4. Esquemas equivalentes monofásicos de los filtros de armónicos. (a) Filtro LCL, (b) Filtro L.

Cada variable de la Figura 2.4 se define en la Tabla 2.2:

Tabla 2.2. Definición de cada variable de la función de transferencia

Variable	Descripción
V_{conv}	Tensión pico de fase lado convertidor [V]
I_{conv}	Corriente pico de fase lado convertidor [A]
V_g	Tensión pico de fase lado red [V]
I_g	Corriente pico de fase lado red [A]
Filtro LCL	
L_g	Inductancia del lado red [H]
L_{conv}	Inductancia del lado convertidor [H]
C	Capacidad del condensador [F]
Filtro L	
L_{filtro}	Inductancia de filtro [H]

2.1.2.1. Funciones de transferencia del filtro LCL

En este apartado se procederá al análisis del filtro LCL. Para ello se muestran a continuación las funciones de transferencia que relacionan las tensiones y corrientes del filtro mostradas en la Figura 2.4 (a).

Tabla 2.3. Funciones de transferencia de un filtro LCL.

Nombre	Relación	Función de transferencia
$G_{11}(s)$	$\frac{I_{conv}(s)}{V_{conv}(s)}$	$\frac{L_g C s^2 + RCs + 1}{L_{conv} L_g C s^3 + RC(L_{conv} + L_g) s^2 + (L_{conv} + L_g) s}$
$G_{12}(s)$	$\frac{I_{conv}(s)}{V_g(s)}$	$\frac{-(RCs + 1)}{L_{conv} L_g C s^3 + RC(L_{conv} + L_g) s^2 + (L_{conv} + L_g) s}$
$G_{21}(s)$	$\frac{I_g(s)}{V_{conv}(s)}$	$\frac{RCs + 1}{L_{conv} L_g C s^3 + RC(L_{conv} + L_g) s^2 + (L_{conv} + L_g) s}$
$G_{22}(s)$	$\frac{I_g(s)}{V_g(s)}$	$\frac{-(L_{conv} C s^2 + RCs + 1)}{L_{conv} L_g C s^3 + RC(L_{conv} + L_g) s^2 + (L_{conv} + L_g) s}$

En primer lugar, se aprecia que el sistema presenta un denominador común de tercer orden. Si se calculan las raíces del denominador, es decir, los polos del sistema, es posible obtener la frecuencia de resonancia generada por la presencia del filtro. En el caso analizado, despreciando el valor de la resistencia de amortiguamiento R , la expresión simplificada de la frecuencia de resonancia es la siguiente:

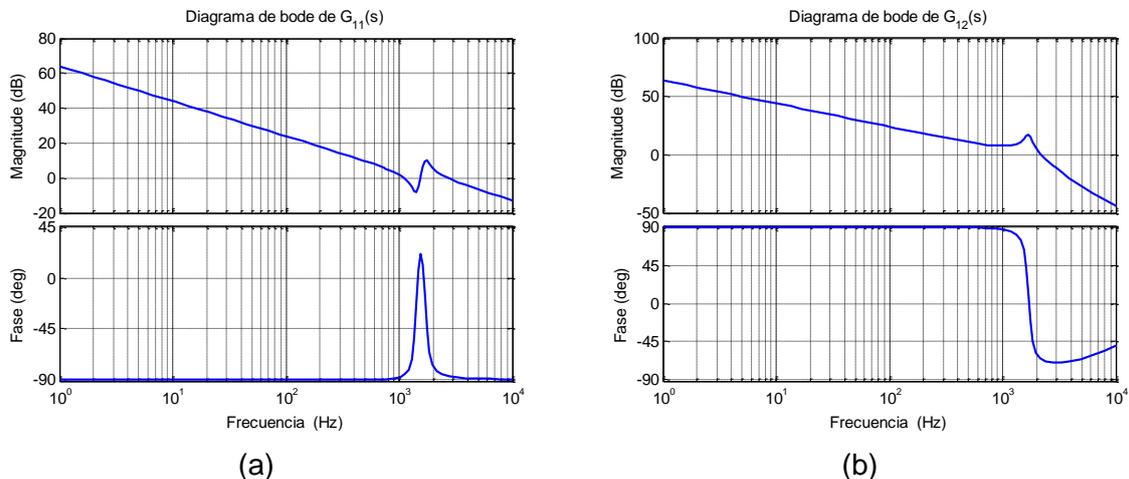
$$f_{resonancia} \approx \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{(L_{conv} + L_g)}{L_{conv}L_gC}} \quad (2.3)$$

Los valores de los diferentes componentes del filtro utilizados para el desarrollo de esta tesis se muestran en la Tabla 2.4. Dichos parámetros de filtro son los utilizados por el fabricante del convertidor simulado y mostrado en la Tabla 2.1 (a).

Tabla 2.4. Valores de los diferentes elementos del filtro LCL.

Variable	Valor
L_g	30 μ H
L_{conv}	70 μ H
$C=3C_{\Delta}$	420 μ F
R	30m Ω

Sustituyendo los valores de la Tabla 2.4 en la ecuación (2.3) se obtiene el valor exacto de la frecuencia de resonancia del filtro analizado, la cual se encuentra situada a 1.6947kHz. En segundo lugar, se pretende analizar la respuesta frecuencial de cada una de las cuatro funciones de transferencia que modelan el sistema. Este análisis se realizará dibujando para cada caso el diagrama de Bode hasta una frecuencia de 10kHz. En la Figura 2.5 se muestran los diagramas de Bode de las funciones de transferencia de la Tabla 2.3.



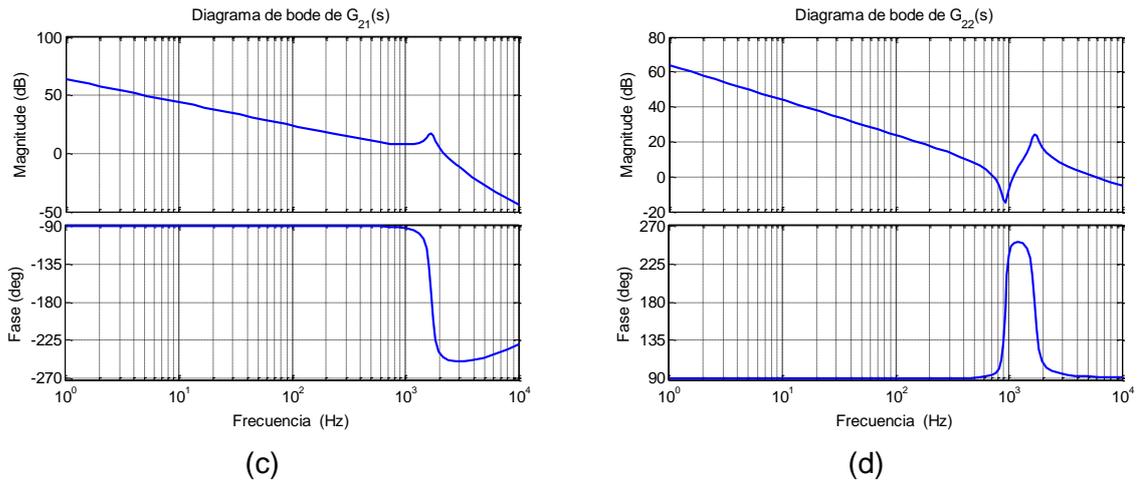


Figura 2.5. Diagramas de Bode de las funciones de transferencia del filtro LCL. (a) Función de transferencia de $G_{11}(s)$, (b) Función de transferencia de $G_{12}(s)$, (c) Función de transferencia de $G_{21}(s)$, (d) Función de transferencia de $G_{22}(s)$.

Se aprecia en los diagramas de Bode de la Figura 2.5 la presencia de la resonancia calculada mediante la ecuación (2.3) y con los datos de la Tabla 2.4.

2.1.2.2. Funciones de transferencia del filtro L.

Al igual que en el apartado anterior se realizará un análisis del segundo filtro utilizado, el filtro L. En la Tabla 2.5 se muestran las funciones de transferencia que relacionan las tensiones y corrientes presentes en el filtro, tal como se aprecia en la Figura 2.4 (b).

Tabla 2.5. Funciones de transferencia de un filtro L

Nombre	Relación	Función de transferencia
$G_{11}(s)$	$\frac{I_{conv}(s)}{V_{conv}(s)}$	$\frac{1}{L_{filtro}s}$
$G_{12}(s)$	$\frac{I_{conv}(s)}{V_g(s)}$	$-\frac{1}{L_{filtro}s}$
$G_{21}(s)$	$\frac{I_g(s)}{V_{conv}(s)}$	$\frac{1}{L_{filtro}s}$
$G_{22}(s)$	$\frac{I_g(s)}{V_g(s)}$	$-\frac{1}{L_{filtro}s}$

En este caso hay que destacar la ausencia de resonancias al tratarse de un sistema de primer orden. Cabe destacar que las corrientes lado convertidor (I_{conv}) y lado red (I_g) son iguales y por tanto, las funciones de transferencia que relacionan las dos corrientes son iguales para cada tensión.

El valor utilizado para la inductancia del filtro se muestra en la Tabla 2.6. El valor de esta inductancia corresponde al filtro del convertidor utilizado para las pruebas experimentales cuyas características se resumen en la Tabla 2.1(b).

Tabla 2.6. Valor de la inductancia para el filtro L.

Variable	Valor
L_{filtro}	17mH

Al igual que en el caso anterior se muestran en la Figura 2.6 las cuatro funciones de transferencia. En este caso las cuatro serán iguales en cuanto a la magnitud diferenciándose únicamente en la fase.

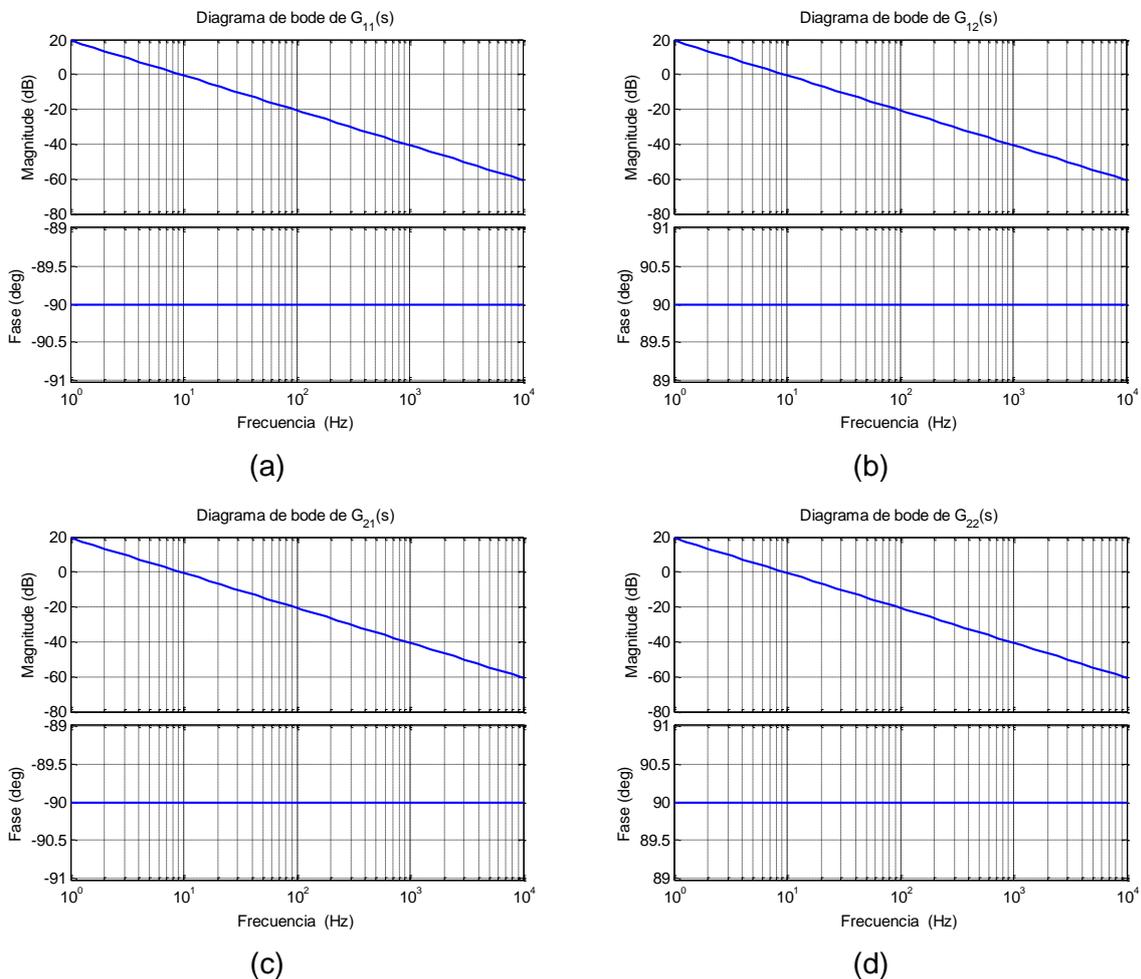


Figura 2.6. Diagramas de Bode de las funciones de transferencia del filtro L. (a) Función de transferencia de $G_{11}(s)$, (b) Función de transferencia de $G_{12}(s)$, (c) Función de transferencia de $G_{21}(s)$, (d) Función de transferencia de $G_{22}(s)$.

Tal como se ha mencionado anteriormente, y demostrado mediante los diagramas de Bode, el filtro L no presenta ninguna resonancia.

2.2. La red eléctrica perturbada

La red eléctrica trifásica ideal consta de tres señales senoidales, de igual amplitud y desfasadas entre sí 120° . La Figura 2.7 muestra un ejemplo de una red ideal.

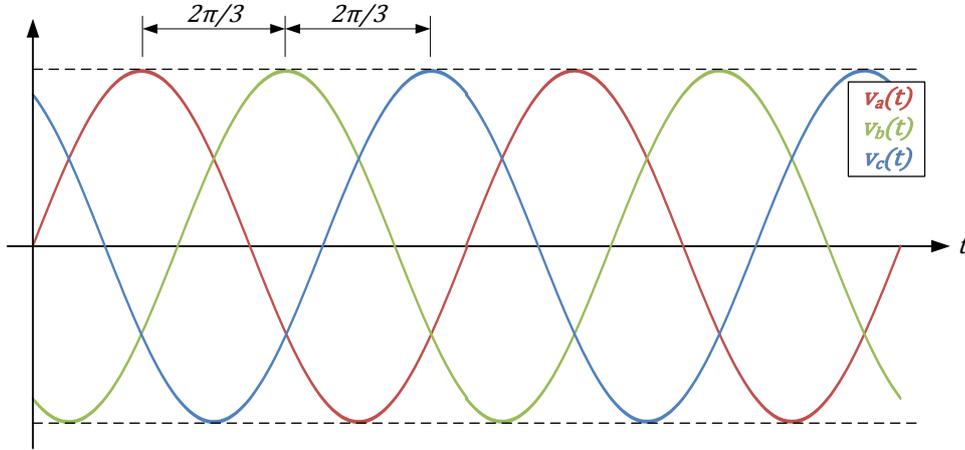


Figura 2.7. Sistema trifásico de tensiones en una red eléctrica ideal.

Este sistema trifásico se puede representar mediante las ecuaciones genéricas (2.4)-(2.6).

$$v_a(t) = \hat{V}_a \sin(\omega_g t) \quad (2.4)$$

$$v_b(t) = \hat{V}_b \sin(\omega_g t + \theta_b) \quad (2.5)$$

$$v_c(t) = \hat{V}_c \sin(\omega_g t + \theta_c) \quad (2.6)$$

Siendo:

$$\omega_g = 2\pi f_g \quad (2.7)$$

Donde f_g es la frecuencia de la tensión de la red.

En un sistema equilibrado ideal, tal como se ha comentado previamente, se cumple la particularidad de que las tres amplitudes son iguales entre sí e iguales a la tensión nominal de la red (V_{gNOM}):

$$\hat{V}_a = \hat{V}_b = \hat{V}_c = V_{gNOM} \quad (2.8)$$

Los desfases de las fases b y c con respecto a la fase a también son iguales en amplitud:

$$-\theta_b = \theta_c = 2\pi/3 \quad (2.9)$$

Y la frecuencia de las tensiones corresponde a la frecuencia nominal de la red (f_{gNOM}):

$$f_g = f_{gNOM} \quad (2.10)$$

Por consiguiente, la calidad de la tensión de una red estará fijada por el grado de cumplimiento de las relaciones definidas en las ecuaciones (2.8)-(2.10). De esta manera las perturbaciones que puede sufrir la tensión eléctrica se pueden resumir en variaciones

de amplitud, variaciones de frecuencia, existencia de armónicos y desequilibrios entre fases. Todas estas perturbaciones se cuantifican y se limitan en la norma UNE-EN-50160 [27].

2.2.1. Análisis mediante fasores espaciales

La teoría de los fasores espaciales [55] plantea poder representar un sistema polifásico mediante un único vector cuya amplitud y posición angular varían en función de las características propias del sistema y del tiempo. Para el caso de un sistema trifásico, el cálculo del fasor espacial se define mediante la ecuación (2.11).

$$\vec{x}(t) = \frac{2}{3}(x_a(t) + \vec{a}x_b(t) + \vec{a}^2x_c(t)) \quad (2.11)$$

$$\vec{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (2.12)$$

Siendo $x_a(t)$, $x_b(t)$ y $x_c(t)$ los valores instantáneos de cada fase del sistema trifásico. Para el caso particular de un sistema trifásico equilibrado, el cálculo del fasor espacial en cada instante y durante un periodo de red daría como resultado el trazado que se muestra en la Figura 2.8.

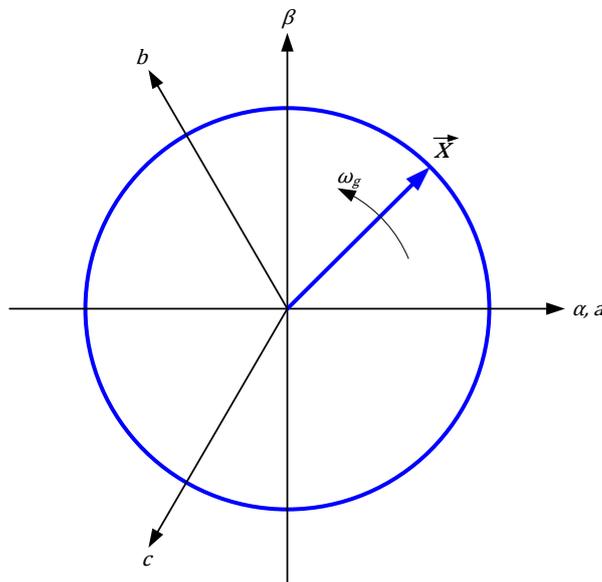


Figura 2.8. Trazado del fasor espacial para un sistema equilibrado.

Se aprecia en la Figura 2.8 que la forma que traza el fasor espacial durante un periodo de red es un círculo. Esto se debe a que la amplitud de dicho fasor, además de su velocidad de giro (ω_g), se mantiene constante en todo momento.

2.2.2. Variaciones equilibradas de amplitud

Una variación equilibrada se da cuando las tres amplitudes se amplifican o se reducen en la misma proporción cumpliendo la relación definida por la ecuación (2.13).

$$\hat{V}_a = \hat{V}_b = \hat{V}_c \neq V_{gNOM} \quad (2.13)$$

Las variaciones equilibradas de amplitud de tensión que pueden surgir en una red eléctrica suelen ser debidas normalmente a conexiones y desconexiones de cargas de gran consumo [20, 21]. La representación de estas variaciones mediante fasores espaciales es sencilla, aplicando la ecuación (2.11), en donde lo único que varía con respecto a la Figura 2.8 es el diámetro del círculo.

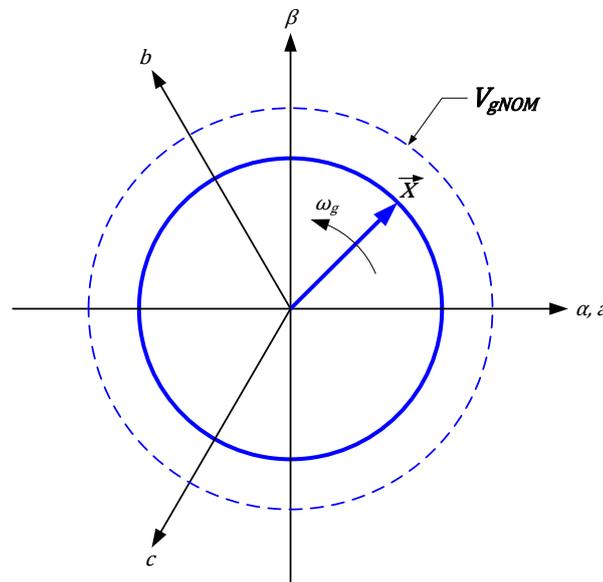


Figura 2.9. Fasor espacial de una variación equilibrada de las amplitudes de tensión.

En la Figura 2.9 se aprecia el ejemplo de una bajada de tensión equilibrada, siendo el diámetro del círculo trazado por el fasor menor que el círculo correspondiente a la amplitud nominal. Dependiendo del grado de variación y el tiempo de duración, estas perturbaciones tendrán una consideración diferente [27] tal como se puede apreciar en la Figura 2.10 [56].

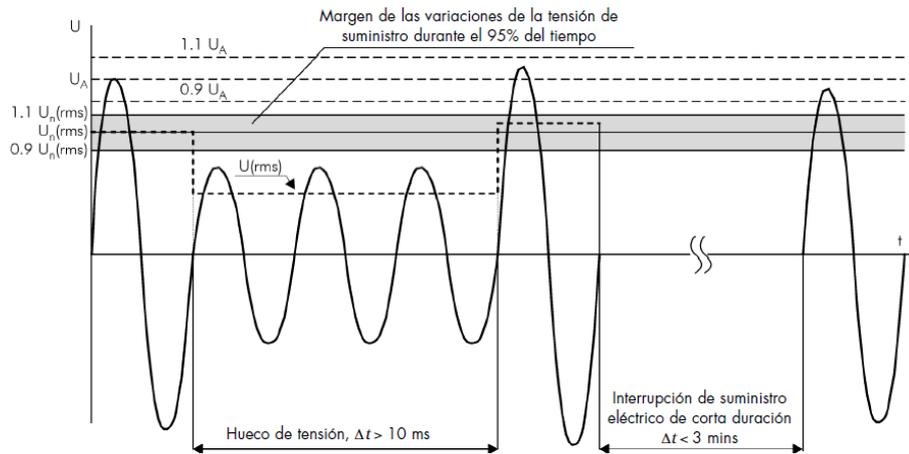


Figura 2.10. Clasificación de las variaciones de tensión según su profundidad y duración [56].

En donde U_n es la tensión nominal, U_A la amplitud de la tensión y U el valor eficaz de la tensión.

2.2.3. Variaciones de frecuencia

Las variaciones de frecuencia en una red eléctrica ocurren normalmente cuando la generación y el consumo no están equilibrados, bajando la frecuencia si el consumo es mayor y subiendo si es menor [57]. En estos casos se cumple la condición mostrada en la ecuación (2.14).

$$f_g \neq f_{gNOM} \quad (2.14)$$

En este caso, la representación mediante fasores espaciales dará como resultado un círculo igual al mostrado en la Figura 2.8 con la única diferencia de que la velocidad de giro de dicho fasor será diferente a la nominal.

También en el caso de la frecuencia, las variaciones se cuantifican y se limitan en la norma UNE-EN-50160 [27] en donde se establecen los límites de la Tabla 2.7 para todos los niveles de tensión.

Tabla 2.7. Variaciones de frecuencia aceptables durante el régimen permanente.

Duración	Función de transferencia
Durante el 99.5% de un año	49.5Hz – 50.5Hz
Durante el 100% del tiempo	47Hz – 52Hz

2.2.4. Armónicos de tensión

Los armónicos de tensión son componentes que se suman a las señales ideales de la Figura 2.7 y presentan una frecuencia múltiplo a la frecuencia fundamental de la red eléctrica (f_g). Los armónicos de tensión se generan principalmente por el consumo de corrientes armónicas por parte de cargas no lineales y a causa de las caídas de tensión que se generan en las impedancias de red a esas frecuencias. Las expresiones matemáticas para definir las tensiones de red ante la presencia de componentes armónicas se definen en las ecuaciones (2.15)-(2.17).

$$v_a(t) = \hat{V}_a \sin(\omega_g t) + \sum_{h=2}^{\infty} \hat{V}_{ah} \sin(h\omega_g t + \theta_{ah}) \quad (2.15)$$

$$v_b(t) = \hat{V}_b \sin(\omega_g t + \theta_b) + \sum_{h=2}^{\infty} \hat{V}_{bh} \sin(h\omega_g t + \theta_{bh}) \quad (2.16)$$

$$v_c(t) = \hat{V}_c \sin(\omega_g t + \theta_c) + \sum_{h=2}^{\infty} \hat{V}_{ch} \sin(h\omega_g t + \theta_{ch}) \quad (2.17)$$

En la Figura 2.11 se muestra un sistema trifásico de tensiones donde se aprecia la presencia de un armónico de 5º orden con una amplitud del 30% de la fundamental. Cabe destacar que se ha escogido una amplitud tan considerable para poder apreciar mejor los efectos de los armónicos sobre los fasores espaciales.

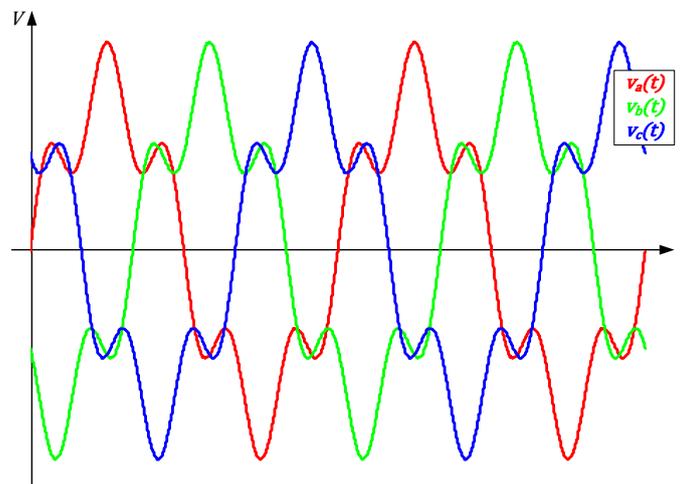


Figura 2.11. Sistema trifásico de tensiones con presencia de un armónico de 5º orden.

Ante la presencia de armónicos, la representación del sistema mediante un único fasor espacial se complica, ya que éste deja de trazar un círculo y por lo tanto su velocidad de giro, así como su amplitud dejan de ser constantes. Este hecho se puede apreciar en la Figura 2.12, en donde se muestra el trazado del fasor espacial del sistema de la Figura 2.11.

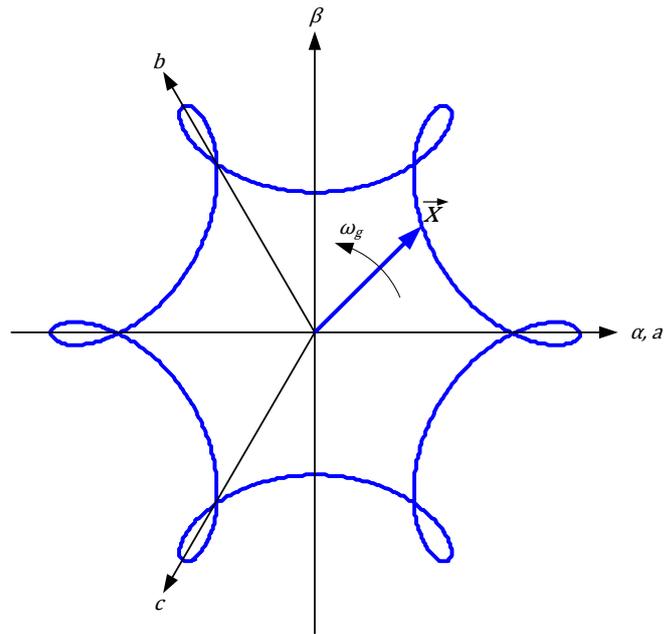


Figura 2.12. Fasor espacial de un sistema trifásico compuesto por la fundamental y un armónico de 5º orden.

2.2.5. Desequilibrios de tensión

Los desequilibrios de tensión se dan cuando no se cumplen las condiciones de las ecuaciones (2.8) y (2.9), es decir, cuando las amplitudes de las tres fases no son iguales entre sí y/o los desfases tampoco. Existen diferentes razones por las cuales la red eléctrica se desequilibra pero generalmente se producen por faltas a causa de fenómenos tanto atmosféricos como naturales. En [58] se realiza una clasificación de los desequilibrios más comunes analizando las características de cada una de ellas.

Para poder analizar matemáticamente dichos desequilibrios, en 1918 Charles L. Fortescue publicó su teoría de las componentes simétricas [59] con la cual, cualquier sistema polifásico (n fases) desequilibrado se podía representar mediante n sistemas equilibrados. Esta descomposición se representa en la Figura 2.13 para el caso particular de un sistema trifásico.

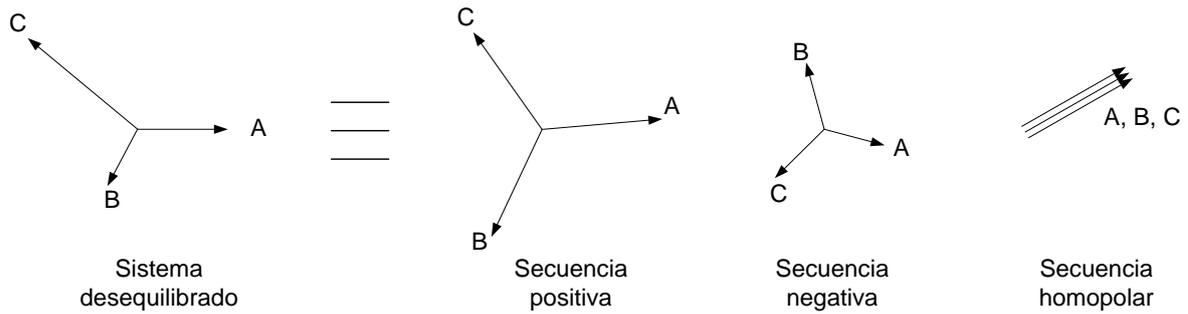


Figura 2.13. Descomposición de un sistema trifásico desequilibrado en sus componentes simétricas.

De esta manera y tal como se aprecia en la Figura 2.13, un sistema trifásico desequilibrado se puede representar mediante tres sistemas trifásicos equilibrados denominados secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia homopolar. Merece especial atención el hecho de que la secuencia positiva tiene la misma secuencia que el sistema original, en el ejemplo de la Figura 2.13, *abc*. En cambio la secuencia negativa suele tener una secuencia inversa a la secuencia del sistema original, en el caso de la Figura 2.13, *acb*.

Cabe destacar además que este método no es un método temporal y el análisis se hace usando fasores temporales representando únicamente regímenes estacionarios de los sistemas analizados. De esta manera, es suficiente con calcular la amplitud y fase de una de las fases de cada secuencia ya que al tratarse de sistemas equilibrados, las demás fases tendrán la misma amplitud y estarán desfasados 120° .

$$\begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^+ \\ V_a^- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} V_a & V_b & V_c \\ V_a & aV_b & a^2V_c \\ V_a & a^2V_b & aV_c \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Siendo $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$; V_a , V_b y V_c los fasores temporales del sistema desequilibrado; y V_a^0 , V_a^+ y V_a^- los fasores temporales de las fases *a* de las secuencias homopolar, positiva y negativa respectivamente.

Basándose en esta teoría en 1937, Waldo V. Lyon planteó las expresiones matemáticas para obtener los valores instantáneos de las secuencias homopolar, positiva y negativa a partir de los valores instantáneos del sistema desequilibrado [60].

$$\begin{bmatrix} v_a^0(t) \\ v_b^0(t) \\ v_c^0(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

$$\begin{bmatrix} v_a^+(t) \\ v_b^+(t) \\ v_c^+(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ a^2 & 1 & a \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

$$\begin{bmatrix} v_a^-(t) \\ v_b^-(t) \\ v_c^-(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ a & 1 & a^2 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Siendo a en este caso un desfase temporal equivalente a 120° .

Con las nuevas transformadas mostradas en las ecuaciones (2.19)-(2.21) es posible descomponer el sistema desequilibrado en tres sistemas equilibrados.

Centrando la atención en la secuencia positiva y secuencia negativa, se podrían representar cada una de ellas mediante un fasor espacial calculado aplicando la expresión (2.11) a las componentes abc de las matrices (2.20) y (2.21). Cada uno de ellos traza un círculo perfecto al representar sistemas equilibrados, tal como se ha mostrado en la Figura 2.8. Finalmente, la suma de los dos fasores espaciales da como resultado el fasor espacial total, realizando éste una trayectoria elíptica tal como se muestra en la Figura 2.14.

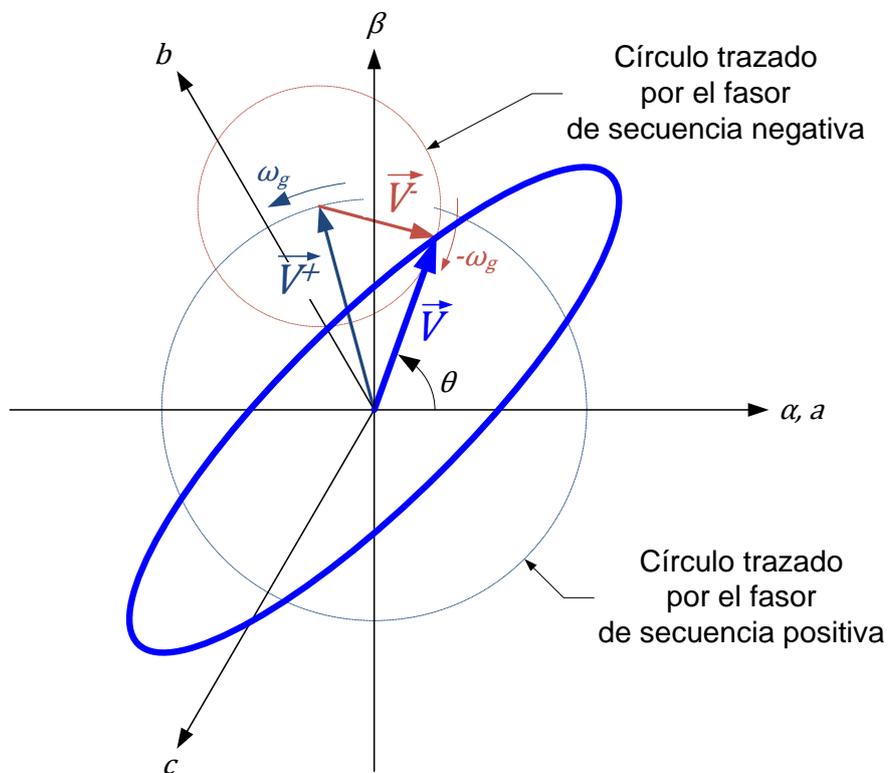


Figura 2.14. Trayectoria del fasor de tensión en un sistema desequilibrado.

Cabe destacar que los fasores de secuencia positiva y negativa de la Figura 2.14 giran a la misma velocidad (ω_g) pero en sentido opuesto debido a sus secuencias inversas tal como se ha mostrado en la Figura 2.13.

Por lo tanto, el fasor total se puede representar matemáticamente como la suma de dos fasores que giran en sentido opuesto.

$$\vec{V}_g = \hat{V}_g^+ e^{j\omega_g t} + \hat{V}_g^- e^{-j\omega_g t} \quad (2.22)$$

Siendo \hat{V}_g^+ y \hat{V}_g^- las amplitudes de los fasores de secuencia positiva y negativa respectivamente.

$$\hat{V}_g^+ = |\vec{V}_g^+| \quad (2.23)$$

$$\hat{V}_g^- = |\vec{V}_g^-| \quad (2.24)$$

Desarrollando la ecuación (2.22) y calculando la amplitud del fasor se obtiene la expresión de la ecuación (2.25).

$$|\vec{V}_g| = \sqrt{(\hat{V}_g^+)^2 + (\hat{V}_g^-)^2 + 2\hat{V}_g^+ \hat{V}_g^- \cos(2\omega_g t)} \quad (2.25)$$

La ecuación (2.25) viene a corroborar matemáticamente lo que se apreciaba gráficamente en la Figura 2.14, es decir, que la amplitud del fasor presenta una oscilación al doble de la frecuencia de red con dos máximos y dos mínimos en un periodo de red.

Por otro lado si se desarrolla la ecuación (2.22) para calcular el ángulo del fasor se obtiene la expresión de la ecuación (2.26).

$$\theta = \arctan \left[\frac{(\hat{V}_g^+) - (\hat{V}_g^-) (1 - \cos(2\omega_g t))}{(\hat{V}_g^+) + (\hat{V}_g^-) \sin(2\omega_g t)} \right] \quad (2.26)$$

También en este caso se aprecia una oscilación al doble de la frecuencia de la red.

El hecho de que tanto la amplitud como el ángulo del fasor sean oscilantes dificultará la sincronización del control con la red, tal como se verá en el siguiente apartado de esta tesis.

2.3. Control del convertidor

Existen diversas formas de controlar convertidores conectados a red. Se analizarán a continuación algunos de los métodos más comunes en los cuales las variables controladas son la corriente y la potencia.

2.3.1. Medida de tensión y corriente

Una de las primeras tareas a la hora de controlar un convertidor es decidir la posición concreta de los sensores tanto de tensión como de corriente. Especialmente al trabajar con filtros LCL, se da la circunstancia de que tanto la tensión como la corriente son diferentes a ambos lados del filtro, tal como se aprecia en la Figura 2.4. Por lo tanto, existen diferentes opciones para localizar la medida de la tensión y corriente tal como se analiza en [10]. En la presente tesis, se ha decidido medir las tensiones y corrientes en el lado red del filtro tal como se aprecia en la Figura 2.15. Este punto corresponde al lado de baja del transformador utilizado para la conexión del convertidor a red. Esto significa que no se han tenido en cuenta ni la inductancia de fugas del transformador ni la inductancia equivalente de red.

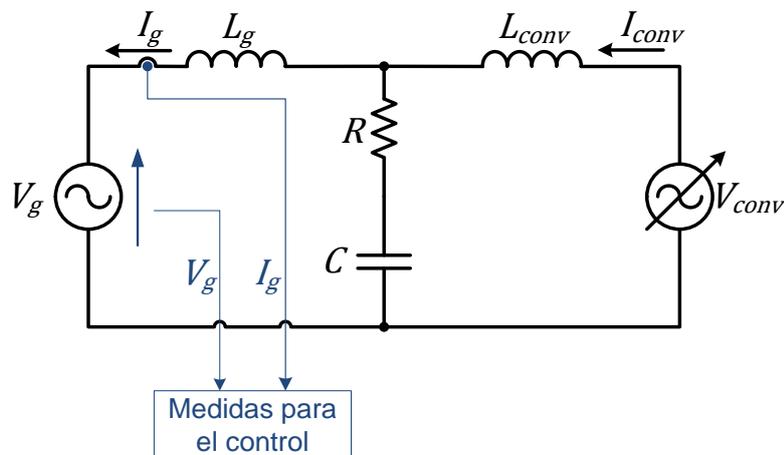


Figura 2.15. Localización de los sensores de tensión y corriente.

Con las medidas localizadas en este punto se consigue que tanto las corrientes como las potencias controladas coincidan con las corrientes y potencias que se inyectan a la red. En el caso de un filtro LCL además, los controles trabajarán con una corriente de menos rizado que la del lado del convertidor. Además este hecho hará que todos los métodos propuestos en esta tesis sean válidos para diferentes filtros, ya que la posición de la medida será independiente a la topología del filtro utilizado. De este modo, las expresiones que se plantearán en los siguientes apartados harán referencia a las potencias en el punto de conexión a red.

2.3.2. Control de corriente

La literatura recoge múltiples estrategias para el control de la corriente inyectada a la red eléctrica. Una de las formas de controlar la corriente se basa en ejes naturales abc , controlando las corrientes individualmente sin ninguna transformación. En la Figura 2.16 se muestra el esquema genérico del control de las corrientes en ejes naturales abc .

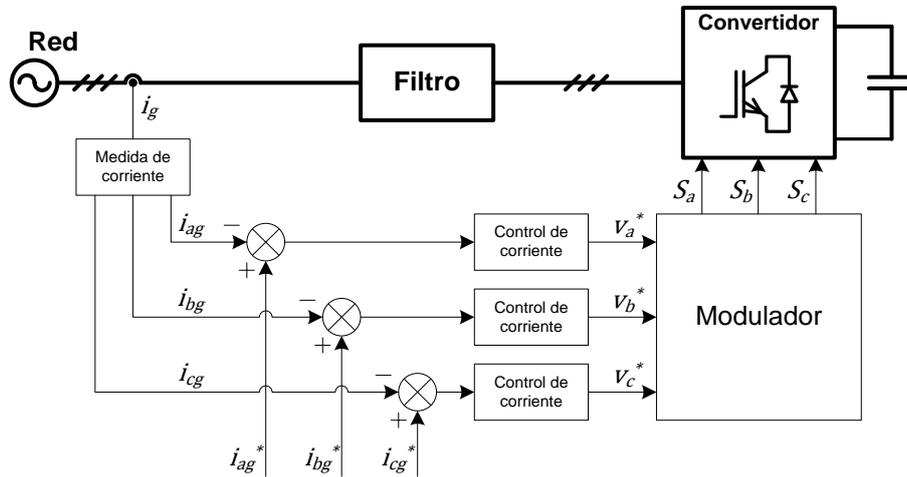


Figura 2.16. Control de corriente en ejes naturales abc .

Para poder llevar a cabo el control de la corriente en abc , se utilizan normalmente controles no lineales como el control por histéresis o controladores dead-beat [2, 61, 62]. Al ser senoidales las variables a controlar también se pueden utilizar reguladores resonantes como en [63, 64].

Por otra parte se tienen los controles vectoriales de corriente tanto en sistemas de referencia estacionarios como síncronos. En estos casos en vez de controlar directamente las tres fases de la corriente, el control se centra en obtener un fasor concreto de corriente. En ambos casos se consigue desacoplar la corriente en dos componentes en cuadratura, lo que facilita el control independiente de la potencia activa y la reactiva.

2.3.2.1. Control en un sistema de referencia estacionario. Ejes α - β .

Cuando se controla la corriente en un sistema de referencia estacionario, el primer paso es calcular las proyecciones de todas las variables sobre ese sistema de referencia mediante el uso de la transformada de Clarke [65].

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

En donde se cumple:

$$\vec{X} = x_\alpha + jx_\beta \quad (2.28)$$

Sin embargo, las componentes obtenidas mediante esta transformada siguen siendo senoidales y por lo tanto las técnicas de control que se usan son las mismas que se usaban en el sistema de referencia natural *abc*. En este caso los reguladores más utilizados son los resonantes, controlando cada componente por separado mediante un regulador resonante [66, 67]. El regulador resonante, también conocido por sus siglas en inglés SOGI (Second Order Generalized Integrator), responde a la función de transferencia de la ecuación (2.29):

$$C(s) = K_I \frac{\omega_{res} s}{s^2 + \omega_{res}^2} \quad (2.29)$$

En donde la frecuencia de resonancia se ajusta mediante ω_{res} . El diagrama de bode de este tipo de reguladores se muestra en la Figura 2.17.

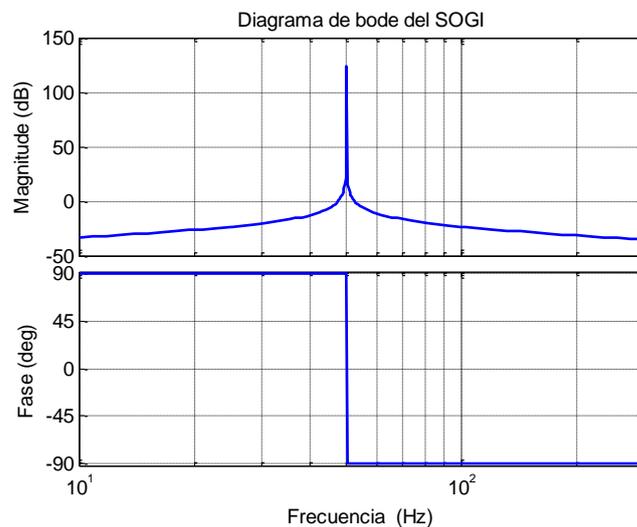


Figura 2.17. Diagrama de bode de un SOGI con $K_I = 0.1$ y $\omega_{res} = 2\pi 50 \text{ rad/s}$.

La Figura 2.17 muestra claramente la principal ventaja de este tipo de reguladores, y es que muestran una ganancia infinita a la frecuencia de resonancia (ω_{res}) rechazando las demás frecuencias. Esto permite filtrar componentes frecuenciales diferentes a la componente regulada como por ejemplo armónicos de alta frecuencia generados por la propia conmutación. Además del rechazo a otras frecuencias, el regulador no presenta ningún desfase en la frecuencia controlada. Los problemas de este tipo de reguladores surgen cuando varía la frecuencia de las señales de control, es decir, cuando varía la frecuencia de la tensión de red ya que la frecuencia de resonancia (ω_{res}) está fijada a la frecuencia de la red (ω_g) [67]. Se sabe que según la norma UNE 50160 [27] la frecuencia de red puede variar en el 99.5% de un año entre un $\pm 1\%$ de la frecuencia nominal, es

decir, en el caso de una red de 50Hz, entre 49.5Hz y 50.5Hz. En la Figura 2.18 se muestra la variación de la respuesta frecuencial del regulador dentro del rango de variación de frecuencia contemplado en la norma.

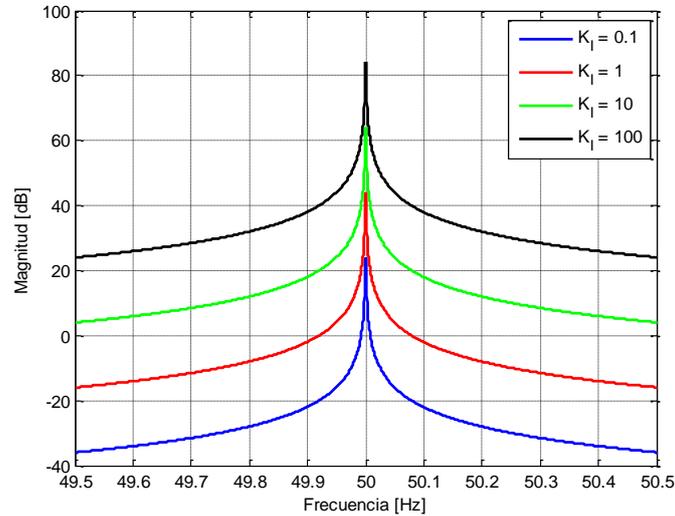


Figura 2.18. Diagrama de Bode del regulador resonante con diferentes ganancias.

Se aprecia que la respuesta del regulador puede sufrir variaciones considerables llegando incluso a atenuar la propia señal de control con algunos valores de la ganancia K_I . Para solventar este problema se necesita que la frecuencia de resonancia no sea una constante y que varíe en la misma medida que la frecuencia de la red eléctrica a la cual está conectado el sistema. Esto implica que se tenga que usar algún sistema de sincronización para poder detectar en todo momento la frecuencia exacta de las tensiones de la red. Algunas soluciones se basan en incluir un sincronizador de lazo cerrado de fase, como por ejemplo una PLL, para actualizar en todo momento la frecuencia utilizada en los controladores resonantes [68].

Por otro lado, debido a la gran selectividad frecuencial que presentan estos reguladores, es destacable su aplicación en el filtrado activo. Para ello se colocan en paralelo tantos reguladores como armónicos que se quieran controlar [38, 39, 41, 64, 68, 69].

Por último cabe destacar que al ser un control vectorial, el control en ejes alfa-beta permite el control independiente de la secuencia positiva y negativa de las corrientes. Esto requerirá de un sistema de sincronización capaz de separar ambas secuencias adecuadamente. En el capítulo 2.3.4 del presente documento se analizarán diversas formas de sincronización y extracción de secuencias.

2.3.2.2. Control en un sistema de referencia giratorio. Ejes d-q.

Esta filosofía de control se basa en generar un sistema de referencia sincronizado con el fasor de tensión de red. Esto hace que las componentes de tensión, y por consiguiente, las componentes de corriente sean valores constantes, tal como se puede ver en la Figura 2.19.

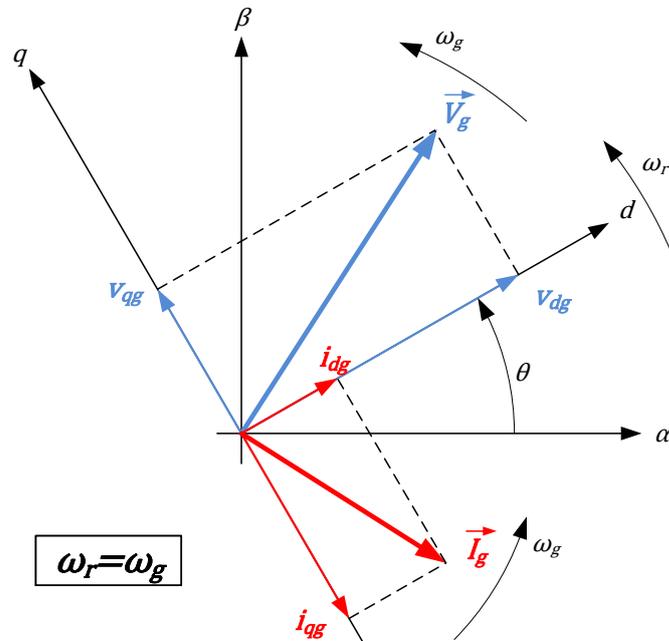


Figura 2.19. Proyecciones de la tensión y corriente en un sistema de referencia giratorio.

La condición de que las velocidades angulares del fasor de tensión (ω_g) y del sistema de referencia (ω_r) sean iguales lo asegurará el sistema de sincronización utilizado. En este tipo de control, el uso de un sistema de sincronización será inevitable, el cual garantizará que todas las variables de control sean constantes. Una vez sincronizada la velocidad de giro del sistema de referencia con el fasor de tensión, se obtienen todas las proyecciones de todas las variables de control sobre el sistema de referencia giratorio. Estas componentes se calculan aplicando la transformada de Park [70] mostrada en la ecuación (2.30) la cual transforma cualquier variable en ejes abc a ejes d - q .

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Donde se cumple:

$$\vec{X} = x_d + jx_q \quad (2.31)$$

De esta manera, y al ser todas las componentes constantes, los reguladores más utilizados son los PIs convencionales. Además, al igual que en el caso del sistema de

referencia estacionario, se pueden controlar independientemente tanto la secuencia positiva como la secuencia negativa de la corriente permitiendo una mejor gestión de las potencias ante redes desequilibradas. Este control, también conocido como control dual (DVCC) [12] se basa en dos sistemas de referencia síncronos que giran en sentido opuesto. Así se consigue que las componentes de las secuencias positiva y negativa se proyecten en sus respectivos sistemas de referencias como componentes constantes. El diagrama fasorial de esta filosofía de control se muestra en la Figura 2.20.

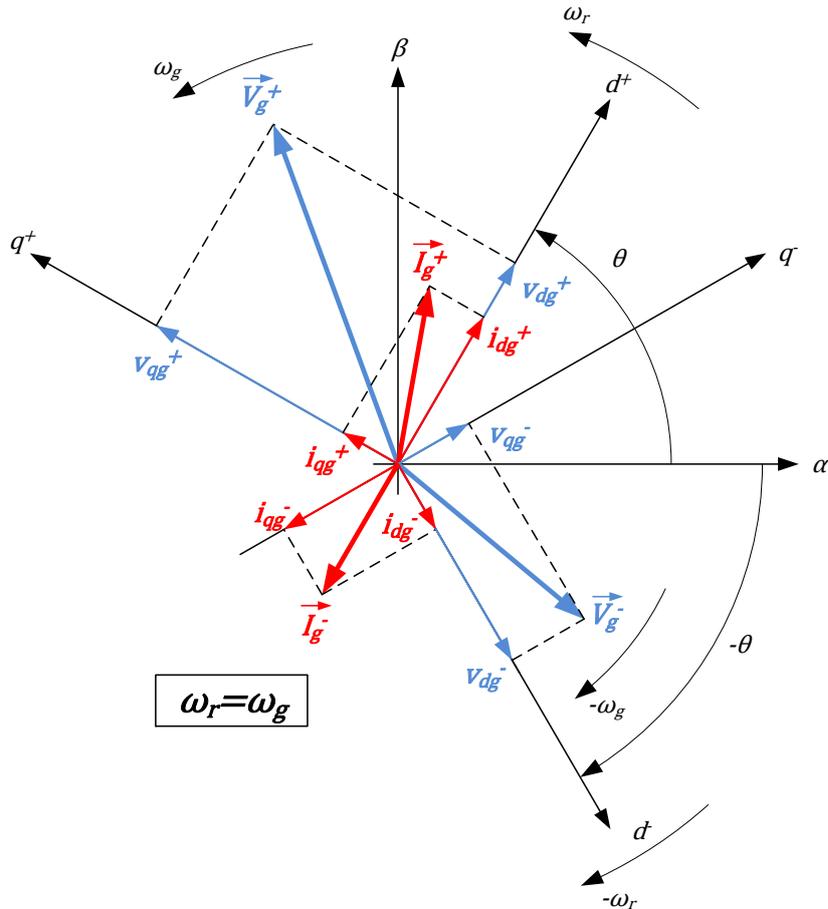


Figura 2.20. Doble sistema de referencia síncrono para el control dual.

Al existir dos componentes por cada secuencia, y al ser éstas constantes, el control se realiza mediante cuatro controladores de tipo Proporcional-Integral. El diagrama de bloques de esta filosofía aplicada a un convertidor conectado a red se muestra en la Figura 2.21. Al existir cuatro reguladores, obviamente se necesitan cuatro consignas de corriente, dos para la secuencia positiva y otras dos para la secuencia negativa. Estas consignas de corriente se generan de forma diferente dependiendo de la estrategia utilizada para el control de las potencias. En el apartado 2.3.3 se estudiará cada

estrategia de control junto con su análisis matemático para la generación de las consignas de corriente.

Por último cabe destacar que dentro de los bloques de transformación entre componentes de diferentes sistemas de referencia (abc , $\alpha\beta$, dq) se encuentran las expresiones mostradas en las ecuaciones (2.27), (2.30) y sus inversas.

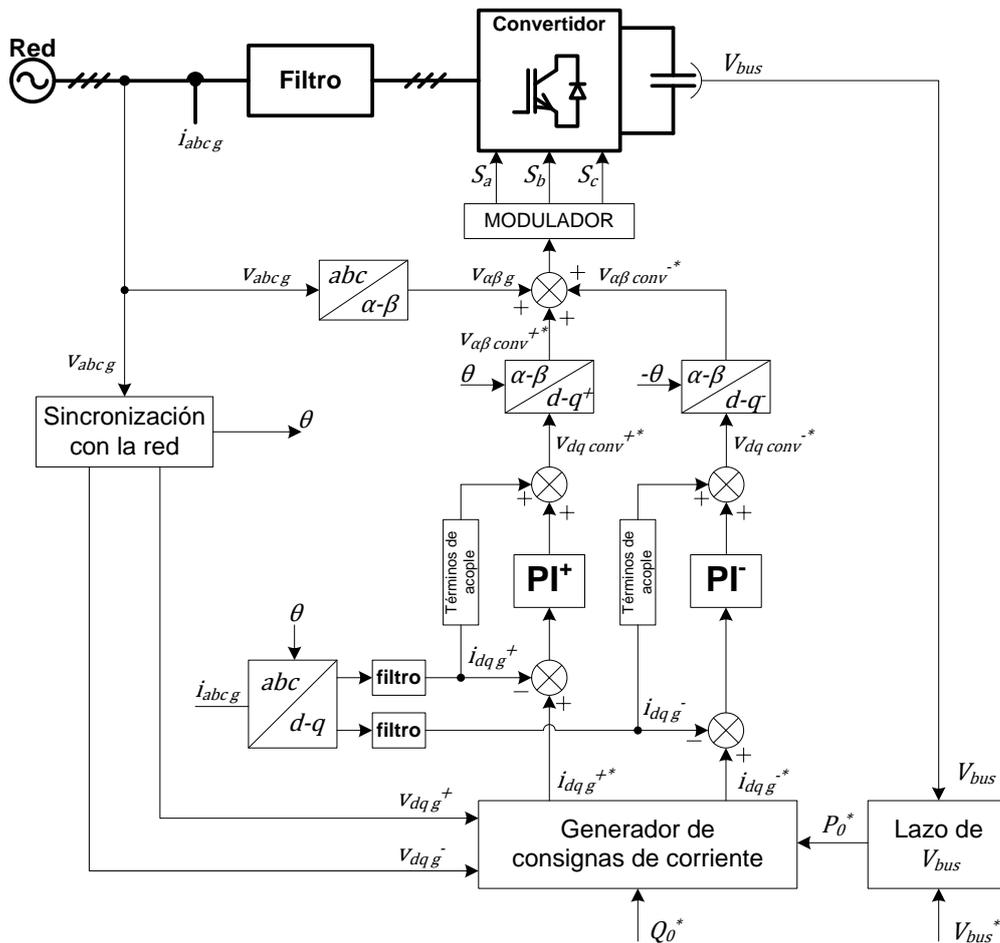


Figura 2.21. Diagrama de bloques de un convertidor conectado a red con control dual.

En la Figura 2.22 se muestran los controladores para ambas secuencias, los cuales están compuestos por un PI y los términos de acople entre la secuencia positiva y la negativa. Estos términos de acople dependerán en cada caso de la topología del filtro de armónicos utilizado y se calcularán más adelante para los dos filtros utilizados en este trabajo.

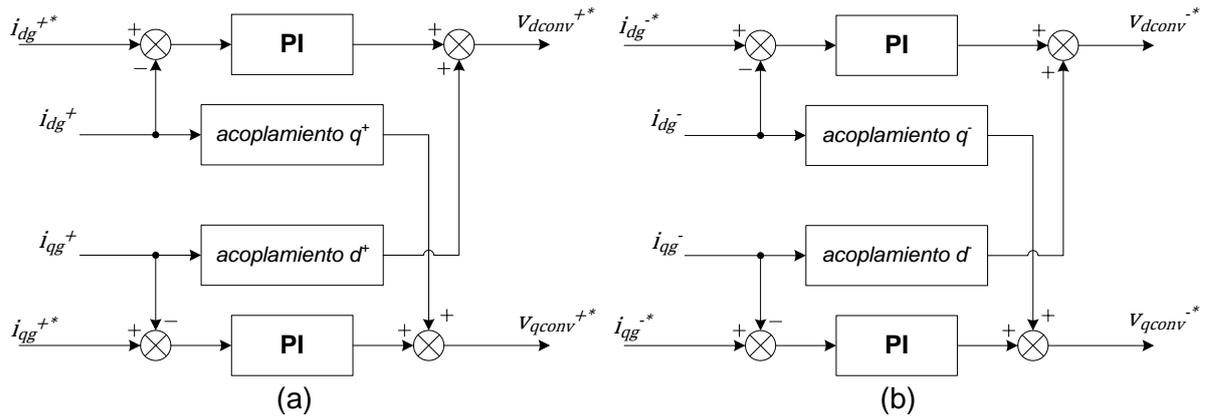


Figura 2.22. Lazos de control de corriente. (a) secuencia positiva, (b) secuencia negativa.

Por último, a las tensiones de referencia obtenidas a la salida de los reguladores de corriente se les suma la propia tensión de red, tal como se aprecia en la Figura 2.21 para poder mejorar la respuesta dinámica del control. Finalmente esta referencia de tensión se traslada al modulador para generar las órdenes de disparo correspondientes.

Términos de acople

Los términos de acople de la Figura 2.22 se calculan planteando las ecuaciones diferenciales que modelan el sistema para cada caso. Los circuitos equivalentes monofásicos de los dos filtros utilizados en esta tesis se contemplan en la Figura 2.4. Partiendo de ellos se pueden plantear las ecuaciones de Kirchhoff para las tensiones en cada circuito. Para el caso del filtro L, la expresión matemática queda de la siguiente manera:

$$\vec{V}_{conv} = \vec{V}_g + \vec{V}_{L\text{filtro}} \quad (2.32)$$

Partiendo de la ecuación (2.32) y desarrollando las expresiones para las componentes d - q de cada secuencia se obtienen las siguientes expresiones para la secuencia positiva.

$$v_{dconv}^+ = v_{dg}^+ + L_{\text{filtro}} \frac{di_{dg}^+}{dt} - \overbrace{L_{\text{filtro}} \omega_g i_{qg}^+}^{\text{acoplamiento } d^+} \quad (2.33)$$

$$v_{qconv}^+ = v_{qg}^+ + L_{\text{filtro}} \frac{di_{qg}^+}{dt} + \overbrace{L_{\text{filtro}} \omega_g i_{dg}^+}^{\text{acoplamiento } q^+} \quad (2.34)$$

Siguiendo el mismo procedimiento para la secuencia negativa:

$$v_{dconv}^- = v_{dg}^- + L_{filtro} \frac{di_{dg}^-}{dt} + \overbrace{L_{filtro} \omega_g i_{qg}^-}^{\text{acoplamiento } d^-} \quad (2.35)$$

$$v_{qconv}^- = v_{qg}^- + L_{filtro} \frac{di_{qg}^-}{dt} - \overbrace{L_{filtro} \omega_g i_{dg}^-}^{\text{acoplamiento } q^-} \quad (2.36)$$

Por otro lado, la expresión matemática para las tensiones en un filtro LCL se define:

$$\vec{V}_{conv} = \vec{V}_g + \vec{V}_{Lg} + \vec{V}_{Lconv} \quad (2.37)$$

Partiendo de la ecuación (2.37) e igual que en el caso anterior, desarrollando las expresiones para los ejes d - q , se obtiene:

$$v_{dconv}^+ = v_{dg}^+ + L_g \frac{di_{dg}^+}{dt} + L_{conv} \frac{di_{dconv}^+}{dt} - \overbrace{L_g \omega_g i_{qg}^+ - L_{conv} \omega_g i_{qconv}^+}^{\text{acoplamiento } d^+} \quad (2.38)$$

$$v_{qconv}^+ = v_{qg}^+ + L_g \frac{di_{qg}^+}{dt} + L_{conv} \frac{di_{qconv}^+}{dt} + \overbrace{L_g \omega_g i_{dg}^+ + L_{conv} \omega_g i_{dconv}^+}^{\text{acoplamiento } q^+} \quad (2.39)$$

Haciendo lo mismo para la secuencia negativa:

$$v_{dconv}^- = v_{dg}^- + L_g \frac{di_{dg}^-}{dt} + L_{conv} \frac{di_{dconv}^-}{dt} + \overbrace{L_g \omega_g i_{qg}^- + L_{conv} \omega_g i_{qconv}^-}^{\text{acoplamiento } d^-} \quad (2.40)$$

$$v_{qconv}^- = v_{qg}^- + L_g \frac{di_{qg}^-}{dt} + L_{conv} \frac{di_{qconv}^-}{dt} - \overbrace{L_g \omega_g i_{dg}^- - L_{conv} \omega_g i_{dconv}^-}^{\text{acoplamiento } q^-} \quad (2.41)$$

En un caso ideal, para poder cancelar correctamente los términos de acople con un filtro LCL, se necesitarían las medidas de la corriente de red y la corriente de convertidor dado que intervienen ambas corrientes en los términos calculados. Asumiendo que las dos corrientes son parecidas se realizará la siguiente aproximación para implementar los términos de acople en el control, tanto en el caso donde se controla la corriente de red como en el caso donde se controla la corriente de convertidor:

$$\begin{aligned} \text{acoplamiento } d^+ &= -L_g \omega_g i_{qg}^+ - L_{conv} \omega_g i_{qconv}^+ \cong -(L_g + L_{conv}) \omega_g i_{qconv}^+ \\ &\cong -(L_g + L_{conv}) \omega_g i_{qg}^+ \end{aligned} \quad (2.42)$$

$$\begin{aligned} \text{acoplamiento } q^+ &= +L_g \omega_g i_{dg}^+ + L_{conv} \omega_g i_{dconv}^+ \cong (L_g + L_{conv}) \omega_g i_{dconv}^+ \\ &\cong (L_g + L_{conv}) \omega_g i_{dg}^+ \end{aligned} \quad (2.43)$$

$$\begin{aligned} \text{acoplamiento } d^- &= +L_g \omega_g i_{qg}^- + L_{conv} \omega_g i_{qconv}^- \cong (L_g + L_{conv}) \omega_g i_{qconv}^- \\ &\cong (L_g + L_{conv}) \omega_g i_{qg}^- \end{aligned} \quad (2.44)$$

$$\begin{aligned} \text{acoplamiento } q^- &= -L_g \omega_g i_{dg}^- - L_{conv} \omega_g i_{dconv}^- \cong -(L_g + L_{conv}) \omega_g i_{dconv}^- \\ &\cong -(L_g + L_{conv}) \omega_g i_{dg}^- \end{aligned} \quad (2.45)$$

2.3.3. Control de potencia. Generación de consignas de corriente

El control de potencia se encarga normalmente de generar las consignas de corriente necesarias para conseguir las potencias deseadas. La potencia aparente se puede expresar de forma genérica mediante la expresión (2.46).

$$S = \frac{3}{2}VI^* \quad (2.46)$$

Si se desarrolla la ecuación (2.46) para un sistema de referencia estacionario alfa-beta ante una red equilibrada, las expresiones de las potencias quedan:

$$P = \frac{3}{2}(v_{\alpha g}i_{\alpha g} + v_{\beta g}i_{\beta g}) \quad (2.47)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_{\beta g}i_{\alpha g} - v_{\alpha g}i_{\beta g}) \quad (2.48)$$

En cambio, si el sistema presenta desequilibrios de tensión y/o corriente la definición matemática se vuelve más compleja en donde existe un valor medio y unas oscilaciones al doble de la frecuencia de la red para ambas potencias según las ecuaciones (2.49) y (2.50):

$$P = P_0 + P_{osc} \quad (2.49)$$

$$Q = Q_0 + Q_{osc} \quad (2.50)$$

En donde el valor medio se expresa de la siguiente manera:

$$P_0 = \frac{3}{2}(v_{\alpha g}^+i_{\alpha g}^+ + v_{\beta g}^+i_{\beta g}^+ + v_{\alpha g}^-i_{\alpha g}^- + v_{\beta g}^-i_{\beta g}^-) \quad (2.51)$$

$$Q_0 = \frac{3}{2}(v_{\beta g}^+i_{\alpha g}^+ - v_{\alpha g}^+i_{\beta g}^+ + v_{\beta g}^-i_{\alpha g}^- - v_{\alpha g}^-i_{\beta g}^-) \quad (2.52)$$

Y las oscilaciones:

$$P_{osc} = \frac{3}{2}(v_{\alpha g}^+i_{\alpha g}^- + v_{\beta g}^+i_{\beta g}^- + v_{\alpha g}^-i_{\alpha g}^+ + v_{\beta g}^-i_{\beta g}^+) \quad (2.53)$$

$$Q_{osc} = \frac{3}{2}(v_{\beta g}^+i_{\alpha g}^- - v_{\alpha g}^+i_{\beta g}^- + v_{\beta g}^-i_{\alpha g}^+ - v_{\alpha g}^-i_{\beta g}^+) \quad (2.54)$$

Si se realiza el mismo análisis para un sistema de referencia giratorio $d-q$, las expresiones de las potencias para un sistema equilibrado quedan de la siguiente manera:

$$P = \frac{3}{2}(v_{dg}^+i_{dg}^+ + v_{qg}^+i_{qg}^+) \quad (2.55)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_{qg}^+i_{dg}^+ - v_{dg}^+i_{qg}^+) \quad (2.56)$$

En cambio si el sistema se desequilibra, existiendo tanto tensiones como corrientes desequilibradas, las potencias se definen de la siguiente manera:

$$P = \frac{3}{2} [P_0 + P_{c2} \cos(2\omega_g t) + P_{s2} \sin(2\omega_g t)] \quad (2.57)$$

$$Q = \frac{3}{2} [Q_0 + Q_{c2} \cos(2\omega_g t) + Q_{s2} \sin(2\omega_g t)] \quad (2.58)$$

En donde cada término de las ecuaciones (2.57) y (2.58) se define a continuación:

$$P_0 = \frac{3}{2} (v_{dg}^+ i_{dg}^+ + v_{qg}^+ i_{qg}^+ + v_{dg}^- i_{dg}^- + v_{qg}^- i_{qg}^-) \quad (2.59)$$

$$P_{c2} = \frac{3}{2} (v_{dg}^+ i_{dg}^- + v_{qg}^+ i_{qg}^- + v_{dg}^- i_{dg}^+ + v_{qg}^- i_{qg}^+) \quad (2.60)$$

$$P_{s2} = \frac{3}{2} (v_{qg}^- i_{dg}^+ - v_{dg}^- i_{qg}^+ - v_{qg}^+ i_{dg}^- + v_{dg}^+ i_{qg}^-) \quad (2.61)$$

$$Q_0 = \frac{3}{2} (v_{qg}^+ i_{dg}^+ - v_{dg}^+ i_{qg}^+ + v_{qg}^- i_{dg}^- - v_{dg}^- i_{qg}^-) \quad (2.62)$$

$$Q_{c2} = \frac{3}{2} (v_{qg}^+ i_{dg}^- - v_{dg}^+ i_{qg}^- + v_{qg}^- i_{dg}^+ - v_{dg}^- i_{qg}^+) \quad (2.63)$$

$$Q_{s2} = \frac{3}{2} (v_{dg}^+ i_{dg}^- + v_{qg}^+ i_{qg}^- - v_{dg}^- i_{dg}^+ - v_{qg}^- i_{qg}^+) \quad (2.64)$$

Existen diferentes formas para poder controlar los flujos de potencia entre el convertidor y la red eléctrica. Los siguientes apartados se centran en los principales métodos para llevar a cabo esta labor.

2.3.3.1. Lazo cerrado de potencias

El lazo cerrado de potencia se basa en un regulador PI el cual se encarga de generar a su salida la consigna de corriente reactiva para el lazo interno de corriente. Este método normalmente se implementa en lazos d - q [2]. Su esquema es el que se muestra en la Figura 2.23. La principal ventaja de este control es la posibilidad de establecer la dinámica del control de potencia mediante la sintonía del regulador PI.

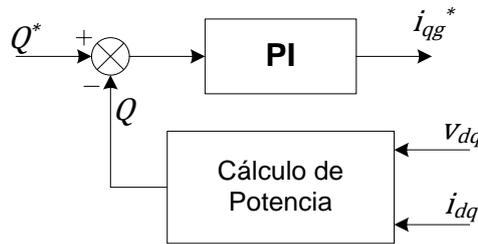


Figura 2.23. Control Proporcional-Integral para la potencia reactiva.

Por el contrario, este tipo de control presenta dos inconvenientes. Por una parte, el mero hecho de tener que cerrar el lazo de potencia implica tener que calcular las potencias, aumentando de esta manera la carga computacional. Además el incluir un lazo cerrado al sistema añade un retardo más al control reduciendo la respuesta dinámica del sistema.

Por otra parte, ante la presencia de tensiones y corrientes desequilibradas el cálculo de la potencia reactiva se complica tal como se aprecia en la ecuación (2.57). Por este motivo, no es posible encontrar una relación lineal entre la consigna de potencia reactiva y cada una de las corrientes para poder implementar un PI.

2.3.3.2. Control directo de potencia

Existe otra forma de controlar la potencia sin necesidad de un regulador clásico como el Proporcional-Integral. En este método, al igual que en el caso anterior se tiene un lazo cerrado de potencia el cual exige el cálculo de las potencias. Por el contrario, el error en las potencias se utiliza para calcular directamente el valor de las tensiones de referencia para el modulador. El diagrama de funcionamiento del control directo se muestra en la Figura 2.24 [5].

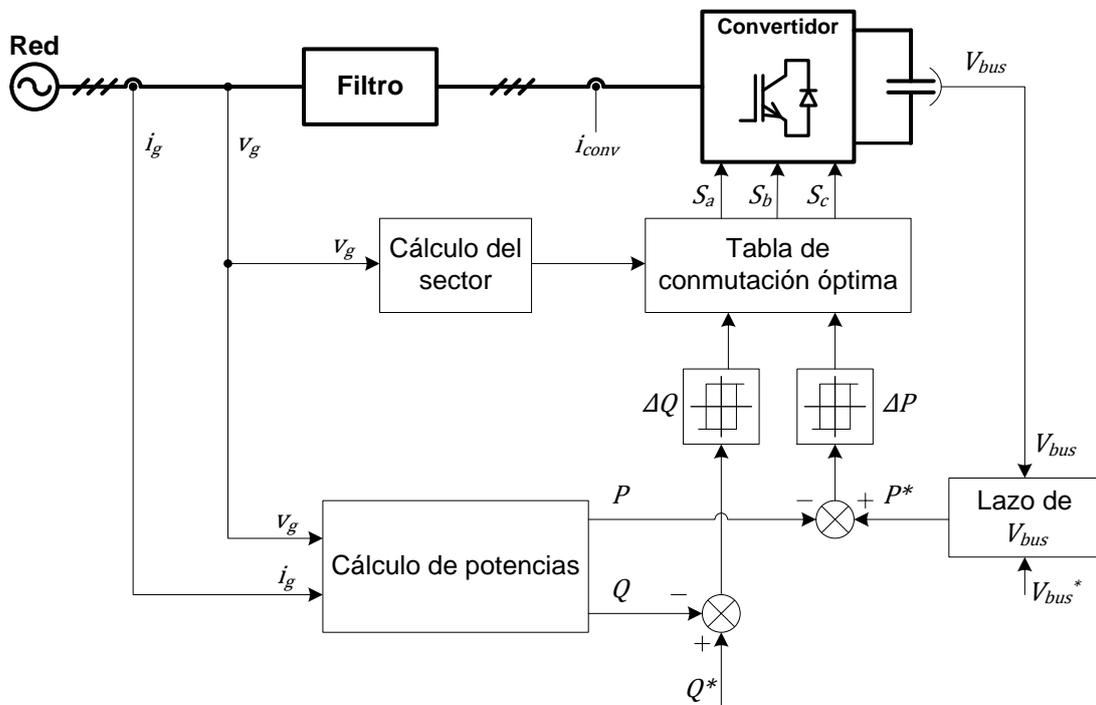


Figura 2.24. Esquema de funcionamiento del control directo de potencia.

En primer lugar los dos errores de las potencias son comparados con una banda de histéresis obteniendo como resultado dos variables lógicas. Estas variables lógicas junto con el estado de la tensión de red son utilizadas para elegir el vector óptimo de tensión a aplicar por el convertidor. Esta elección se hace mediante una tabla previamente calculada teniendo en cuenta la topología del convertidor y el tipo de filtro de armónicos utilizado. De esta manera la tabla recoge la estimación de las diferentes evoluciones que sufrirán las potencias con cada condición de la red y con cada vector de tensión. Por lo tanto, dependiendo de la evolución que se quiera tener en cada una de las potencias se

elegirá un vector de tensión u otro. Cabe destacar que esta técnica es muy diferente a las descritas hasta el momento ya que elimina los lazos de corriente, generando directamente las órdenes de conmutación a la salida de los lazos de potencia. Los inconvenientes que presenta esta filosofía de control son por una parte la frecuencia de conmutación variable y por otra la dependencia del control a la topología del convertidor.

2.3.3.3. Generación analítica de consignas de corriente

Una de las formas más comunes de controlar las potencias en convertidores conectados a red es la generación analítica de consignas de corriente [10, 12, 40, 45, 71]. En este modo de control las consignas de corriente se calculan teniendo en cuenta las consignas de potencia activa, potencia reactiva y las componentes positivas y negativas de la tensión de red. Este cálculo se realizaría online en el bloque “*Generador de consignas de corriente*” de la Figura 2.21. A partir de las ecuaciones (2.57)-(2.64), se pueden plantear diferentes objetivos y así obtener diferentes expresiones para las consignas de corriente.

Eliminación de la secuencia negativa de la corriente

En esta estrategia se eliminará la secuencia negativa de la corriente consiguiendo corrientes equilibradas a la salida del convertidor. El objetivo es que la amplitud de la mayor de las corrientes sea la menor posible para poder aprovechar al máximo el convertidor controlando siempre el valor medio de la potencia reactiva transferida a la red.

Partiendo de las ecuaciones (2.59)-(2.75) y eliminando los términos correspondientes a la secuencia negativa de la corriente de red, se obtiene lo siguiente:

$$P_0 = \frac{3}{2}(v_{dg}^+ i_{dg}^+ + v_{qg}^+ i_{qg}^+) \quad (2.65)$$

$$P_{c2} = \frac{3}{2}(v_{dg}^- i_{dg}^+ + v_{qg}^- i_{qg}^+) \quad (2.66)$$

$$P_{s2} = \frac{3}{2}(v_{qg}^- i_{dg}^+ - v_{dg}^- i_{qg}^+) \quad (2.67)$$

$$Q_0 = \frac{3}{2}(v_{qg}^+ i_{dg}^+ - v_{dg}^+ i_{qg}^+) \quad (2.68)$$

$$Q_{c2} = \frac{3}{2}(v_{qg}^- i_{dg}^+ - v_{dg}^- i_{qg}^+) \quad (2.69)$$

$$Q_{s2} = \frac{3}{2}(-v_{dg}^- i_{dg}^+ - v_{qg}^- i_{qg}^+) \quad (2.70)$$

Si se escribe de forma matricial también eliminando las secuencias negativas de la corriente, se obtiene lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} P_0 \\ P_{c2} \\ P_{s2} \\ Q_0 \\ Q_{c2} \\ Q_{s2} \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} v_{dg}^+ & v_{qg}^+ \\ v_{dg}^- & v_{qg}^- \\ v_{qg}^- & -v_{dg}^- \\ v_{qg}^+ & -v_{dg}^+ \\ v_{qg}^- & -v_{dg}^- \\ -v_{dg}^- & -v_{qg}^- \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dg}^+ \\ i_{qg}^+ \end{bmatrix} \quad (2.71)$$

Al igual que en la estrategia anterior, se necesita una matriz cuadrada para poder invertirla. Al ser el objetivo principal controlar los valores medios de las potencias la nueva matriz cuadrada quedará de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} i_{dg}^+ \\ i_{qg}^+ \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \frac{1}{(v_{dg}^+)^2 + (v_{qg}^+)^2} \begin{bmatrix} v_{dg}^+ & v_{qg}^+ \\ v_{qg}^+ & -v_{dg}^+ \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_0^* \\ Q_0^* \end{bmatrix} \quad (2.72)$$

Por lo tanto, no se podrá controlar ningún término oscilante de las potencias. Invertiendo la matriz y desarrollando las ecuaciones, las consignas de las secuencias positivas de la corriente resultan:

$$i_{dg}^{+*} = \frac{2}{3} \left\{ \frac{v_{dg}^+}{|V^+|^2} P_0^* + \frac{v_{qg}^+}{|V^+|^2} Q_0^* \right\} \quad (2.73)$$

$$i_{qg}^{+*} = \frac{2}{3} \left\{ \frac{v_{qg}^+}{|V^+|^2} P_0^* - \frac{v_{dg}^+}{|V^+|^2} Q_0^* \right\} \quad (2.74)$$

Una vez calculadas las consignas de corriente y partiendo del esquema de la Figura 2.21, el diagrama para el control de la tensión de bus y generación de consignas queda de la siguiente forma:

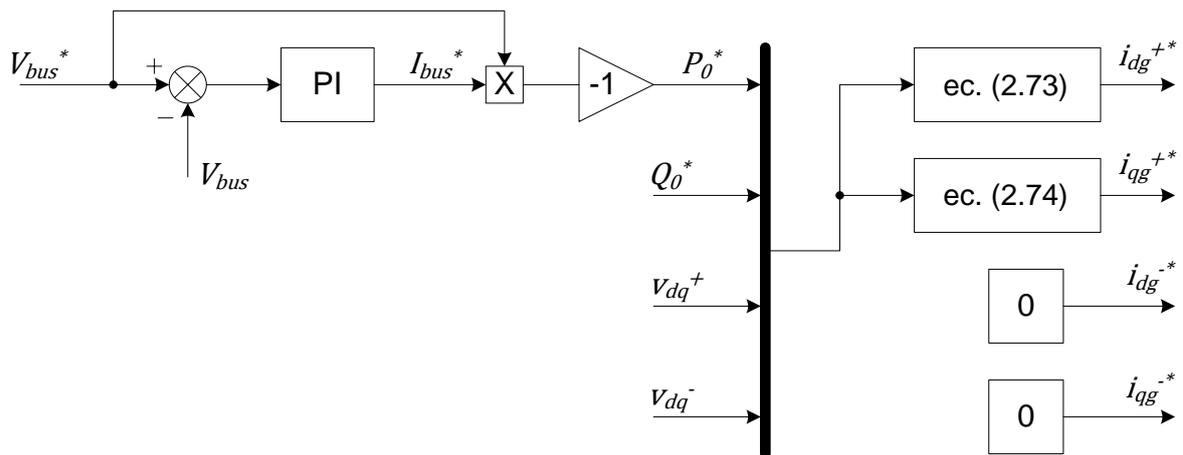


Figura 2.25. Diagrama de bloques del lazo de V_{bus} y generación de consignas de corriente para la estrategia de eliminación de la secuencia negativa de corriente.

Se aprecia que la consigna de potencia activa se consigue a la salida del lazo de V_{bus} , multiplicando la consigna de corriente de bus (I_{bus}^*) por la consigna de tensión de bus (V_{bus}^*) tal como se expone en [12].

Eliminación de las oscilaciones de la potencia activa

Con esta estrategia se pretenden eliminar las oscilaciones de la potencia activa intentando minimizar de esta forma las oscilaciones de la tensión de bus. Si se representan mediante una matriz las ecuaciones (2.59)-(2.64), se obtiene lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} P_0 \\ P_{c2} \\ P_{s2} \\ Q_0 \\ Q_{c2} \\ Q_{s2} \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} v_{dg}^+ & v_{qg}^+ & v_{dg}^- & v_{qg}^- \\ v_{dg}^- & v_{qg}^- & v_{dg}^+ & v_{qg}^+ \\ v_{qg}^- & -v_{dg}^- & -v_{qg}^+ & v_{dg}^+ \\ v_{qg}^+ & -v_{dg}^+ & v_{qg}^- & -v_{dg}^- \\ v_{qg}^- & -v_{dg}^- & v_{qg}^+ & -v_{dg}^+ \\ -v_{dg}^- & -v_{qg}^- & v_{dg}^+ & v_{qg}^+ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dg}^+ \\ i_{qg}^+ \\ i_{dg}^- \\ i_{qg}^- \end{bmatrix} \quad (2.75)$$

Para poder calcular las consignas de corriente, se debe invertir la matriz pero para ello se necesita una matriz cuadrada. Por lo tanto, de las seis componentes de las potencias, sólo se podrán controlar cuatro. Tal como se ha mencionado anteriormente, el objetivo será eliminar las oscilaciones de la potencia activa controlando siempre los valores medios de las potencias tanto activa como reactiva transferidas a la red. Por lo tanto, las cuatro variables a controlar con esta estrategia serán los dos términos constantes de las potencias y los dos términos de oscilación de la potencia activa. Con todas estas condiciones, el sistema a desarrollar queda de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} i_{dg}^+ \\ i_{qg}^+ \\ i_{dg}^- \\ i_{qg}^- \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} v_{dg}^+ & v_{qg}^+ & v_{dg}^- & v_{qg}^- \\ v_{dg}^- & v_{qg}^- & v_{dg}^+ & v_{qg}^+ \\ v_{qg}^- & -v_{dg}^- & -v_{qg}^+ & v_{dg}^+ \\ v_{qg}^+ & -v_{dg}^+ & v_{qg}^- & -v_{dg}^- \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_0 \\ P_{c2} \\ P_{s2} \\ Q_0 \end{bmatrix} \quad (2.76)$$

Forzando las oscilaciones de la potencia activa a cero, la matriz (2.76) se simplifica, dando como resultado:

$$\begin{bmatrix} i_{dg}^+ \\ i_{qg}^+ \\ i_{dg}^- \\ i_{qg}^- \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} v_{dg}^+ & v_{qg}^+ & v_{dg}^- & v_{qg}^- \\ v_{dg}^- & v_{qg}^- & v_{dg}^+ & v_{qg}^+ \\ v_{qg}^- & -v_{dg}^- & -v_{qg}^+ & v_{dg}^+ \\ v_{qg}^+ & -v_{dg}^+ & v_{qg}^- & -v_{dg}^- \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_0 \\ 0 \\ 0 \\ Q_0 \end{bmatrix} \quad (2.77)$$

Invirtiendo la matriz (2.77) y desarrollando el sistema mediante el software Maple, las consignas de corriente quedan de la siguiente forma:

$$i_{dg}^{+*} = \frac{2}{3} \left\{ \frac{v_{dg}^+}{|V_g^+|^2 - |V_g^-|^2} P_0^* + \frac{v_{qg}^+}{|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2} Q_0^* \right\} \quad (2.78)$$

$$i_{qg}^{+*} = \frac{2}{3} \left\{ \frac{v_{qg}^+}{|V_g^+|^2 - |V_g^-|^2} P_0^* - \frac{v_{dg}^+}{|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2} Q_0^* \right\} \quad (2.79)$$

$$i_{dg}^{-*} = \frac{2}{3} \left\{ -\frac{v_{dg}^-}{|V_g^+|^2 - |V_g^-|^2} P_0^* + \frac{v_{qg}^-}{|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2} Q_0^* \right\} \quad (2.80)$$

$$i_{qg}^{-*} = \frac{2}{3} \left\{ -\frac{v_{qg}^-}{|V_g^+|^2 - |V_g^-|^2} P_0^* - \frac{v_{dg}^-}{|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2} Q_0^* \right\} \quad (2.81)$$

Una vez calculadas las consignas de corriente y partiendo del esquema de la Figura 2.21, el diagrama para el control de la tensión de bus y generación de consignas adquiere la forma de la Figura 2.26:

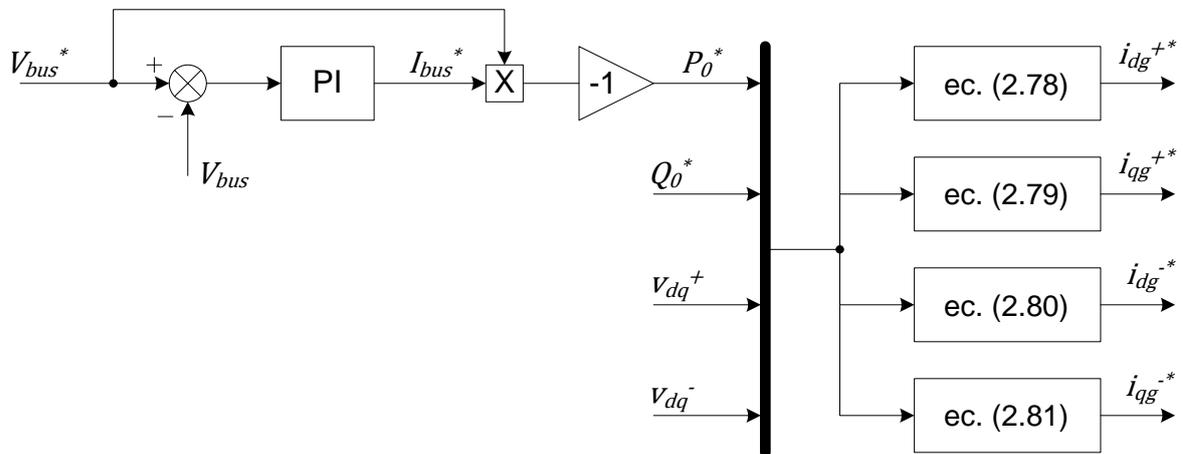


Figura 2.26. Diagrama de bloques del lazo de V_{bus} y la generación de consignas de corriente para la eliminación de las oscilaciones de la potencia activa.

La consigna de potencia activa se calcula de la misma forma que en la estrategia de eliminación de secuencia negativa de corriente.

2.3.3.4. Demanda arbitraria de corrientes

El siguiente escenario contempla la posibilidad de que las consignas de corriente que se le pidan al convertidor no cumplan ninguna estrategia como en los casos anteriores, es decir, que estén generadas por criterios externos al control del convertidor. Como ejemplo se muestra el escenario de la Figura 2.27 en donde el convertidor se encarga de compensar el consumo de corrientes de secuencia negativa por parte de una carga desequilibrada. En este caso las consignas de corriente podrían generarse de dos formas diferentes. Por un lado se podrían medir las corrientes consumidas por la carga y utilizar esta medida como consigna para los reguladores. Esta forma de generar consignas

requiere que las corrientes de la carga sean medidas. Este requisito puede que en algunos casos no pueda ser satisfecho bien por razones técnicas o bien por razones económicas.

Otra forma podría ser la generación de consignas de corriente mediante la implementación de lazos de tensión. Estos lazos de tensión tendrían como objetivo la eliminación de la secuencia negativa de la tensión en el punto de conexión común generando para ello unas componentes concretas de corriente.

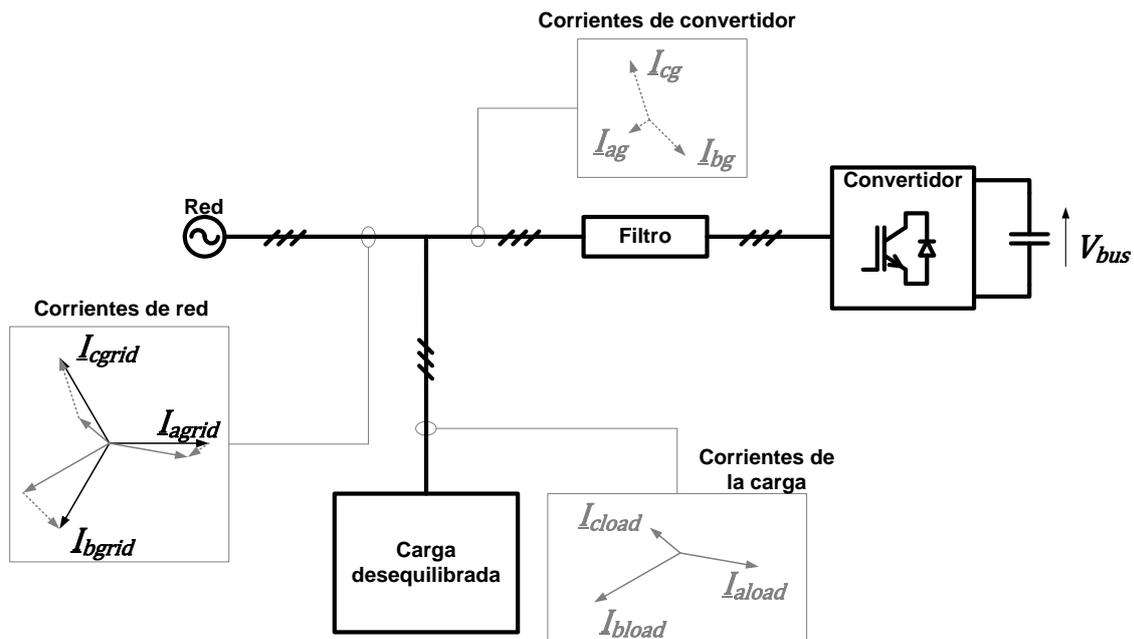


Figura 2.27. Compensación de la secuencia negativa de corriente generada por una carga desequilibrada.

En ambos modos el convertidor conectado a red generaría las mismas corrientes que consume la carga pero invertidas para poder compensarlas, consiguiendo unas corrientes equilibradas y un factor de potencia unitario en el punto de conexión común.

Cabe destacar que las componentes de secuencia negativa de corriente generadas, junto con las componentes de secuencia negativa de tensión existentes en el punto de conexión común pueden producir intercambios de potencia activa entre el convertidor y la red de acuerdo a la expresión (2.59). Este intercambio de potencia activa hará que el bus DC empiece a cargarse o descargarse siendo necesaria la actuación del lazo de dicha tensión. En esta estrategia el lazo de V_{bus} no generará la consigna de potencia activa, en su lugar proporcionará la corriente necesaria en el eje d de secuencia positiva (i_{dg}^{+*}) tal como se aprecia en la Figura 2.28. De esta manera se consiguen compensar las variaciones de la tensión de bus producidas por el intercambio de potencia activa de secuencia negativa por medio de la secuencia positiva de corriente.

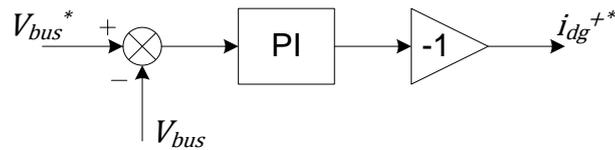


Figura 2.28. Lazo de tensión de bus para la demanda arbitraria de corriente.

En este caso, al contrario que en las dos estrategias anteriores, el diagrama de bloques final no se basará exactamente en el de la Figura 2.21 ya que desaparece el bloque de generación de consignas al estar éstas impuestas por las corrientes que consume la carga. En su lugar, el nuevo diagrama de bloques se muestra en la Figura 2.29 en donde las corrientes consumidas por la carga son captadas y transformadas a sus correspondientes componentes en los ejes d - q de secuencia positiva y negativa. Estas componentes son trasladadas directamente a los lazos de corriente a excepción de la componente i_{dload}^+ . Esto se debe a que esta componente es la que representa el consumo de potencia activa de la carga y el intento de compensarla afectaría a la tensión de bus del convertidor. En su lugar, y tal como se ha mencionado anteriormente, la consigna de corriente para la componente d de secuencia positiva será generada por el lazo de V_{bus} .

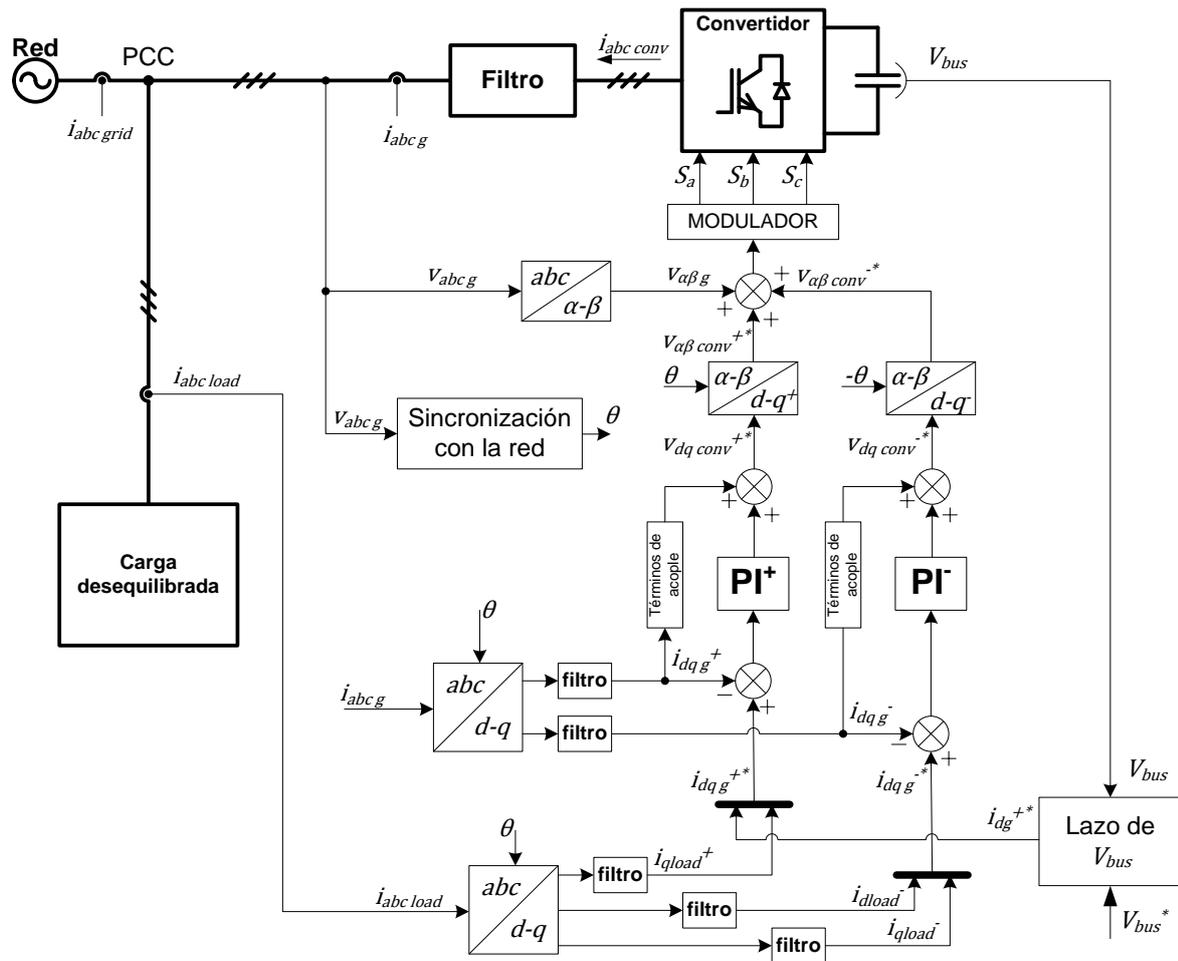


Figura 2.29. Diagrama de bloques del control del compensador de desequilibrios.

Tal como se aprecia en la Figura 2.29, es el lazo de V_{bus} el que se encarga de generar la consigna para la componente d de secuencia positiva. Con esto se controla la transferencia de potencia activa entre el convertidor y la red, controlando la tensión de bus al valor de consigna.

Por último es importante recalcar que el esquema de la Figura 2.29 representa únicamente un ejemplo de la demanda arbitraria de corrientes en donde tal como se ha explicado anteriormente, las consignas de corriente pueden ser generadas mediante diferentes estrategias de control. Incluso en el ejemplo de la Figura 2.29 dichas consignas podrían generarse sin utilizar una medida directa de la corriente y estar situado el convertidor a gran distancia de la generación de dichas consignas.

2.3.4. Sincronización con la red

Al estar el convertidor conectado a red, un bloque importante del lazo de control es el que se encarga de sincronizar los sistemas de referencia giratorios del control con la tensión de red. Esto se lleva a cabo dentro del bloque “*Sincronización con la red*” de la Figura 2.21.

Existen recogidos en la literatura muy diversas formas de realizar esta sincronización. En esta tesis se analizarán dos técnicas muy utilizadas debido a sus resultados satisfactorios. La primera de ellas destaca por su sencillez ofreciendo una rápida sincronización en sistemas equilibrados. La segunda técnica en cambio presenta una estructura más compleja, pero su gran capacidad de desacoplar la secuencia positiva y negativa la convierten en una solución muy interesante para trabajar en redes desequilibradas.

2.3.4.1. SRF-PLL

El SRF-PLL o “Synchronous Reference Frame-Phase Locked Loop” [10] calcula en un primer paso las componentes d - q de la tensión de red aplicando la transformada mostrada en la ecuación (2.30). Tal como se aprecia en el diagrama de bloques de la Figura 2.30 (a) la componente q se utiliza como señal de error para un controlador PI el cual intentará forzarlo a cero ajustando para ello la velocidad de giro del sistema de referencia (ω_r). La Figura 2.30 (b) muestra el transitorio en el cual la velocidad de giro del sistema de referencia (ω_r) todavía no se ha igualado a la velocidad de giro del fasor de tensión de red (ω_g) y por lo tanto existe una componente q de tensión. Una vez que el sistema de referencia alcanza la velocidad de giro del fasor de red (ω_g), el eje d se alinea con el fasor de tensión y la componente d adquiere el mismo valor que el fasor de tensión quedando el sistema de referencia sincronizado con la red.

En este sentido interesará que el regulador PI de la Figura 2.30 (a) sea rápido para que pueda adecuarse lo antes posible a las variaciones tanto de amplitud como de frecuencia que pueda sufrir la tensión.

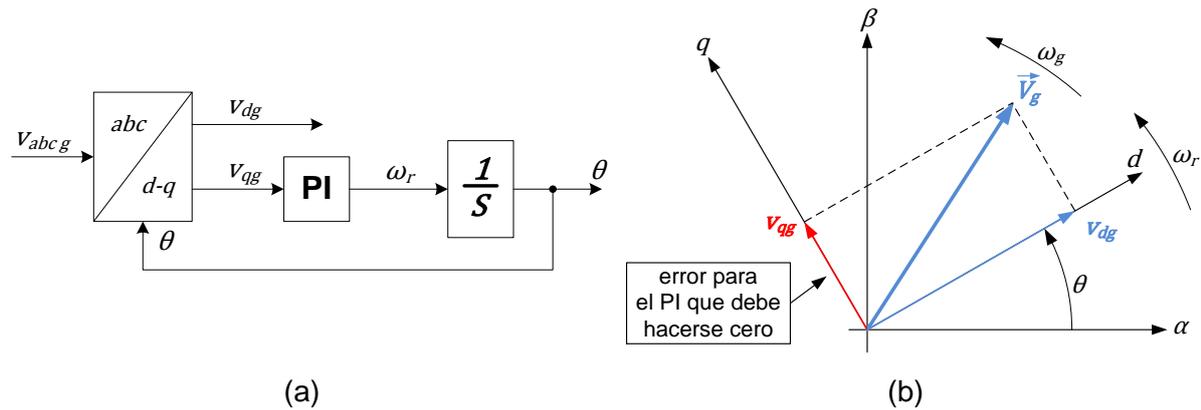


Figura 2.30. Funcionamiento de un SRF-PLL. (a) Diagrama de bloques, (b) diagrama fasorial.

Ante una red desequilibrada en cambio el SRF-PLL seguirá sincronizándose con el fasor de tensión pero al trazar éste una elipse su amplitud y su velocidad angular dejan de ser constantes (véanse las ecuaciones (2.25) y (2.26)) y por lo tanto la amplitud estimada y la velocidad angular estimada también. Un ejemplo de este fenómeno se muestra en la Figura 2.31 en donde se aprecian las oscilaciones de la componente d de la tensión (v_{dg}) y velocidad angular (ω_r) estimadas con un SRF-PLL sintonizado para una red equilibrada. Se trata de un desequilibrio de tipo C con un factor $D = 0.1$ [58]. Ello hace que la amplitud de la secuencia positiva sea de 275V y la amplitud de la secuencia negativa de 225V.

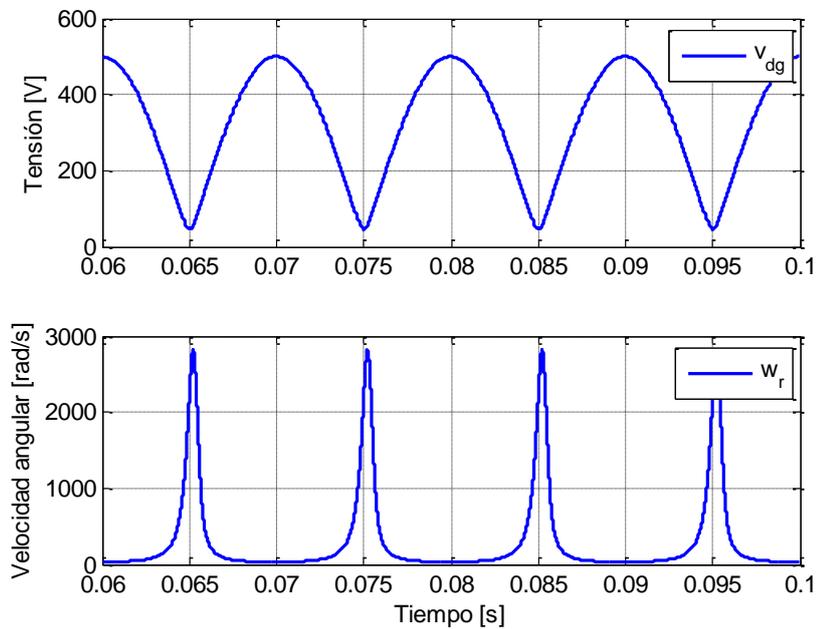


Figura 2.31. Amplitudes de tensión y velocidad angular estimadas con un SRF-PLL ante una red desequilibrada.

Por lo tanto, la respuesta de un SRF-PLL como el de la Figura 2.30 ante una red muy desequilibrada sería muy oscilante. Si se realiza un análisis frecuencial de las dos

variables estimadas de la Figura 2.31 se obtienen dos conclusiones muy interesantes. Por un lado, tal como se puede ver en la Figura 2.32 (a) ninguna componente frecuencial de la tensión estimada coincide con ninguna secuencia, es decir, ni siquiera filtrando sería posible descomponer el sistema desequilibrado en sus secuencias positiva y negativa. Por otro lado, el análisis frecuencial de la velocidad angular estimada, mostrado en la Figura 2.32 (b), refleja un espectro mucho más repartido pero con un valor medio (componente DC) igual a la velocidad angular de la tensión de la red. Esto hace que sea posible obtener la velocidad angular de la red y con ello la frecuencia. De todas formas, un espectro tan repartido y la primera componente a filtrar a tan solo 100Hz hacen que el filtro tenga que ser de un grado elevado reduciendo la dinámica del sistema de sincronización.

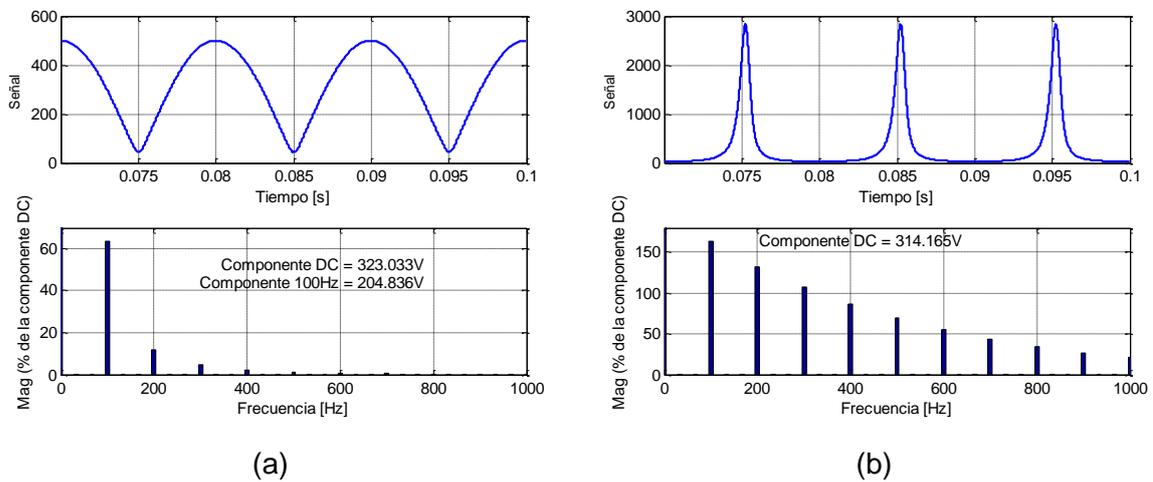


Figura 2.32. Análisis frecuencial de la respuesta del SRF-PLL ante una red desequilibrada. (a) Tensión estimada y su espectro. (b) Velocidad angular estimada y su espectro.

Aun no siendo muy adecuado el uso de este sistema de sincronización ante redes desequilibradas, poder estimar la frecuencia de la red y hacer girar el sistema de referencia a esa velocidad puede ser interesante, ya que según [10] las componentes de secuencia negativa aparecerán como oscilaciones al doble de la frecuencia si el sistema de sincronización gira a la misma velocidad que la secuencia positiva y viceversa.

$$\begin{bmatrix} v_{dg} \\ v_{qg} \end{bmatrix} = \hat{V}_g^+ \begin{bmatrix} \cos(\omega_g t - \omega_r t) \\ \sin(\omega_g t - \omega_r t) \end{bmatrix} + \hat{V}_g^- \begin{bmatrix} \cos(-\omega_g t - \omega_r t) \\ \sin(-\omega_g t - \omega_r t) \end{bmatrix} \quad (2.82)$$

De esta manera, se generan dos sistemas de referencia, uno girando a la velocidad estimada y el otro exactamente a la misma velocidad pero en sentido contrario. Este hecho hará que la secuencia negativa aparezca como una oscilación al doble de la frecuencia de red (100Hz en nuestro caso) sobre la secuencia positiva y viceversa. La aparición de dicha oscilación requiere de filtros para que las componentes d - q tanto de la

secuencia positiva como de la secuencia negativa sean constantes. Una de las opciones es usar el filtro DSC o “*Delayed Signal Cancellation*” [72] que consiste en sumar la señal original y la misma señal desfasada 180° para que las oscilaciones de 100Hz se anulen. El diagrama de bloques del filtro DSC se muestra en la Figura 2.33.

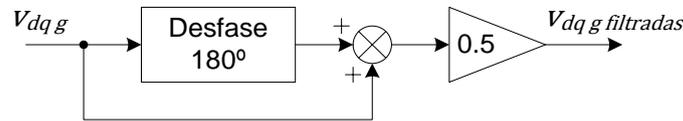


Figura 2.33. Diagrama de bloques de un DSC.

Después de realizar la suma de las dos señales, las oscilaciones de 100Hz se anulan pero las componentes DC se suman, de ahí la necesidad de dividir entre dos el resultado de la suma.

2.3.4.2. DSOGI-PLL

El DSOGI-PLL o “*Dual Second Order Generalized Integrator-Phase Locked Loop*” se basa en el integrador generalizado de segundo orden (SOGI) cuya función de transferencia se especifica en la ecuación (2.29). El primer paso es obtener las componentes α - β de las tensiones de red mediante la transformada de Clarke mostrada en la ecuación (2.27). Estas dos componentes se trasladan a unos bloques denominados SOGI-QSG, los cuales se encargan de filtrar y de generar una nueva señal en cuadratura con la original [10]. En la Figura 2.34 se aprecia el diagrama de bloques del SOGI-QSG.

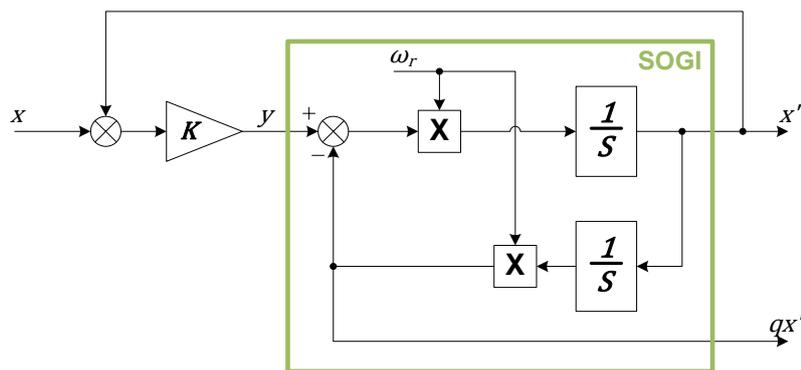


Figura 2.34. Diagrama de bloques del SOGI-QSG.

Las funciones de transferencia que describen la relación entre las dos salidas y la señal original de entrada se describe mediante las ecuaciones (2.83) y (2.84).

$$\frac{x'}{x}(s) = \frac{K\omega_r s}{s^2 + K\omega_r s + \omega_r^2} \quad (2.83)$$

$$\frac{qx'}{x}(s) = \frac{K\omega_r^2}{s^2 + K\omega_r s + \omega_r^2} \quad (2.84)$$

En donde ω_r representa la velocidad angular de la señal, la cual será obtenida mediante algún método de sincronización para poder ajustar la frecuencia de resonancia del integrador. En la Figura 2.35 se aprecian los diagramas de Bode de las funciones de transferencia descritas en las ecuaciones (2.83) y (2.84).

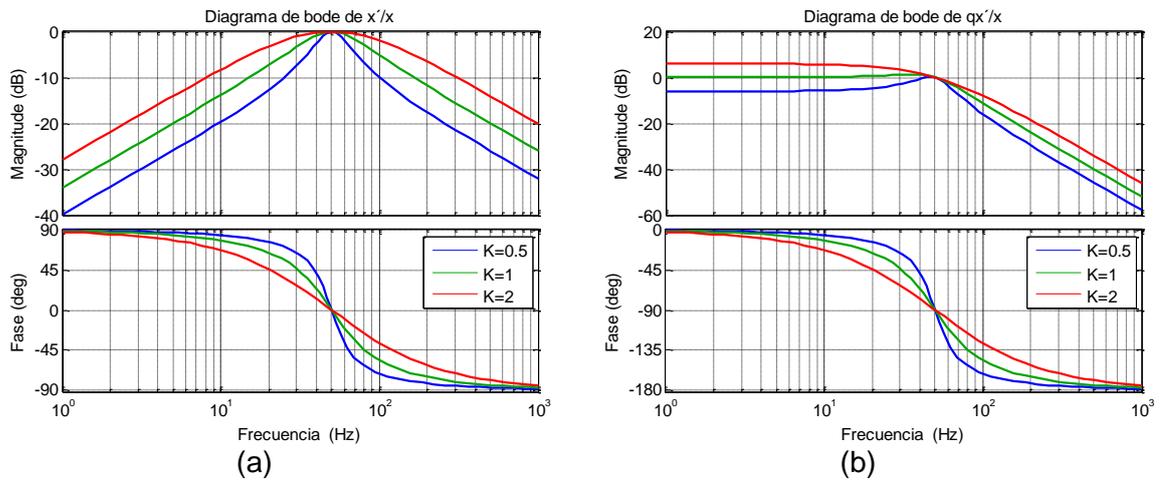


Figura 2.35. Diagramas de Bode del SOGI-QSG. (a) diagrama de Bode de x'/x . (b) diagrama de Bode de qx'/x

Tal como se aprecia en los diagramas de bode, ambas relaciones presentan una ganancia unitaria a la frecuencia de resonancia. Además, dicha frecuencia se ajusta para que coincida con la frecuencia de la red, manteniendo la ganancia unitaria ante variaciones de la frecuencia de la red. Por último, cabe destacar el rechazo que presentan ambas relaciones a altas frecuencias.

Por lo tanto, una vez se tienen las cuatro componentes (v_{α} , v_{β} , qv_{α} , qv_{β}) a partir de las componentes originales α - β de la tensión de red, se procede a separar la secuencia positiva y la negativa. Esta descomposición se realiza mediante las ecuaciones (2.85)-(2.87) [10].

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha g}^+ \\ v_{\beta g}^+ \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -q \\ q & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{\alpha g} \\ v_{\beta g} \end{bmatrix} \quad (2.85)$$

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha g}^- \\ v_{\beta g}^- \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & q \\ -q & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{\alpha g} \\ v_{\beta g} \end{bmatrix} \quad (2.86)$$

$$q = e^{-j\frac{\pi}{2}} \quad (2.87)$$

El diagrama de bloques que representa las relaciones anteriores se ilustra en la Figura 2.36 en donde aplicando las relaciones de las ecuaciones (2.85)-(2.87) se obtienen las componentes α - β de la tensión de red.

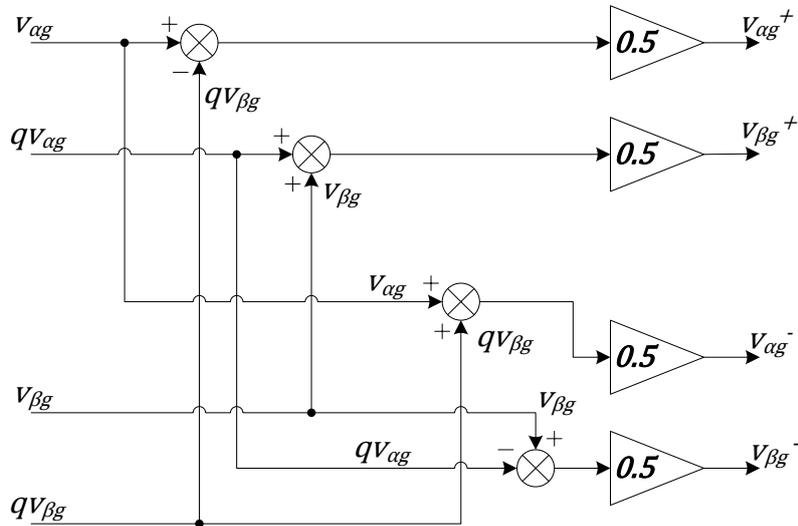


Figura 2.36. Diagrama de bloques del calculador de secuencia positiva y negativa.

A partir de este momento es necesaria la utilización de algún tipo de algoritmo para poder obtener la fase de la secuencia positiva y con ello la velocidad angular (ω_r) necesaria en los bloques SOGI-QSG de la Figura 2.34. Los algoritmos utilizados para ese fin pueden ser por ejemplo un SRF-PLL como el mostrado en la Figura 2.30 o un SRF-FLL [73] por ejemplo. En el ejemplo de la Figura 2.37 se utiliza la primera opción, un SRF-PLL, para calcular la frecuencia de la secuencia positiva de tensión y alinear el eje d del sistema de referencia con el fasor de tensión de secuencia positiva. Este algoritmo para la obtención de las componentes d - q de secuencia positiva y negativa de tensión se denomina DSOGI-PLL (Dual Second Order Generalized Integrator-Phase Locked Loop) [50].

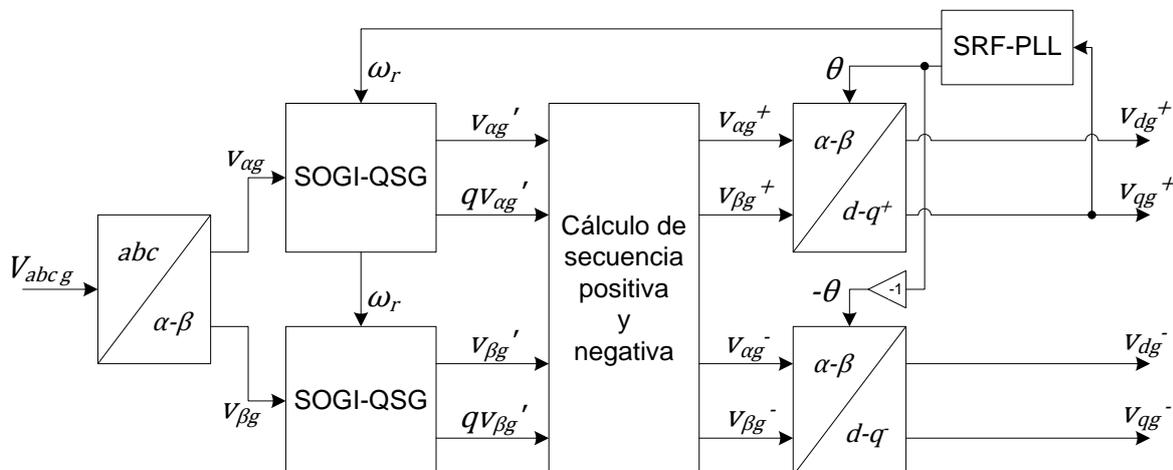


Figura 2.37. Esquema de funcionamiento del DSOGI-PLL.

Tal como se aprecia en la Figura 2.37 el ángulo y la velocidad angular obtenidos en la SRF-PLL se realimentan a los bloques de transformación de coordenadas de secuencia positiva y al bloque SOGI-QSG. Este mismo ángulo con un signo negativo se considera como el ángulo del fasor de la secuencia negativa de tensión y se realimenta al igual que en la secuencia positiva, a los bloques de transformación $abdq$. Este último paso es necesario únicamente si el control se hace en un sistema de referencia giratorio ($d-q$).

Otra forma de obtener el ángulo de la secuencia negativa de tensión es la utilización de otro SRF-PLL independiente. Con este método se conseguirían los mismos resultados que con el método mostrado en la Figura 2.37 con la única diferencia de asegurar que el sistema de referencia de secuencia negativa también estaría alineado con el fasor de tensión de secuencia negativa y por lo tanto la componente q de secuencia negativa también tendría un valor nulo.

Una vez obtenidas las componentes de la tensión y si el control de corriente se hace en un sistema de referencia giratorio, para poder calcular las componentes $d-q$ de las corrientes existen varias opciones. Una de ellas es utilizar la transformada de Park utilizando los ángulos obtenidos en el SRF-PLL de tensión [10]. Esta opción requiere de filtros para desacoplar la secuencia negativa y positiva y cancelar las oscilaciones de 100Hz que aparecen en las componentes $d-q$. Esto se debe a que a diferencia del proceso seguido en la obtención de las componentes de tensión, las secuencias positivas y negativas de las corrientes no están desacopladas.

En la Figura 2.38 se muestra la técnica utilizada en el presente trabajo, en donde las componentes $d-q$ de corriente se obtienen mediante la ecuación (2.30) usando el ángulo obtenido en la Figura 2.37. Una vez realizado este cálculo, las componentes obtenidas son filtradas usando los filtros DSC mostrados en la Figura 2.33.

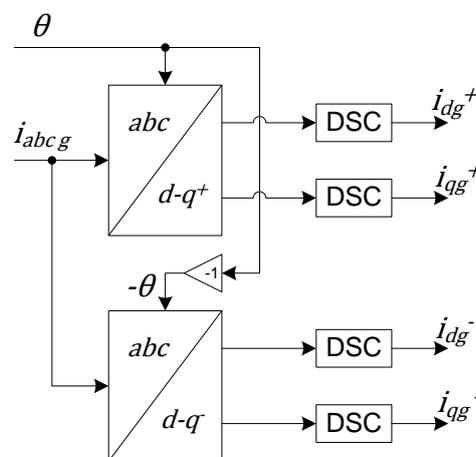


Figura 2.38. Obtención de las componentes $d-q$ de secuencia positiva y negativa de la corriente.

2.3.5. Modulaciones

La modulación utilizada en la presente tesis ha sido el clásico PWM (Pulse Width Modulation) con inyección de tercer armónico [74]. Con esto se consigue que las señales comparadas con las triangulares tengan valores de pico menores que las tensiones que se quieren obtener a la salida del convertidor. La Figura 2.39 muestra cómo la referencia de tensión tiene una amplitud menor que la fundamental que se quiere generar a la salida del convertidor (V_{ref}). De esta manera, idealmente se pueden obtener tensiones hasta un 15.47% más grandes que sin inyección del tercer armónico [75], a partir de un mismo nivel de tensión de bus y sin llegar a sobremodular.

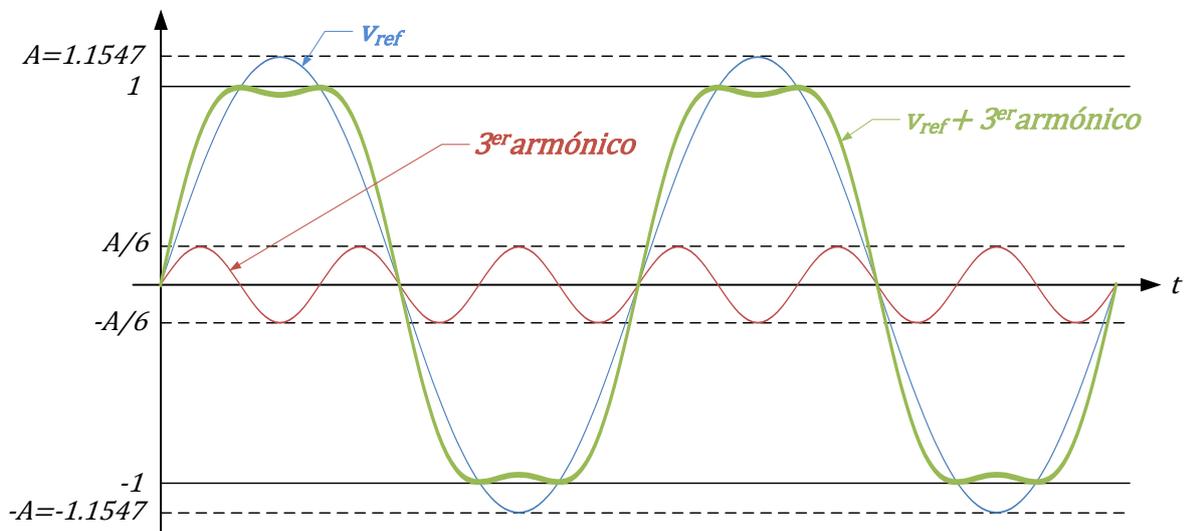


Figura 2.39. Inyección del 3er armónico a la tensión de referencia.

De esta manera, la señal final puede ser comparada con la triangular sin llegar a superarla en amplitud, tal como se aprecia en la Figura 2.40.

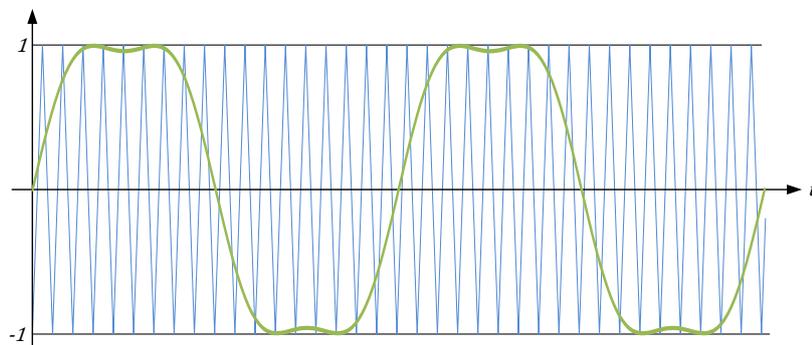


Figura 2.40. Comparación entre la señal con tercer armónico y la señal triangular.

La ecuación (2.88) define la relación entre la tensión de bus y la máxima tensión sintetizable sin sobremodular, asumiendo una conmutación ideal, sin caída de tensión en los semiconductores, etc.,...

$$V_{convMAX} = \frac{V_{bus}}{\sqrt{3}} \quad (2.88)$$

Una posible forma de inyectar el tercer armónico a la señal de referencia se muestra en la Figura 2.41. Con esta técnica la señal que se les suma a las tensiones de referencia es una triangular con una frecuencia triple a la frecuencia fundamental y su efecto en cuanto a la amplitud de la fundamental equivale a la inyección de una sinusoidal como el de la Figura 2.39.

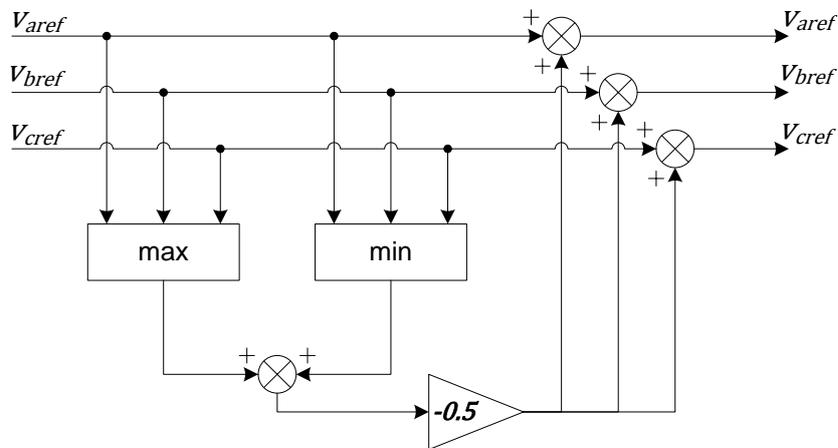


Figura 2.41. Diagrama de bloques de la inyección del tercer armónico.

La Figura 2.42 muestra la referencia original (V_{ref}), la señal de tercer armónico y la referencia final para una de las fases.

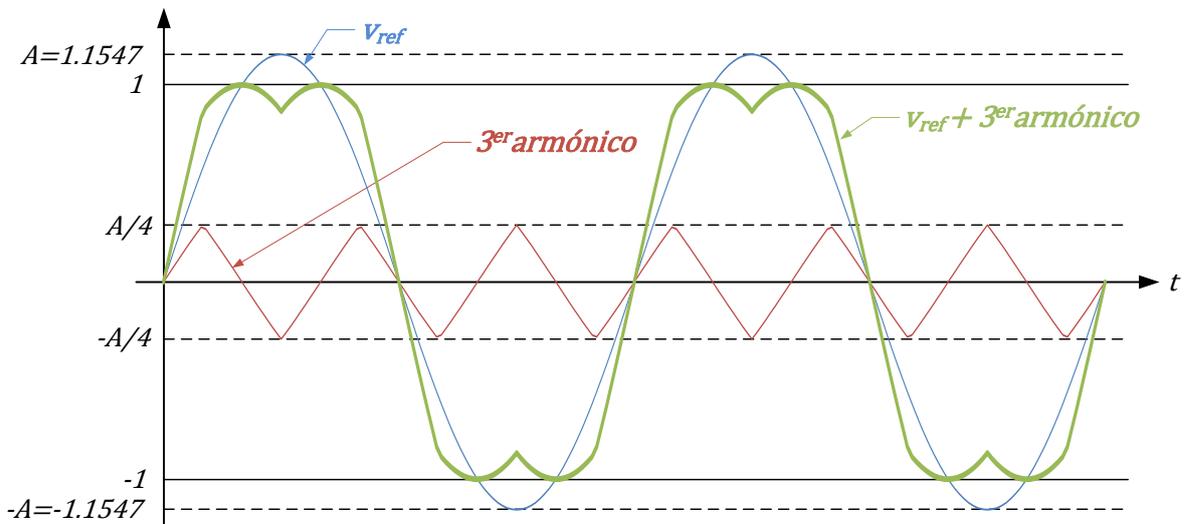


Figura 2.42. Método alternativo para la inyección del tercer armónico.

Este método ha sido elegido en esta tesis, debido a la simplicidad a la hora de implementarlo, para inyectar el tercer armónico a las tensiones de referencia proporcionadas por los reguladores de corriente.

2.4. Límites de tensión y corriente del convertidor

Tal como se ha estudiado en capítulos anteriores, el convertidor conectado a red tiene como objetivo intercambiar potencias con la red generando las tensiones adecuadas para conseguir las corrientes necesarias. Cabe destacar que tanto las tres tensiones como las tres corrientes generadas están relacionadas directamente con la tensión de bus, tal como se puede apreciar en las siguientes expresiones para un convertidor bi-nivel.

$$V_{bus} = -\frac{1}{C_{bus}} \int I_{bus} dt = -\frac{1}{C_{bus}} \int (S_a i_{aconv} + S_b i_{bconv} + S_c i_{cconv}) dt \quad (2.89)$$

$$v_{aconv} = \frac{V_{bus}}{3} (2S_a - S_b - S_c) \quad (2.90)$$

$$v_{bconv} = \frac{V_{bus}}{3} (2S_b - S_a - S_c) \quad (2.91)$$

$$v_{cconv} = \frac{V_{bus}}{3} (2S_c - S_a - S_b) \quad (2.92)$$

Donde S_a , S_b y S_c son las órdenes de conmutación para la rama correspondiente a cada una de las fases abc ; V_{bus} es la tensión del bus DC; v_{aconv} , v_{bconv} y v_{cconv} son las tensiones en el lado AC del convertidor e i_{aconv} , i_{bconv} e i_{cconv} son las tres corrientes a la salida del convertidor. Todas estas variables se pueden contemplar en la Figura 2.43.

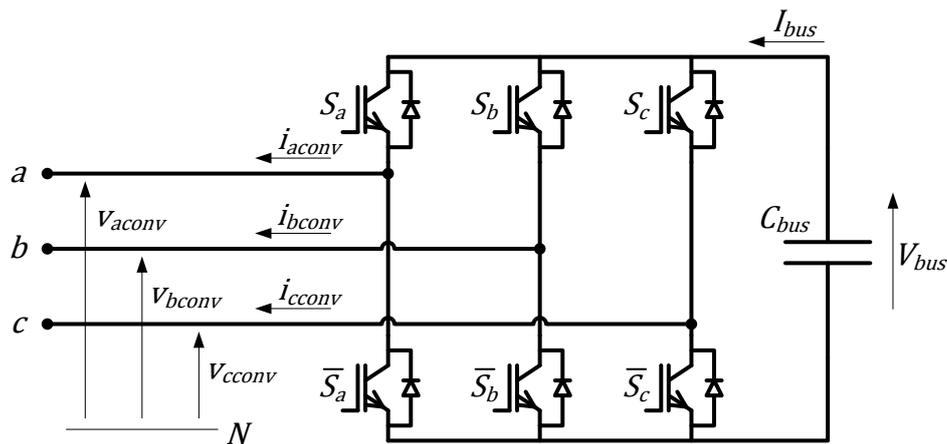


Figura 2.43. Convertidor binivel con sus variables.

Por lo tanto, todas las variables del convertidor mostradas en la Figura 2.43 se encuentran interrelacionadas mediante las ecuaciones (2.89)-(2.92). Ello significa que el

sobrepasamiento de los correspondientes límites en cualquiera de estas siete variables (V_{aconv} , V_{bconv} , V_{cconv} , I_{aconv} , I_{bconv} , I_{cconv} , V_{bus}) podría causar problemas de diversa naturaleza en el convertidor pudiendo incluso peligrar la integridad del sistema. Por esta razón, y en esta tesis, se han considerado críticas las siete variables mencionadas las cuales se agruparán en tres grupos: corrientes de convertidor, tensiones de convertidor y tensión de bus. En los siguientes apartados se analizarán individualmente las causas y las consecuencias de superar los límites de cada grupo de variables críticas: corrientes de convertidor, tensiones de convertidor y tensión de bus.

2.4.1. Límite de corriente de convertidor

El límite de corriente de un convertidor es un valor que normalmente suele estar establecido por el límite de corriente de los semiconductores utilizados [17]. Al trabajar con corrientes equilibradas, es sencillo calcular la amplitud que tendrá cada una de las fases de la corriente, ya que, serán iguales a la amplitud del fasor de corriente. Esta particularidad se representa en la Figura 2.44 en donde se aprecia que las tres corrientes son iguales en amplitud y además son menores que la máxima corriente permitida. Por lo tanto, en un control vectorial, sería suficiente con supervisar la amplitud del fasor de corriente y limitar su valor para asegurar que no se supera la corriente nominal del convertidor en ninguna de las fases.

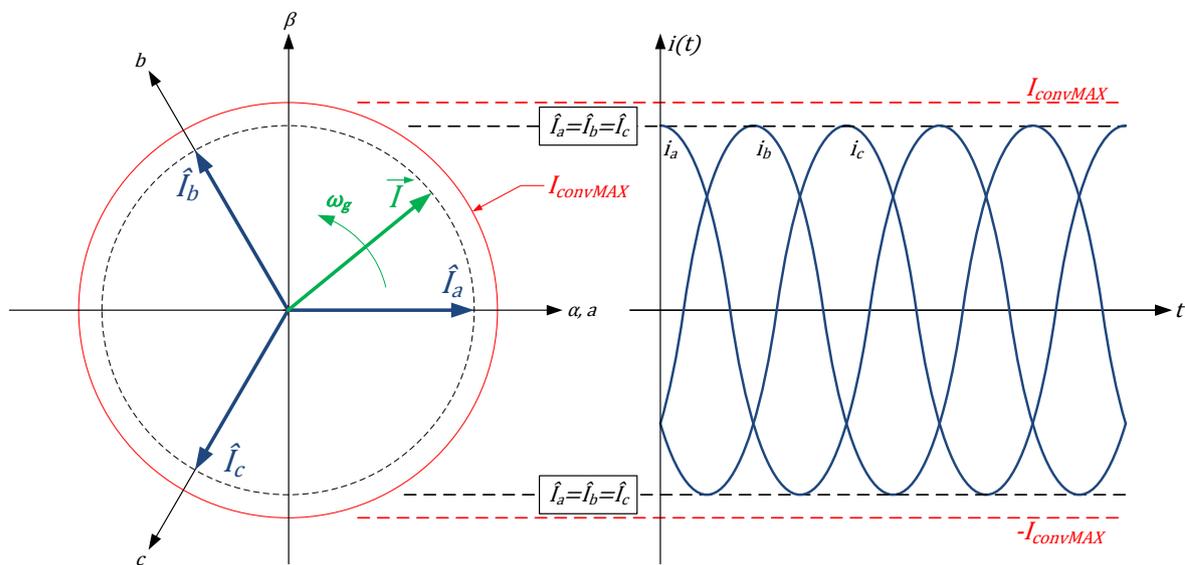


Figura 2.44. Fasor espacial de corriente (verde) y el valor de pico de cada una de las fases junto con la máxima corriente permitida.

Cabe destacar que en el caso mostrado en la Figura 2.44 las corrientes no alcanzan la corriente máxima, estando el círculo que traza el fasor de corriente dentro del círculo que delimita la máxima corriente permitida del convertidor.

Por otro lado, en un sistema en donde las corrientes son desequilibradas, la amplitud del fasor de corriente no coincidirá en la mayoría de los casos con la amplitud de ninguna de las fases. En estos casos será más difícil estimar el valor de pico de cada una de las fases y deducir si alcanzarán o no el máximo valor permitido. Esto se debe a que el fasor de corriente dejará de trazar un círculo como el de la Figura 2.44 y además su velocidad de giro no será constante.

De todas formas, el sobrepasamiento del límite de corriente por una única fase será suficiente para provocar el sobrecalentamiento de los semiconductores en cuestión y en consecuencia la destrucción de dicha rama del convertidor. En la Figura 2.45 se muestra un ejemplo de corrientes desequilibradas en donde una de las fases (fase a) supera el máximo valor permitido.

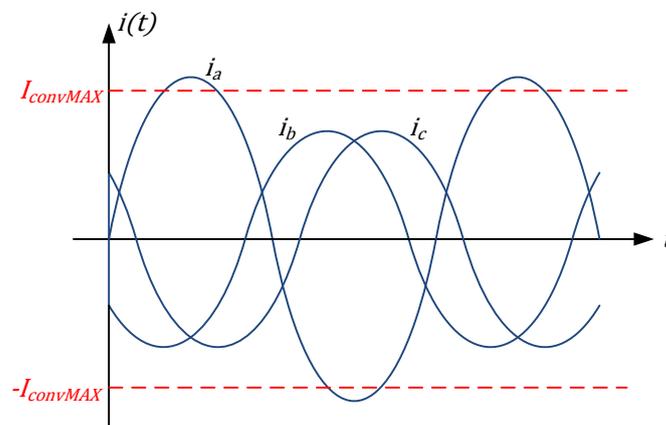


Figura 2.45. Corrientes desequilibradas.

El análisis de sistemas desequilibrados y el cálculo de los máximos de cada fase será un tema que se abordará en el siguiente capítulo de esta tesis.

2.4.2. Límite de tensión de convertidor

La máxima tensión de convertidor es un valor que normalmente lo fija la modulación utilizada y la tensión del bus DC. Para la modulación utilizada en la presente tesis, de manera ideal, el máximo valor que se puede obtener a la salida del convertidor sin llegar a sobremodular queda definido por la ecuación (2.88). A diferencia del límite de corriente, superar el límite de tensión no provocará la destrucción de los dispositivos del convertidor pero en cambio, generará problemas tales como:

- Deterioro de la calidad de onda debido a que se entra en la zona de sobremodulación

- Imposibilidad de sintetizar una consigna de tensión demasiado alta que pueda demandar el control ya que la máxima amplitud se encuentra limitada, tal como se aprecia en la Figura 2.46. Este hecho podría generar inestabilidades del sistema.

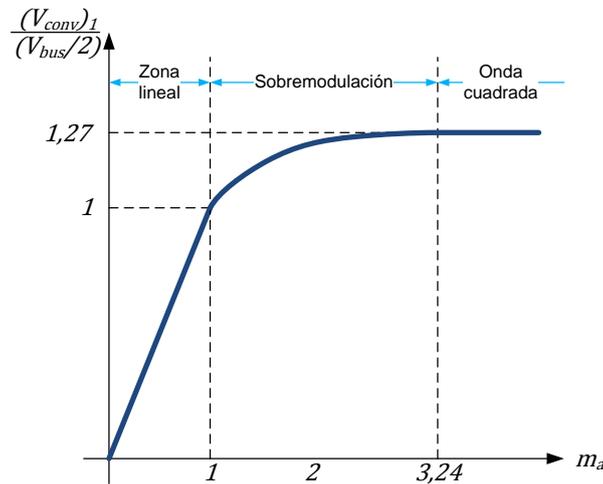


Figura 2.46. Relación entre el valor fundamental de la tensión de referencia y tensión de salida.

En cuanto a la modulación, la Figura 2.46 muestra la relación existente entre el índice de modulación (m_a) y el valor de la fundamental de la tensión de salida del convertidor $(V_{conv})_1$, normalizado con respecto a $V_{bus}/2$. Se aprecia claramente que la relación lineal existe únicamente hasta el índice de modulación unitario. A partir de este punto no sólo se perderá la linealidad, también empezarán a aparecer armónicos de tensión a frecuencias bajas que a su vez generarán armónicos de corriente a las mismas frecuencias. Por estas razones en la presente tesis se evita trabajar en sobremodulación, evitando armónicos de bajo orden que pudiesen aparecer. La Figura 2.47 muestra el espectro de la tensión a la salida del convertidor (V_{conv}) una vez entrado en sobremodulación. Cabe destacar que en algunos casos puntuales puede que no quede otro remedio que trabajar en sobremodulación por necesitar una tensión mayor a la salida del convertidor. De todas formas, existe un límite físico e inevitable para la fundamental de tensión de convertidor incluso trabajando en sobremodulación. Este límite se da cuando la tensión de salida del convertidor corresponde a una onda cuadrada, siendo su valor de 1.27pu, tal como se aprecia tanto en la Figura 2.46 así como en la Figura 2.47.

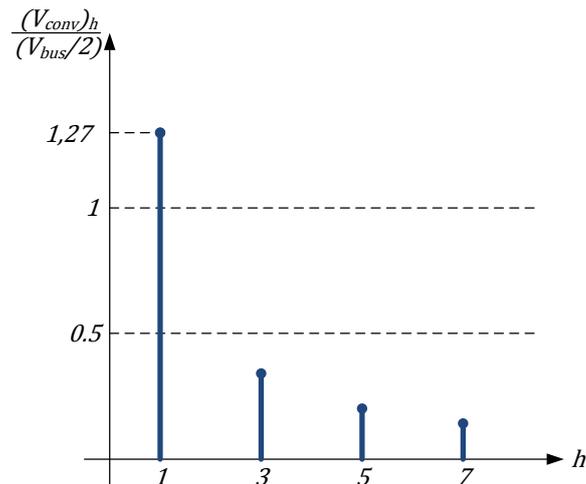


Figura 2.47. Espectro de la tensión de convertidor en sobremodulación.

La necesidad de generar tensiones tan elevadas surge sobre todo cuando el convertidor trabaja en modo capacitivo, es decir, cuando a su salida tiene que generar una tensión superior a la tensión de red. A modo de ejemplo se muestra en la Figura 2.48 un convertidor conectado a red mediante un filtro puramente inductivo en donde la fase *a* de la tensión de red se encuentra a su valor nominal mientras que la fase *a* de la tensión de convertidor alcanza su máximo valor permitido.

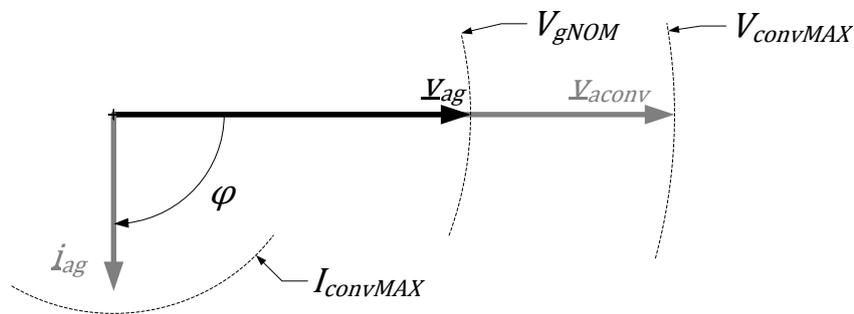


Figura 2.48. Modo de funcionamiento capacitivo con la tensión de convertidor a su máximo valor.

En cambio, según la norma UNE-EN 50160 [27] todo dispositivo conectado a red tiene que ser capaz de trabajar ante variaciones de la tensión de red de $\pm 10\%$ sobre la nominal. Asumiendo esta posibilidad la Figura 2.49 demuestra en gris claro la necesidad que habría de superar la tensión máxima permitida a la salida del convertidor para poder mantener el mismo valor de corriente que en el caso anterior si la tensión de red aumentase un 10%.

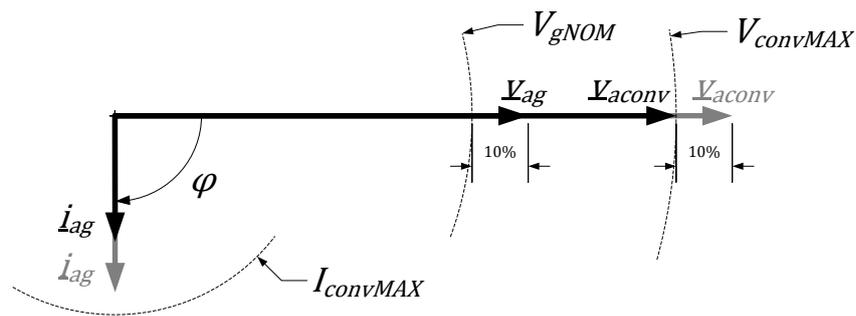


Figura 2.49. Sobretensión necesaria a la salida del convertidor en modo capacitivo.

La Figura 2.49 demuestra la necesidad de algún método para limitar las corrientes en función de la tensión de convertidor, especialmente para asegurar el correcto funcionamiento ante este tipo de variaciones en la tensión de red.

Cabe destacar que en ningún momento se han considerado los tiempos muertos ni los T_{on} mínimos. En el caso en que la relación entre la frecuencia de conmutación (f_{sw}), T_{on} y el tiempo muerto sean significativos, los valores numéricos mostrados en este apartado variarían.

2.4.3. Límite de oscilaciones de la tensión de bus

Por último, la máxima oscilación de la tensión de bus también tiene que ser considerada por razones de seguridad y para evitar problemas de modulación. En cuanto a la integridad de los condensadores, cabe destacar que las oscilaciones de tensión producirán oscilaciones de corriente a la misma frecuencia provocando un estrés térmico añadido en los mismos. Estos incrementos de temperatura se producen debido a la resistencia interna de estos elementos, llamada *ESR* (Equivalent Series Resistance). La Figura 2.50 muestra el esquema eléctrico equivalente real de un condensador.

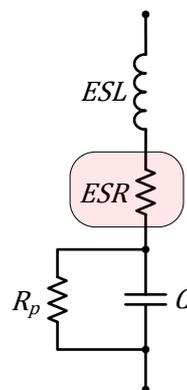


Figura 2.50. Circuito eléctrico equivalente de un condensador.

Donde la *ESL* (Equivalent Series Inductance) es la inductancia equivalente de todo el circuito interno del condensador y la *R_p* es la resistencia de pérdidas. Además la resistencia equivalente *ESR* cambia en función de la frecuencia, disminuyendo su valor a medida que aumenta la frecuencia. Esto significa que presentará sus mayores valores en las frecuencias más bajas tal como se visualiza en la Figura 2.51 [76].

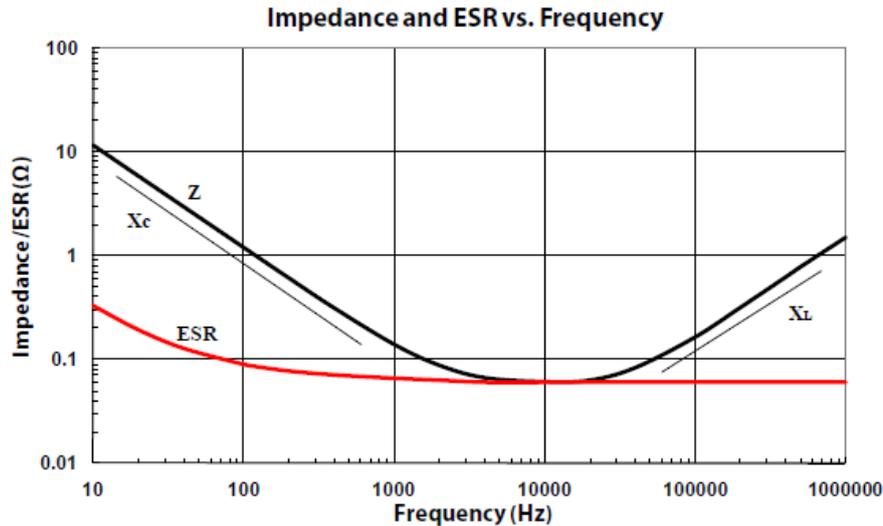


Figura 2.51. Evolución del valor de *ESR* en función de la frecuencia [76].

Por ello, la problemática analizada en esta tesis surge cuando un convertidor intercambia con la red tensiones y/o corrientes desequilibradas, ya que según las ecuaciones (2.57) y (2.58), se generan oscilaciones tanto en la potencia reactiva (Q_{conv}) como en la potencia activa del convertidor (P_{conv}). Estas oscilaciones en la potencia activa en el lado AC se ven reflejadas en el lado DC como oscilaciones de tensión según la siguiente relación [77, 78], la cual desprecia las pérdidas que se dan en el convertidor.

$$\tilde{V}_{bus} = \frac{\tilde{P}_{conv}}{\tilde{I}_{conv}} \approx \frac{\tilde{P}_{conv}}{\langle V_{bus} \rangle_0 2\omega_g C_{bus}} \quad (2.93)$$

Siendo $\langle V_{bus} \rangle_0$ el valor medio de la tensión de bus y C_{bus} la capacidad equivalente del banco de condensadores de bus. De esta manera, al igual que las oscilaciones de potencia activa definidas mediante la ecuación (2.57), también las oscilaciones de tensión de bus tendrán una frecuencia del doble de la frecuencia de la red. La Figura 2.52 ilustra el escenario mencionado.

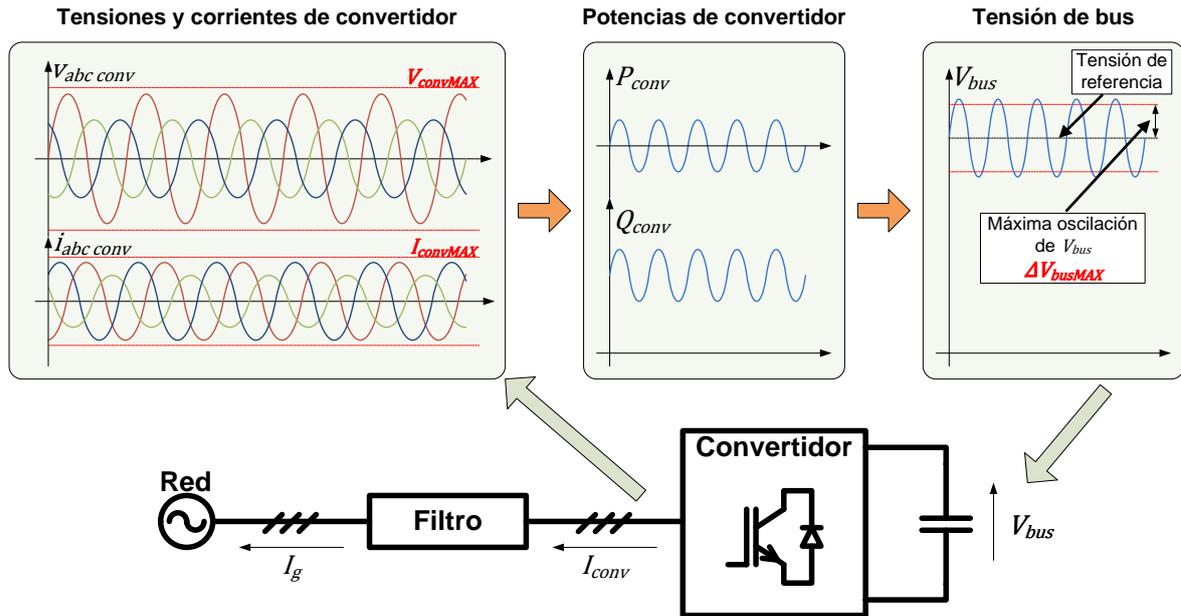


Figura 2.52. Oscilaciones generadas en el bus DC por el intercambio de tensiones y corrientes desequilibradas.

Esta oscilación, por una parte, producirá una oscilación proporcional de corriente generando pérdidas por efecto Joule en la resistencia ESR del condensador provocando un mayor incremento de temperatura del mismo, tal como se describe en la ecuación (2.94).

$$P_{Joule} = R I^2 = (ESR) I^2 \quad (2.94)$$

Por lo tanto, si las oscilaciones de tensión de bus alcanzan valores elevados, el incremento de temperatura generado podría causar el deterioro de los condensadores. Cabe destacar además que, tal como se aprecia en la Figura 2.52, aunque las tensiones y corrientes no superen sus respectivos límites, la combinación de ambas variables desequilibradas puede generar unas oscilaciones de tensión en el bus DC que podrían superar su límite establecido.

Por otro lado las oscilaciones en la tensión de bus pueden también provocar problemas en la modulación debido a que las señales de referencia se comparan con una señal triangular proporcional a la tensión de bus. En estos casos, si las oscilaciones son considerables, las tensiones de referencia pueden superar en amplitud la señal triangular. En la Figura 2.53 se muestra un ejemplo de esta situación.

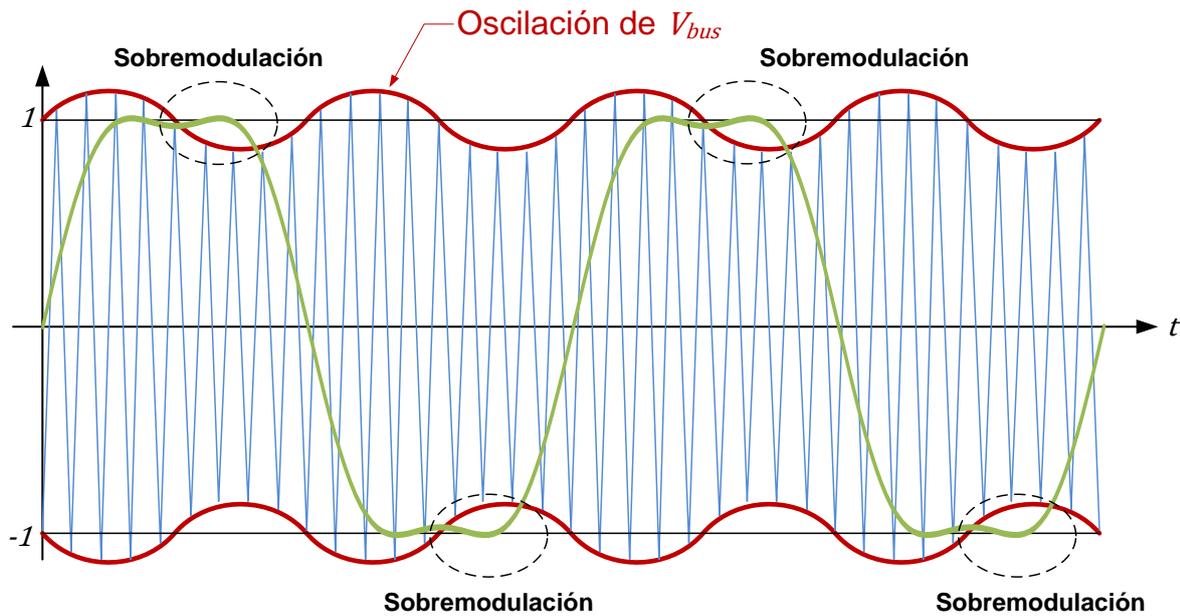


Figura 2.53. Problemas en la modulación por oscilaciones de la tensión de bus.

Estas sobremodulaciones puntuales pueden generar pequeños armónicos en la tensión alterna sintetizada y en consecuencia en las corrientes de convertidor. En cambio, si las oscilaciones de tensión de bus DC alcanzan valores elevados, las sobremodulaciones generadas también serían considerables pudiendo generar armónicos tanto en la tensión como en las corrientes de salida muy importantes. Además del problema de armónicos, en estos casos podría haber dificultades incluso para generar las tensiones de referencia, tal como se ha expuesto en la Figura 2.46, peligrando la estabilidad del control. En esta tesis, para evitar los problemas citados, se ha adoptado un límite máximo para las oscilaciones de la tensión de bus de un 5% (pico a pico) del valor de consigna. A este máximo se le denominará en adelante ΔV_{busMAX} .

Como resumen se muestran en la Tabla 2.8 las variables consideradas críticas en esta tesis junto con los principales problemas que pueden surgir si se superan sus respectivos límites.

Por todas estas razones se ha decidido desarrollar algoritmos de limitación de la actividad del convertidor para que ninguna de las variables mencionadas supere el máximo permitido y no supongan un problema para el buen funcionamiento del sistema.

Tabla 2.8. Resumen de las variables críticas del convertidor y los posibles efectos por superar los límites.

Variable	Límite	Posibles efectos por exceder los límites
I_{conv}	$I_{convMAX}$	- Sobrecalentamientos en todos los elementos del circuito. - Posibilidad de rotura de semiconductores (u otros elementos).
V_{conv}	$V_{convMAX}$	- Generación de armónicos de bajo orden en las tensiones y corrientes del lado AC por sobremodulaciones. - Posibilidad de pérdida de estabilidad por no poder generar las tensiones demandadas por el control.
V_{bus}	ΔV_{busMAX}	- Calentamientos internos en los condensadores de bus DC - Posibles sobremodulaciones puntuales generando armónicos en las tensiones y corrientes del lado AC. - Posibilidad de pérdida de estabilidad por no poder generar las tensiones demandadas por el control.

2.5. Conclusiones

En este capítulo se ha analizado el sistema compuesto por un convertidor conectado a la red eléctrica mediante un filtro de armónicos. El análisis del filtro de armónicos se ha realizado de una manera frecuencial, para poder contemplar de una manera sencilla cualquier topología de filtro. En el caso de la red eléctrica también se ha realizado una generalización, planteando un análisis de diferentes perturbaciones que puede presentar la tensión de red. Dicho análisis se ha llevado a cabo mediante fasores espaciales, estudiando el efecto de cada perturbación sobre el fasor espacial de tensión. Cabe destacar que esta tesis se ha centrado en los desequilibrios de tensión analizando su efecto sobre el fasor espacial de tensión mediante la teoría de las componentes simétricas. De esta manera el fasor desequilibrado se descompone en dos fasores equilibrados llamados secuencia positiva y negativa. Aplicando la misma teoría a las corrientes desequilibradas se hace evidente la facilidad con la cual se analizan sistemas con tensiones y corrientes desequilibradas. Por lo tanto, y suponiendo la capacidad de controlar independientemente cada secuencia de corriente surgen diversas estrategias de control cumpliendo diferentes objetivos como pueden ser generar corrientes equilibradas o minimizar las oscilaciones de la tensión del bus DC. Para conseguir estos objetivos en esta tesis se ha decidido utilizar el control dual de corrientes debido a la robustez y facilidad de implementación que presenta. Sin embargo, dicho control requiere de un método de sincronización que sea capaz de obtener los valores de las secuencias positivas y negativas tanto de tensión como de corriente de una manera rápida y estable. Esta tarea se ha llevado a cabo mediante un DSOGI-PLL para la tensión y la utilización de DSCs para filtrar las corrientes.

Finalmente se han analizado las variables que se han considerado críticas en un convertidor demostrando la existencia de límites para dichas variables y analizando las consecuencias de superar dichos límites. Debido a la existencia de dichos límites y a la posibilidad de poner en peligro incluso la integridad del convertidor en caso de superarlos se ha planteado desarrollar algoritmos de limitación que eviten el sobrepasamiento de los límites de dichas variables.

Capítulo 3

Técnicas de limitación del convertidor conectado a red

El presente capítulo plantea una solución a las necesidades de limitación expuestas en el capítulo anterior. Para ello primeramente se analizarán las técnicas de limitación existentes en la literatura científica analizando sus características y exponiendo sus principales carencias. Este análisis dejará patente la ausencia de técnicas de limitación que sean capaces de cumplir las estrategias de control a la vez de mantener las tres variables consideradas críticas dentro de sus máximos valores permitidos. Por ello, en este capítulo se desarrollarán dos algoritmos de limitación de consignas para dos estrategias de control diferentes. Como primer paso se planteará un método de cálculo de los valores de pico de las fases abc a partir de las componentes d-q de secuencia positiva y negativa. Con estas expresiones y aplicando las ganancias del filtro obtenidas en el capítulo anterior se llegará a dos algoritmos de limitación considerando los límites de las tres variables críticas del convertidor. Cada algoritmo estará destinado a una estrategia de control diferente intentando abarcar la gran mayoría de las aplicaciones industriales para este tipo de convertidores.

3.1. Técnicas de limitación existentes en la literatura científica

Existen recogidas en la literatura diversas propuestas para limitar las corrientes de convertidor con el objetivo de evitar el deterioro de alguno de sus componentes. La forma más directa de limitar se basa en saturar las consignas de corriente al valor máximo permitido justo a la entrada de los reguladores. Este método no genera ningún problema cuando se trabaja con corrientes equilibradas. En [79] por ejemplo, el objetivo es generar corrientes equilibradas aunque la red se encuentre desequilibrada. Esto hace que el fasor de las corrientes de referencia trace siempre un círculo coincidiendo además la amplitud de dicho círculo con la amplitud de las tres corrientes. De esta manera, saturando la amplitud del fasor al valor de la máxima corriente se consigue limitar la amplitud de las corrientes de fase. Los problemas surgen cuando se trabaja con corrientes desequilibradas y el fasor traza una elipse. En estos casos si se aplica una saturación cuando el fasor de las referencias de corriente sobrepasa el límite se deforma dicha elipse generando no-linealidades en la misma. Este fenómeno se aprecia en la Figura 3.1.

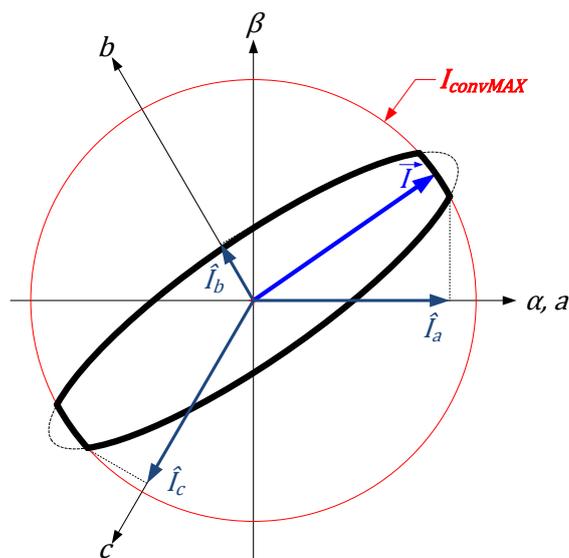


Figura 3.1. Limitación de corrientes desequilibradas por saturación del fasor.

Estas no-linealidades en las referencias de corriente producen armónicos en las tensiones generadas por el convertidor y en consecuencia en las corrientes de salida. Este hecho se analiza en [43] en donde se proponen dos soluciones para poder reducir las referencias de corriente desequilibradas sin generar armónicos. Las soluciones propuestas se basan en encoger la elipse para ajustarla a los límites definidos por el círculo de la corriente máxima. Sin embargo, estas técnicas de limitación no respetan las estrategias utilizadas a la hora de generar las referencias de corriente, ya que se

encuentran justo antes de los reguladores de corriente. Además, al actuar sobre todas las componentes de corriente, podría alterar el buen funcionamiento de controles como el lazo de la tensión de bus al contrarrestar su acción mediante el limitador.

Para evitar este problema existen propuestas que incluyen la limitación en la generación de las corrientes, dicho de otra forma, las referencias de corriente se generan teniendo en cuenta las limitaciones del convertidor. Una propuesta básica es la que se plantea en [44] en donde las referencias de corriente se generan de forma analítica, tal como se ha expuesto en el capítulo 2.3.3.3, forzando en este caso tanto la potencia reactiva como las oscilaciones de la potencia activa a cero al tratarse de un sistema de generación. La limitación sólo se aplica al detectar un hueco, alterando la matriz utilizada para el cálculo de las referencias de corriente y forzando la amplitud del fasor a la máxima corriente permitida. No obstante, alterar la matriz implica cambiar alguna de las condiciones de generación de consignas que se tenían en el régimen permanente. Debido a esto, en [45] se propone calcular el valor de la máxima corriente inyectable a red teniendo en cuenta los desequilibrios de la tensión de red. En [46, 47] en cambio se plantea calcular las potencias máximas transferibles a red considerando las condiciones actuales de la tensión de red y el límite de corriente. Se muestra cómo calcular dicho límite para diferentes estrategias de control de potencias. Una vez calculados dichos valores, son las referencias de potencia las que se limitan a los valores máximos calculados, asegurándose de esa manera el cumplimiento de las estrategias en cada caso ya que las referencias de corriente se calculan a posteriori usando el valor de la potencia limitada. Esta filosofía de limitación se muestra en la Figura 3.2.

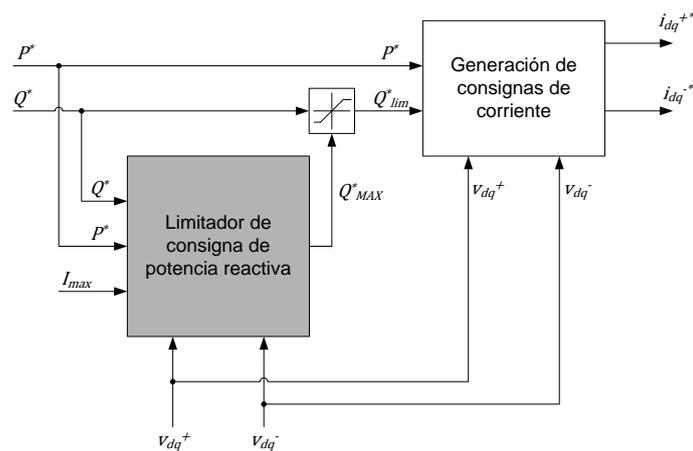


Figura 3.2. Estrategia de limitación de corriente por limitación de consignas de potencia.

Por otra parte, aun no siendo una técnica de limitación en sí, es interesante el estudio que se realiza en [80] calculando las tensiones y corrientes que un convertidor debiera

ser capaz de generar para eliminar el desequilibrio de tensión en un punto de la red. En este estudio se plantean diferentes estrategias de control y utilizando como dato las impedancias de la red. También en este caso el dimensionamiento se hace considerando el fasor de tensión y corriente.

Cabe destacar que todas las técnicas mencionadas hasta el momento limitan las corrientes de convertidor asegurando que su fasor no supere en ningún momento el máximo valor permitido, es decir, asegurando que la elipse se encuentre dentro del círculo delimitado por la corriente máxima.

Sin embargo, tal como se aprecia en la Figura 3.3 (a), en la mayoría de los casos limitando el fasor de corriente (\vec{I}) se sobreprotege el sistema, ya que cuando el fasor alcanza el valor de la máxima corriente permitida ($I_{convMAX}$), ninguna de las fases de corriente tiene como pico dicho valor.

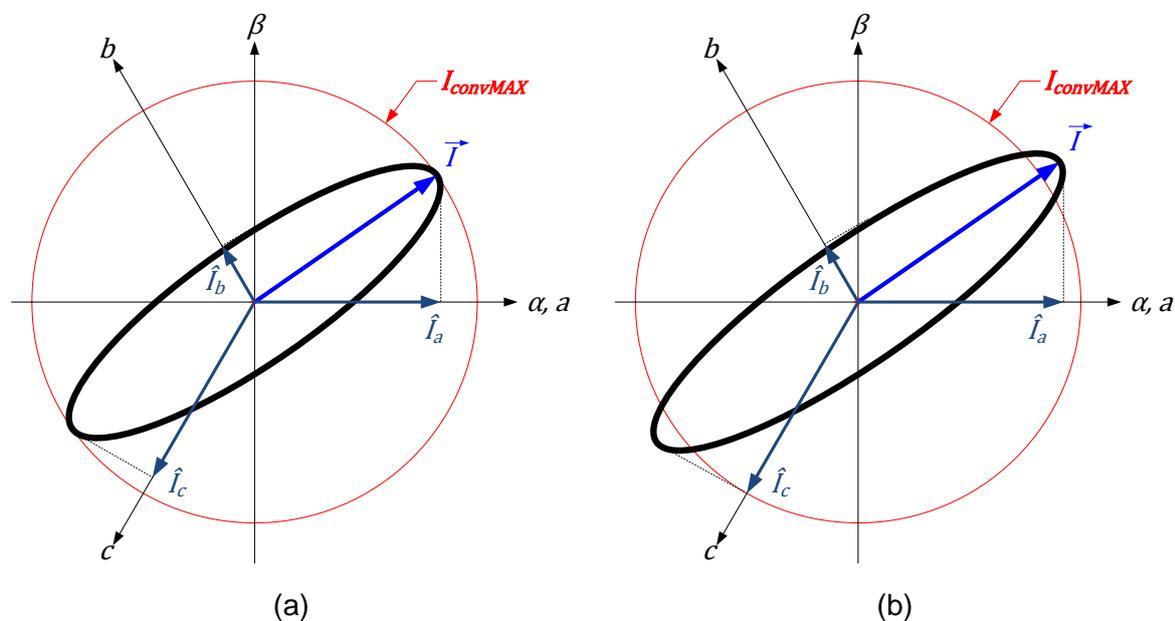


Figura 3.3. Limitación de corriente. (a) Limitación del fasor, (b) limitación de las corrientes de fase.

Por este motivo, según [48] implementar estrategias que limiten las corrientes de fase en vez del fasor de corriente pueden incrementar la potencia intercambiada con la red en hasta un 15%. El incremento en las corrientes de fase se aprecia en la Figura 3.3 (b) en donde la fase c de corriente alcanza el máximo valor permitido ($I_{convMAX}$) siendo el fasor de corriente (\vec{I}) mayor en amplitud que el límite de corriente ($I_{convMAX}$). Debido a esto, recientes estudios en este campo proponen estrategias que calculan los límites para las consignas en cada instante, con el objetivo de que ninguna de las fases de corriente supere el valor máximo permitido ($I_{convMAX}$). De esta forma en [10, 48-52] se propone calcular, según la aplicación o la estrategia de control, la potencia reactiva máxima o la

corriente máxima transferible a la red. En este cálculo se utilizan las componentes de la tensión y el valor de la corriente máxima. A diferencia de la filosofía mostrada en la Figura 3.2, al considerar las corrientes de fase en vez del fasor, es necesario que el valor de la potencia o corriente máxima obtenida esté calculado considerando la fase en donde la corriente alcanzará el valor más elevado. En este sentido, la identificación de la fase más restrictiva, como bien se analiza en [10], dependerá de la inclinación de la elipse. En la Figura 3.4 (a) se muestran las zonas en donde se encuentra identificada la fase más restrictiva. Como ejemplo se puede observar en la Figura 3.4 (b) una elipse con una inclinación de 45° con respecto a la horizontal. Se puede corroborar cómo la fase más restrictiva corresponde a la fase c al ser una inclinación dentro del rango $30^\circ \div 90^\circ$.

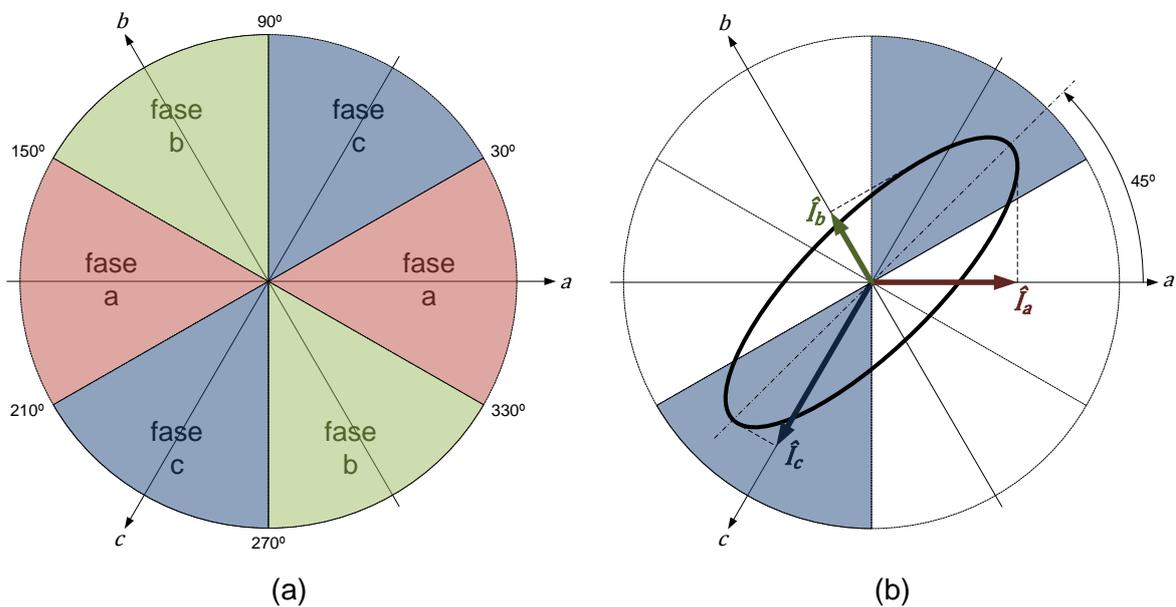


Figura 3.4. Identificación de la fase más restrictiva en función de la inclinación de la elipse. (a) zonas en donde la fase más restrictiva se mantiene, (b) ejemplo con una inclinación de 45° .

De esta manera se calcula la potencia o corriente máxima transferible a la red sin que la corriente de dicha fase supere el valor máximo permitido ($I_{convMAX}$). Así, si en algún momento las referencias superan los máximos valores calculados, éstas se saturan asegurando el correcto funcionamiento y la integridad del convertidor.

De todas formas, todas las estrategias mencionadas se centran únicamente en la limitación de la corriente despreciando las demás variables críticas del convertidor. Aun así, es sabido que cuando el convertidor no puede generar las tensiones demandadas por el control surgen problemas tal como se analiza en [43]. Para evitar estos problemas las principales propuestas se centran en limitar directamente las referencias de tensión. En [43] por ejemplo se plantean las mismas soluciones que para las corrientes encogiendo la elipse y ajustándola al círculo delimitado por la tensión máxima. En [53, 54]

en cambio se proponen soluciones para las modulaciones vectoriales, intentando generar una tensión lo más parecida posible a la demandada para minimizar los problemas. En el caso de las tensiones en cambio no existen propuestas para incluir la limitación de la tensión en la propia generación de las consignas tal como se llevaba a cabo en la limitación de las corrientes. Esto evitaría los problemas generados por las saturaciones en las referencias de tensión.

Debido a esto, sería interesante desarrollar nuevas estrategias de limitación, reduciendo directamente las consignas principales de potencia o corriente, y considerando todas las variables críticas del convertidor analizadas en el apartado 2.4 de esta tesis.

Por lo tanto, en los apartados siguientes se propondrán dos nuevas estrategias de limitación apropiadas para tensiones y corrientes desequilibradas y que además supervisen las tres variables críticas del sistema asegurando que ninguna de ellas supere su límite: corriente máxima de convertidor ($I_{convMAX}$), tensión máxima de convertidor ($V_{convMAX}$) y máxima oscilación de la tensión de bus (ΔV_{busMAX}). Estos tres límites serán tratados como parámetros pudiendo cambiar su valor y adecuar el limitador a las características de la red, convertidor y filtro de armónicos que se tienen en cada caso. El principio de funcionamiento de las estrategias de limitación se basará en las expresiones matemáticas para el cálculo de los valores de pico de las tres fases tanto de tensión como de corriente. Además se planteará un método para estimar las oscilaciones de la tensión del bus DC. Todo el desarrollo matemático necesario para la obtención de dichas expresiones matemáticas se analiza en el apartado 3.2 de esta tesis.

Por último cabe destacar que las dos estrategias planteadas darán solución a la gran mayoría de las aplicaciones de un compensador paralelo de reactiva.

3.2. Cálculo de máximos de cada fase

Los métodos de limitación de consignas que se van a proponer requieren en primer lugar de un método de cálculo de los valores de pico de las tres fases tanto de tensión como de corriente a partir de sus valores instantáneos. Este cálculo se llevará a cabo mediante el análisis matemático de la elipse trazada por los fasores espaciales de tensión y corriente. En la Figura 3.5 se muestra como ejemplo el caso de la corriente, cuyos valores de pico de cada fase corresponden con la tangente de la elipse perpendicular a cada eje abc .

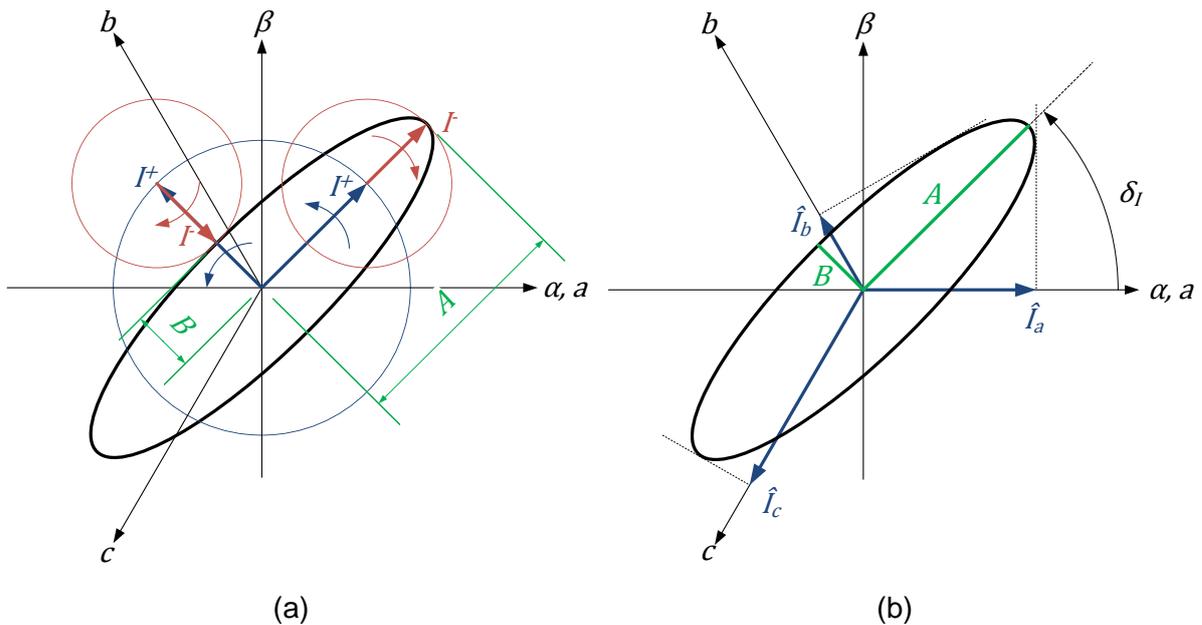


Figura 3.5. Elipse de un sistema de corrientes desequilibradas. (a) Generación de la elipse mediante la suma vectorial de la secuencia positiva y negativa, (b) semieje mayor A y semieje menor B de la elipse junto con la estimación de los valores de pico de las tres fases mediante las proyecciones perpendiculares.

El primer paso será calcular los valores del semieje mayor (A), el valor del semieje menor (B) y el ángulo de inclinación (δ_I) de la elipse, mostrados en la Figura 3.5. Cabe destacar que el subíndice I del ángulo de inclinación hace referencia a la corriente. En el caso de la tensión el subíndice será sustituido por la letra V .

Al tratarse de un sistema eléctrico, los semiejes de la elipse corresponderán a los puntos en donde se alinean la secuencia positiva y la secuencia negativa, siendo el valor del semieje mayor (A) la suma escalar de la amplitud de la secuencia positiva y la negativa y el valor del semieje menor (B) la resta escalar de las amplitudes de ambas secuencias. Como ejemplo se muestra el caso del fasor de corriente, para los cálculos correspondientes al fasor de tensión sólo habría que sustituir los valores de sus componentes d - q en las ecuaciones (3.1)-(3.7).

$$A = |I^+| + |I^-| \quad (3.1)$$

$$B = ||I^+| - |I^-|| \quad (3.2)$$

En donde las amplitudes de las secuencias positiva y negativa se calculan mediante las siguientes expresiones.

$$|I^+| = \sqrt{(i_{dg}^+)^2 + (i_{qg}^+)^2} \quad (3.3)$$

$$|I^-| = \sqrt{(i_{dg}^-)^2 + (i_{qg}^-)^2} \quad (3.4)$$

El ángulo de inclinación de la elipse (δ) en cambio será el ángulo en donde se cruzan el fasor de secuencia positiva y el fasor de secuencia negativa. Para obtener el valor de dicha inclinación, el primer paso es calcular la posición angular de cada secuencia.

$$\alpha_I^+ = \text{atan}\left(\frac{i_{qg}^+}{i_{dg}^+}\right) \quad (3.5)$$

$$\alpha_I^- = \text{atan}\left(\frac{i_{qg}^-}{i_{dg}^-}\right) \quad (3.6)$$

Finalmente, se obtiene la inclinación de la elipse (δ) que se muestran en la Figura 3.5 (b), como valor medio de los dos ángulos anteriores.

$$\delta_I = \frac{\alpha_I^+ + \alpha_I^-}{2} \quad (3.7)$$

Para el caso de la tensión las ecuaciones serían muy parecidas, sustituyendo las amplitudes de las secuencias positivas y negativas de corriente por los mismos componentes en tensión.

Una vez se tiene la inclinación (δ) y el valor de los dos semiejes (A y B), se plantea la expresión matemática correspondiente a una elipse como el de la Figura 3.5, con centro en el origen y girada un ángulo δ .

$$\frac{(x \cos \delta + y \sin \delta)^2}{A^2} + \frac{(-x \sin \delta + y \cos \delta)^2}{B^2} = 1 \quad (3.8)$$

El primer paso será derivar implícitamente la ecuación (3.8) de donde se obtiene:

$$y' = \frac{(2x \cos^2 \delta + 2y \sin \delta \cos \delta)B^2 + (2x \sin^2 \delta - 2y \sin \delta \cos \delta)A^2}{(2x \sin \delta \cos \delta + 2y \sin^2 \delta)B^2 + (2y \cos^2 \delta - 2x \sin \delta \cos \delta)A^2} \quad (3.9)$$

La derivada mostrada en la ecuación (3.9) tendrá un valor infinito cuando su denominador sea igual a cero:

$$(2x \sin \delta \cos \delta + 2y \sin^2 \delta)B^2 + (2y \cos^2 \delta - 2x \sin \delta \cos \delta)A^2 = 0 \quad (3.10)$$

Desarrollando esta igualdad se obtiene la relación entre las variables x e y en el punto de la elipse en donde su tangente es perpendicular al eje x :

$$x = -\frac{B^2 \sin^2 \delta + A^2 \cos^2 \delta}{B^2 \sin \delta \cos \delta - A^2 \sin \delta \cos \delta} \cdot y \quad (3.11)$$

Sustituyendo esta relación en la ecuación (3.8) y despejando el valor de la variable x , se obtiene la proyección de la elipse en el eje horizontal en el punto donde su derivada es infinita, coincidiendo con el máximo valor de esta proyección y con la máxima amplitud de la variable de la fase a .

$$x_{max} = pico_a = \sqrt{B^2 \sin^2 \delta + A^2 \cos^2 \delta} \quad (3.12)$$

Para el cálculo de los picos de las otras dos fases se gira la elipse 120° a cada lado aprovechando la misma expresión y realizando el mismo cálculo:

$$pico_b = \sqrt{B^2 \sin^2(\delta - 2\pi/3) + A^2 \cos^2(\delta - 2\pi/3)} \quad (3.13)$$

$$pico_c = \sqrt{B^2 \sin^2(\delta + 2\pi/3) + A^2 \cos^2(\delta + 2\pi/3)} \quad (3.14)$$

3.3. Cálculo de las ganancias del filtro

El siguiente paso en el análisis consiste en obtener un método para poder calcular las tensiones y corrientes del lado convertidor a partir de las medidas de tensión y corriente en el lado red. Este cálculo habrá que llevarlo a cabo teniendo en cuenta el efecto del filtro de armónicos colocado entre el convertidor y el punto de conexión a red. Evaluando las magnitudes de las funciones de transferencia (G_{11} , G_{12} , G_{21} , G_{22}) mostradas en la Tabla 2.3 y Tabla 2.5 para la frecuencia de la red (en el caso de esta tesis 50Hz) y separando las componentes d y q se obtienen las expresiones para la tensión y corriente del lado convertidor que se detallan a continuación.

$$v_{dconv}^+ = \frac{G_{22}}{G_{21}} v_{dg}^+ - \frac{1}{G_{21}} i_{qg}^+ \quad (3.15)$$

$$v_{qconv}^+ = \frac{G_{22}}{G_{21}} v_{qg}^+ + \frac{1}{G_{21}} i_{dg}^+ \quad (3.16)$$

$$v_{dconv}^- = \frac{G_{22}}{G_{21}} v_{dg}^- + \frac{1}{G_{21}} i_{qg}^- \quad (3.17)$$

$$v_{qconv}^- = \frac{G_{22}}{G_{21}} v_{qg}^- - \frac{1}{G_{21}} i_{dg}^- \quad (3.18)$$

Las corrientes de convertidor por su lado.

$$i_{dconv}^+ = \left(\frac{G_{11}G_{22}}{G_{21}} - G_{12} \right) v_{qg}^+ + \frac{G_{11}}{G_{21}} i_{dg}^+ \quad (3.19)$$

$$i_{qconv}^+ = - \left(\frac{G_{11}G_{22}}{G_{21}} - G_{12} \right) v_{dg}^+ + \frac{G_{11}}{G_{21}} i_{qg}^+ \quad (3.20)$$

$$i_{dconv}^- = - \left(\frac{G_{11}G_{22}}{G_{21}} - G_{12} \right) v_{qg}^- + \frac{G_{11}}{G_{21}} i_{dg}^- \quad (3.21)$$

$$i_{qconv}^- = \left(\frac{G_{11}G_{22}}{G_{21}} - G_{12} \right) v_{dg}^- + \frac{G_{11}}{G_{21}} i_{qg}^- \quad (3.22)$$

3.4. Limitación de consignas para el funcionamiento STATCOM

Este primer escenario considera un compensador paralelo de reactiva, asumiendo que dicha red puede encontrarse en algún momento desequilibrada. La principal funcionalidad de este tipo de equipos suele ser el intercambio de potencia reactiva con la red con el objetivo de controlar la tensión o el factor de potencia en el punto de conexión con la red. En estos casos, cuando la tensión de red se desequilibra y si el convertidor dispone de un control capaz de regular independientemente la secuencia positiva y negativa de corriente, se generan las consignas de corriente con alguna de las estrategias descritas en el apartado 2.3.3.3 de esta tesis. En el presente apartado en cambio, se presentará un algoritmo de limitación de consignas para la estrategia de minimización de las oscilaciones de tensión de bus DC. La Figura 3.6 muestra la evolución de las variables más significativas de esta estrategia.

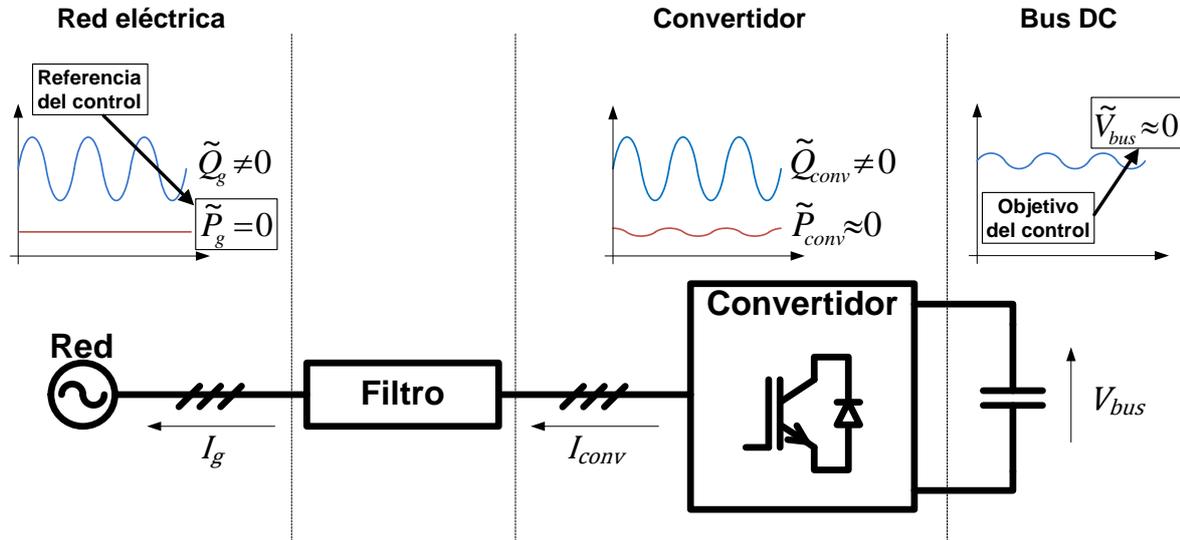


Figura 3.6. Estrategia de minimización de las oscilaciones de bus ante desequilibrios de red cuando el convertidor conectado a red trabaja como STATCOM.

El objetivo de esta estrategia es obtener una expresión matemática mediante la cual se pueda calcular en todo momento la máxima potencia reactiva transferible a la red sin que

ninguna de las corrientes, tensiones u oscilaciones de la tensión de bus del convertidor sobrepase su máximo permitido. Para ello, al diagrama de bloques del control dual mostrado en la Figura 2.21 se le añadirá un bloque de limitación que reduzca las consignas de potencia reactiva en caso de que se prevea que alguna de las variables críticas del convertidor vaya a superar su máximo valor permitido. El diagrama de bloques general incluyendo el nuevo limitador se muestra en la Figura 3.7.

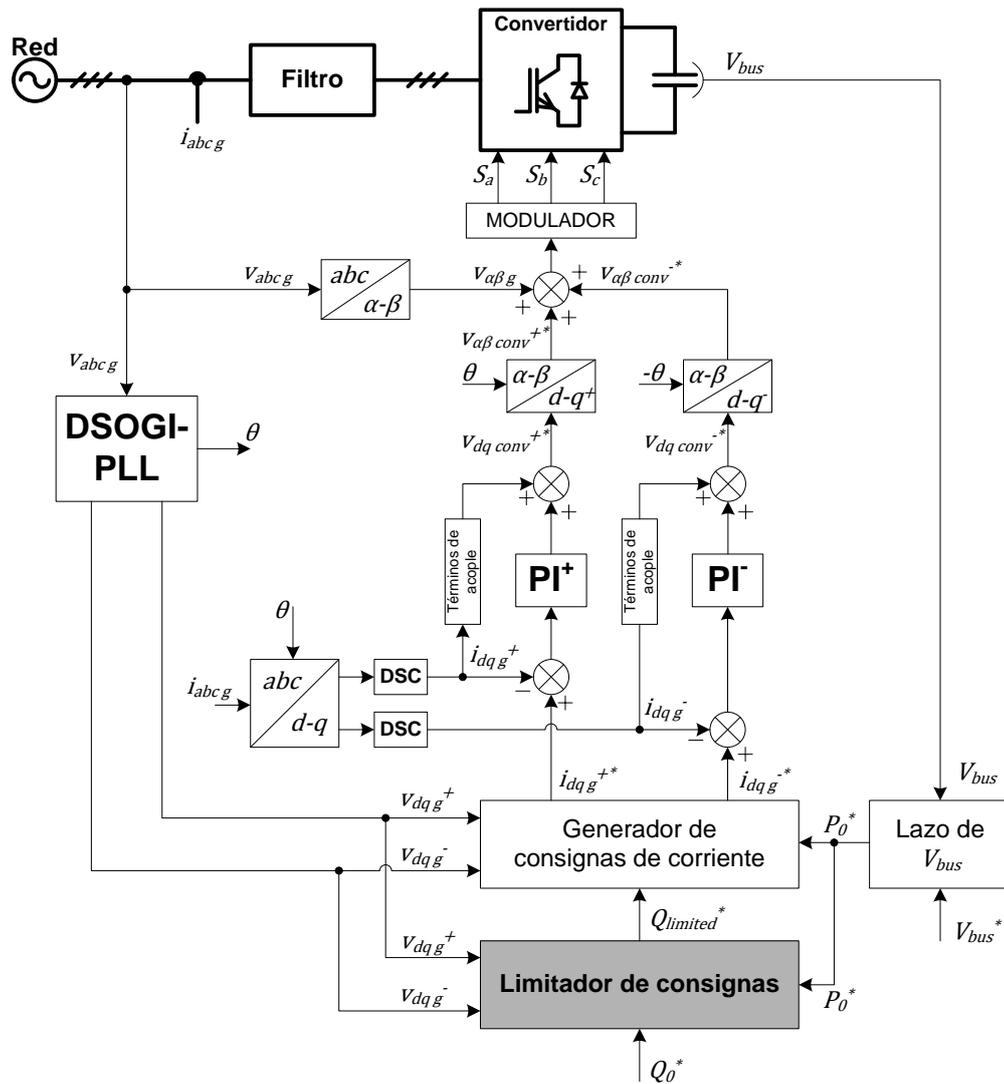


Figura 3.7. Diagrama de bloques del control del STATCOM con limitador de consignas de potencia.

Tal como se contempla en la Figura 3.7 el bloque limitador de consignas se sitúa justo antes del bloque generador de consignas. De esta manera se calcula en todo momento la máxima potencia reactiva que se puede transferir a la red en función del desequilibrio de red existente y se satura la consigna de potencia reactiva (Q_0^*) si es necesario. Tal como se ha comentado en apartados anteriores, el objetivo del control será transferir una cierta cantidad de potencia reactiva minimizando a su vez las oscilaciones de tensión en el bus

DC. Al situar el bloque limitador antes del generador de consignas se asegura el cumplimiento de esta estrategia de minimización de oscilaciones de bus incluso cuando la consigna de potencia está limitada ya que las consignas de corriente se generan con la referencia limitada de potencia reactiva ($Q_{limited}^*$).

El cumplimiento de esta estrategia se asegura mediante la generación de unas secuencias positiva y negativa concretas de corriente mediante las siguientes expresiones derivadas de las ecuaciones (2.78)-(2.81).

$$i_{dg}^{+*} = \frac{2}{3} \left\{ \frac{v_{dg}^+}{|V_g^+|^2 - |V_g^-|^2} P_0^* + \frac{v_{qg}^+}{|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2} Q_{limited}^* \right\} \quad (3.23)$$

$$i_{qg}^{+*} = \frac{2}{3} \left\{ \frac{v_{qg}^+}{|V_g^+|^2 - |V_g^-|^2} P_0^* - \frac{v_{dg}^+}{|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2} Q_{limited}^* \right\} \quad (3.24)$$

$$i_{dg}^{-*} = \frac{2}{3} \left\{ -\frac{v_{dg}^-}{|V_g^+|^2 - |V_g^-|^2} P_0^* + \frac{v_{qg}^-}{|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2} Q_{limited}^* \right\} \quad (3.25)$$

$$i_{qg}^{-*} = \frac{2}{3} \left\{ -\frac{v_{qg}^-}{|V_g^+|^2 - |V_g^-|^2} P_0^* - \frac{v_{dg}^-}{|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2} Q_{limited}^* \right\} \quad (3.26)$$

Por otro lado, el límite de la potencia reactiva será la más restrictiva de entre tres límites independientemente calculados. Máximas potencias reactivas sin exceder la tensión de convertidor, la corriente de convertidor y las oscilaciones de bus. En los sucesivos apartados se analizará la metodología de cálculo de cada uno de estos límites.

3.4.1. Límite de potencia reactiva por corriente de convertidor

Para poder calcular la máxima potencia reactiva transferible a la red en función del desequilibrio de tensión y sin sobrepasar los límites de corriente ($Q_{max I}$), se sustituyen las expresiones de las corrientes obtenidas en las ecuaciones (3.19)-(3.22) en la ecuación del valor máximo de fase (3.12) usando las expresiones (2.78)-(2.81) para las corrientes de red. Por último, igualando esta ecuación al valor máximo permitido para la corriente de convertidor $I_{convMAX}$, y asumiendo que la potencia activa transferida por el convertidor es despreciable se obtiene un polinomio de segundo orden el cual se resuelve de la siguiente manera.

$$Q_{max I} = \frac{-b_I \pm \sqrt{b_I^2 - 4a_I c_I}}{2a_I} \quad (3.27)$$

Siendo los valores de los términos de la ecuación anterior:

$$a_I = \frac{4}{9 \left(|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2 \right)^2} \left(\frac{G_{11}}{G_{21}} \right)^2 \left[|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2 + 2|V_g^+||V_g^-|\cos(2\delta_I) \right] \quad (3.28)$$

$$b_I = \frac{4}{3} \left(\frac{G_{11}G_{22}}{G_{21}} - G_{12} \right) \frac{G_{11}}{G_{21}} \left(\frac{|V_g^+|^2 - |V_g^-|^2}{|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2} \right) \quad (3.29)$$

$$c_I = \left(\frac{G_{11}G_{22}}{G_{21}} - G_{12} \right)^2 \left[|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2 - 2|V_g^+||V_g^-|\cos(2\delta_I) \right] - I_{convMAX}^2 \quad (3.30)$$

La inclinación de la elipse de la corriente de convertidor (δ) se calcula mediante la expresión (3.7), usando las componentes d - q de la corriente de convertidor calculadas con las expresiones (3.19)-(3.22) y (2.78)-(2.81).

Por lo tanto, una vez se tiene el límite para la fase a , se sigue el mismo procedimiento para obtener los límites para el resto de las fases b y c , sumando o restando 120° al ángulo δ_i . Además, hay que destacar que resolviendo el polinomio de segundo orden (3.27) se obtienen dos soluciones, uno positivo y el otro negativo, correspondiendo cada uno de ellos a los modos de funcionamiento capacitivo e inductivo. De esta manera, en total se obtienen seis límites para la potencia reactiva, dos por fase, siendo tres para el modo inductivo y los otros tres para el modo capacitivo. Por último, se escogerá como límite máximo el menor de los tres correspondientes al modo de trabajo seleccionado. Para el cálculo de estos límites se utilizan las medidas de tensión y las consignas de potencia activa (P_θ^*) y reactiva (Q_θ^*).

3.4.2. Límite de potencia reactiva por tensión de convertidor

En este apartado se calculará la potencia reactiva máxima que se puede transferir a la red sin sobrepasar los límites de tensión en el convertidor ($Q_{max \ v}$). Cabe destacar que la tensión de convertidor que impone este límite de potencia ($V_{convMAX}$) viene impuesto por la topología y la modulación utilizada en el convertidor. El primer paso para la obtención del límite de potencia es calcular las tensiones del convertidor mediante las ecuaciones (3.15)-(3.18) sustituyendo en ellas las expresiones (2.78)-(2.81). De esta manera se consiguen las expresiones matemáticas para estimar las tensiones a la salida del convertidor en función de las secuencias positivas y negativas de la tensión de red y las consignas de potencia según la estrategia de minimización de las oscilaciones del bus. Por último, utilizando la ecuación (3.12) con las expresiones de las tensiones del convertidor obtenidas e igualando esta expresión al valor máximo de tensión de convertidor ($V_{convMAX}$) se consigue la relación entre la potencia reactiva máxima y las

tensiones de red. Hay que destacar que también en este caso se ha despreciado el valor de la potencia activa con el objetivo de simplificar la expresión final.

Al igual que en el caso anterior, se obtiene un polinomio de segundo orden el cual se resuelve con la siguiente expresión:

$$Q_{maxV} = \frac{-b_V \pm \sqrt{b_V^2 - 4a_V c_V}}{2a_V} \quad (3.31)$$

Donde el valor de cada parámetro equivale a:

$$a_V = \frac{4}{(|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2)^2} \frac{1}{9G_{21}^2} [|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2 - 2|V_g^+||V_g^-|\cos(2\delta_V)] \quad (3.32)$$

$$b_V = \frac{4}{3} \frac{G_{22}}{G_{21}^2} \left(\frac{|V_g^+|^2 - |V_g^-|^2}{|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2} \right) \quad (3.33)$$

$$c_V = \frac{G_{22}^2}{G_{21}^2} [|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2 + 2|V_g^+||V_g^-|\cos(2\delta_V)] - V_{convMAX}^2 \quad (3.34)$$

La inclinación de la elipse de la tensión de convertidor (δ_V) se calculará de la misma manera que en el apartado anterior, mediante la expresión (3.7) y usando las componentes d - q de la tensión de convertidor calculadas con las expresiones (3.15)-(3.18) y (2.78)-(2.81).

Una vez se tienen todas las variables calculadas, se resuelve la ecuación (3.31) para δ_V y los dos giros de 120° consiguiendo así las máximas potencias reactivas transferibles sin sobrepasar el límite en cada fase. También en este caso con el polinomio de segundo grado se obtienen dos resultados para cada ángulo de giro de la elipse, un resultado positivo y otro negativo, coincidiendo con las potencias en modo capacitivo e inductivo respectivamente. En total se obtienen tres resultados para el modo capacitivo y otros tres para el modo inductivo. Dependiendo de si la consigna externa es inductiva o capacitiva se elegirá la menor de las tres correspondientes al modo de funcionamiento demandado.

3.4.3. Límite de potencia reactiva por oscilaciones de V_{bus}

Por último en este apartado se calculará la máxima potencia reactiva transferible sin superar un límite establecido de oscilaciones de la tensión de bus ($Q_{max\Delta V_{bus}}$). Cabe recordar que a la máxima oscilación de tensión de bus se le ha denominado en esta tesis ΔV_{busMAX} y vendrá impuesta por las características del convertidor.

Para calcular el límite de potencia reactiva por oscilaciones de la tensión de bus se asume que la relación entre dichas oscilaciones y las oscilaciones de la potencia activa del convertidor se describe de la siguiente manera [77, 78].

$$\tilde{V}_{bus} = \frac{\tilde{P}_{conv}}{\tilde{I}_{conv}} \approx \frac{\tilde{P}_{conv}}{\langle V_{bus} \rangle_0 2\omega_g C_{bus}} \quad (3.35)$$

Tal como se visualiza en la Figura 3.6, los términos \tilde{P}_{conv} , \tilde{I}_{conv} y \tilde{V}_{bus} corresponden a las oscilaciones de la potencia, corriente y tensión de bus del convertidor respectivamente. El término $\langle V_{bus} \rangle_0$ por su parte es el valor medio de la tensión de bus, C_{bus} es la capacidad total del bus DC y ω_g es la frecuencia de la red en rad/seg.

En este caso se sigue un procedimiento diferente debido a que se obtendrá un único límite de potencia. Se parte de la expresión matemática de la potencia activa ante la presencia de secuencias positivas y negativas de tensión y corriente.

$$P_{conv} = P_0 + P_{c2} \cos(2\omega_g t) + P_{s2} \sin(2\omega_g t) \quad (3.36)$$

A diferencia de los términos de potencia calculados en las ecuaciones (2.59)-(2.61) para el lado red del filtro, en este caso se plantean las mismas expresiones para el lado convertidor, obteniendo así la expresión total de la potencia activa en ese punto.

$$P_0 = \frac{3}{2} (v_{dconv}^+ i_{dconv}^+ + v_{qconv}^+ i_{qconv}^+ + v_{dconv}^- i_{dconv}^- + v_{qconv}^- i_{qconv}^-) \quad (3.37)$$

$$P_{c2} = \frac{3}{2} (v_{dconv}^+ i_{dconv}^- + v_{qconv}^+ i_{qconv}^- + v_{dconv}^- i_{dconv}^+ + v_{qconv}^- i_{qconv}^+) \quad (3.38)$$

$$P_{s2} = \frac{3}{2} (v_{qconv}^- i_{dconv}^+ - v_{dconv}^- i_{qconv}^+ - v_{qconv}^+ i_{dconv}^- + v_{dconv}^+ i_{qconv}^-) \quad (3.39)$$

El siguiente paso es calcular la amplitud de las oscilaciones de la potencia activa asumiendo que los términos P_{c2} y P_{s2} estarán en cuadratura.

$$\tilde{P}_{conv} = \sqrt{P_{c2}^2 + P_{s2}^2} \quad (3.40)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.15)-(3.22) en la expresión (3.40) se obtiene la amplitud de las oscilaciones de la potencia activa del convertidor en función de las componentes d - q de la tensión y corriente del lado red. Finalmente sustituyendo las expresiones (2.78)-(2.81) para la corriente del lado red, insertando toda la expresión en la ecuación (3.35) e igualando ésta con la máxima oscilación de bus permitida, se puede despejar el valor de la potencia reactiva máxima sin sobrepasar el límite de oscilaciones de la tensión de bus. Hay que destacar que también en este caso se ha despreciado la potencia activa con el objetivo de simplificar la expresión final.

$$Q_{max\Delta V_{bus}} = \sqrt{\frac{3(|V_g^+|^2 + |V_g^-|^2)^2}{G_{11}} \left[\frac{\Delta V_{busMAX} \langle V_{bus} \rangle_0 2\omega_g C_{bus} G_{21}^2}{|V_g^+| |V_g^-|} - K \right]} \quad (3.41)$$

Siendo:

$$K = 3(G_{22}G_{12}G_{21} - G_{11}G_{22}^2) \quad (3.42)$$

3.4.4. Límite total para la potencia reactiva

Una vez obtenidas las expresiones para cada límite por tensión, corriente y oscilaciones de bus, la última tarea consiste en seleccionar el límite más restrictivo para la potencia que corresponderá con el menor valor de los calculados para cada modo de funcionamiento. La siguiente figura describe el funcionamiento del limitador, en donde cada límite se calcula por separado en un bloque y la consigna de potencia proporcionada por el usuario (Q_0^*) es reducida online ($Q_{limited}^*$) si se prevé que alguna de las variables críticas del sistema va a superar su límite permitido.

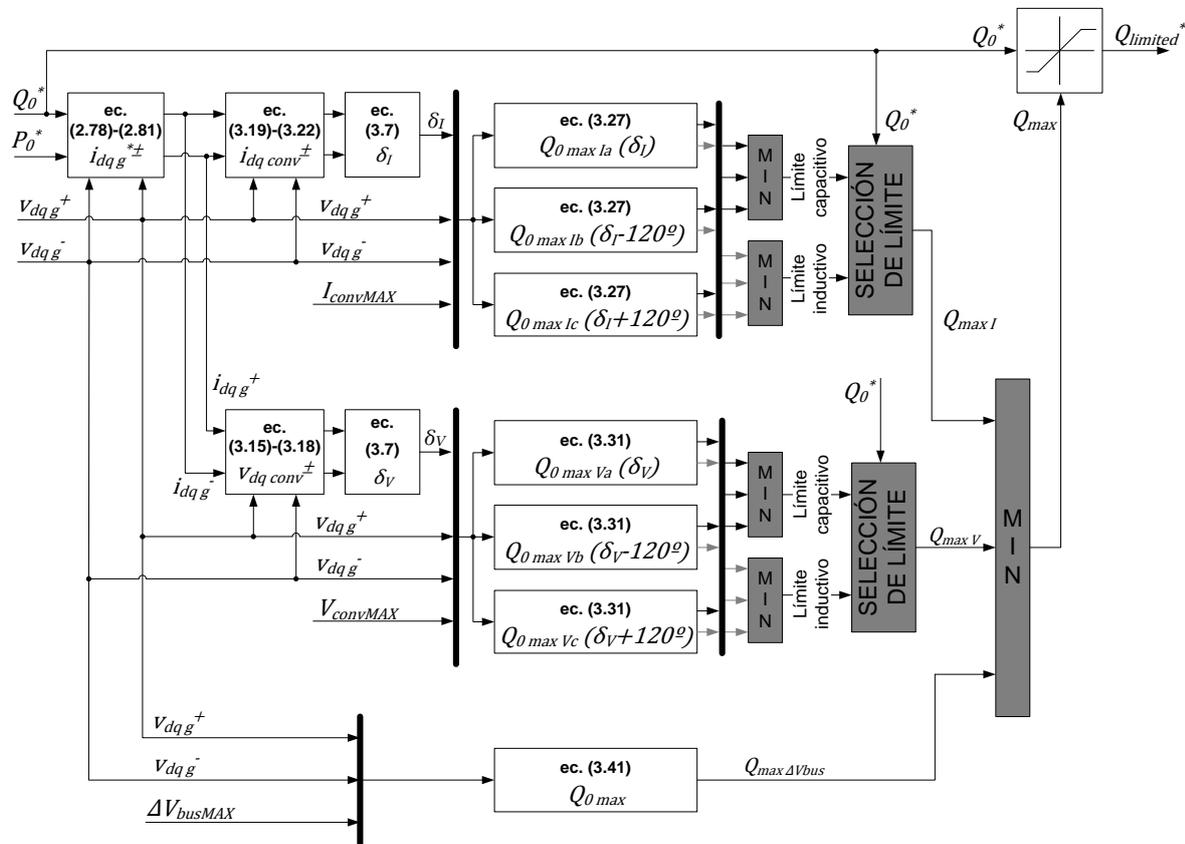


Figura 3.8. Diagrama de bloques del limitador de consigna de potencia reactiva.

3.5. Limitación de consignas para la demanda arbitraria de corriente

En este apartado se expondrá el método de limitación de consignas de corriente cuando éstas se generan arbitrariamente tal como se ha expuesto en el capítulo 2.3.3.4 de esta tesis. Es importante recalcar que en este caso no son válidos los métodos de limitación expuestos en el apartado anterior, ya que no se dispone de una referencia de potencia.

En este tipo de aplicaciones las referencias serán directamente las corrientes, por lo tanto, es necesario un método de limitación que actúe directamente sobre estas referencias. El objetivo principal será seguir suministrando toda la corriente que se pida siempre que se pueda, reduciendo ambas secuencias, cada cual en su justa medida, en el momento en que se prevea que alguna de las tres variables críticas del convertidor vaya a sobrepasar su límite. Para ello se calcularán dos factores de reducción, uno para cada secuencia, por los cuales se dividirán las consignas de corriente originales obteniendo las nuevas consignas limitadas. El nuevo diagrama de bloques, basado en el control de la Figura 2.29 e incluyendo el limitador de consignas, se muestra en la Figura 3.9.

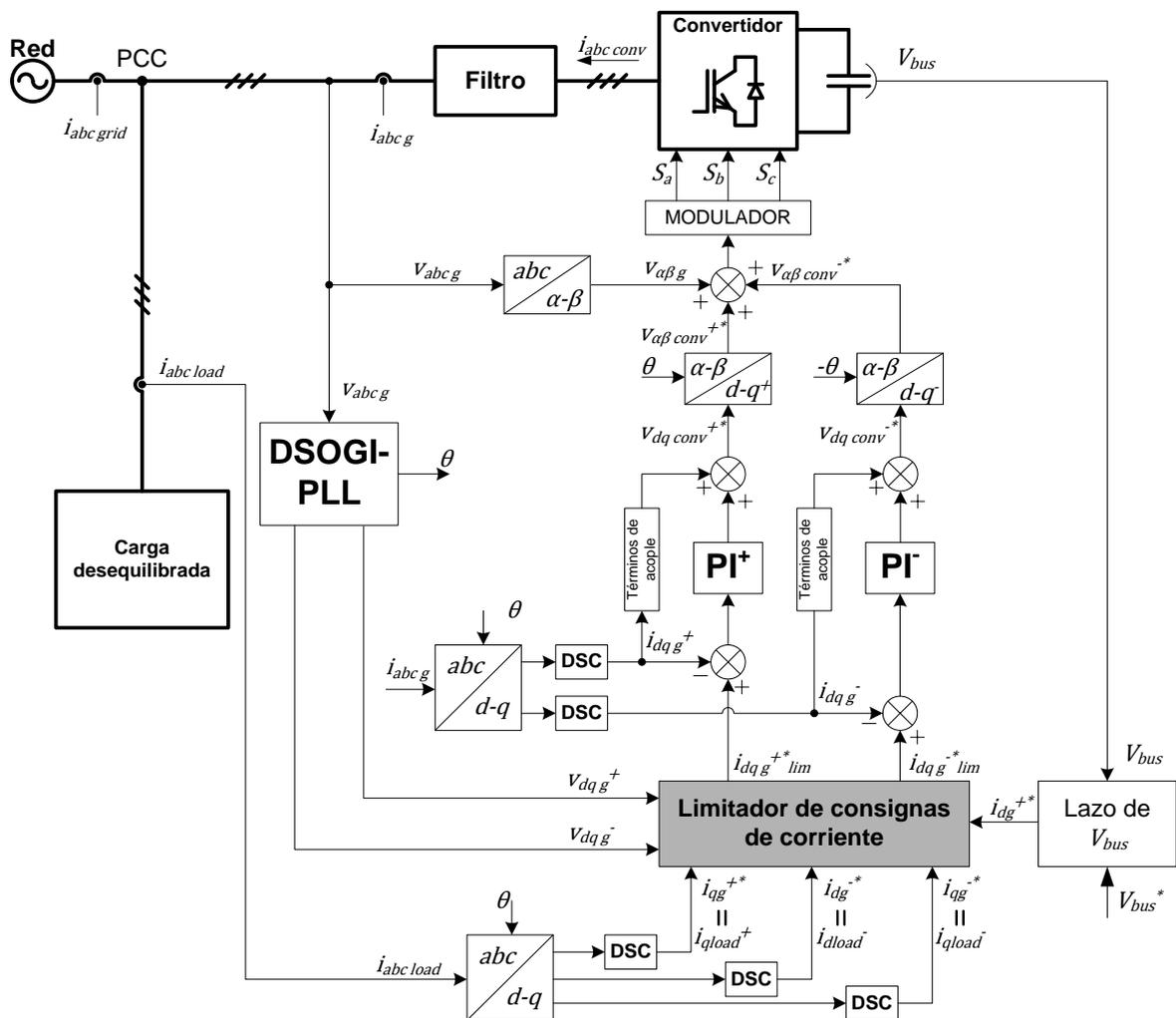


Figura 3.9. Diagrama de bloques del compensador de desequilibrios incluyendo el limitador de consignas.

Es importante recalcar que en este ejemplo las corrientes de la carga, una vez separadas en sus secuencias positivas y negativas, se usan directamente como consignas de corriente de red, a excepción de una, la componente i_{dg}^{+*} , la cual se obtiene del lazo de

V_{bus} . Una vez aplicados los algoritmos de limitación se obtienen las consignas limitadas llamadas $i_{dqg^{+*}lim}$ e $i_{dqg^{-*}lim}$.

En la Figura 3.10 se aprecia cómo las consignas originales llamadas $i_{dg^{+*}}$, $i_{qg^{+*}}$, $i_{dg^{-*}}$, $i_{qg^{-*}}$ se dividen por unos factores llamados K_p (factor de reducción para la secuencia positiva) y K_n (factor de reducción para la secuencia negativa). La corriente $i_{dg^{+*}}$ es la única referencia que no se divide por ningún factor debido a que es generada por el lazo de control de la tensión de bus y alterarla supondría perder el control sobre dicha tensión.

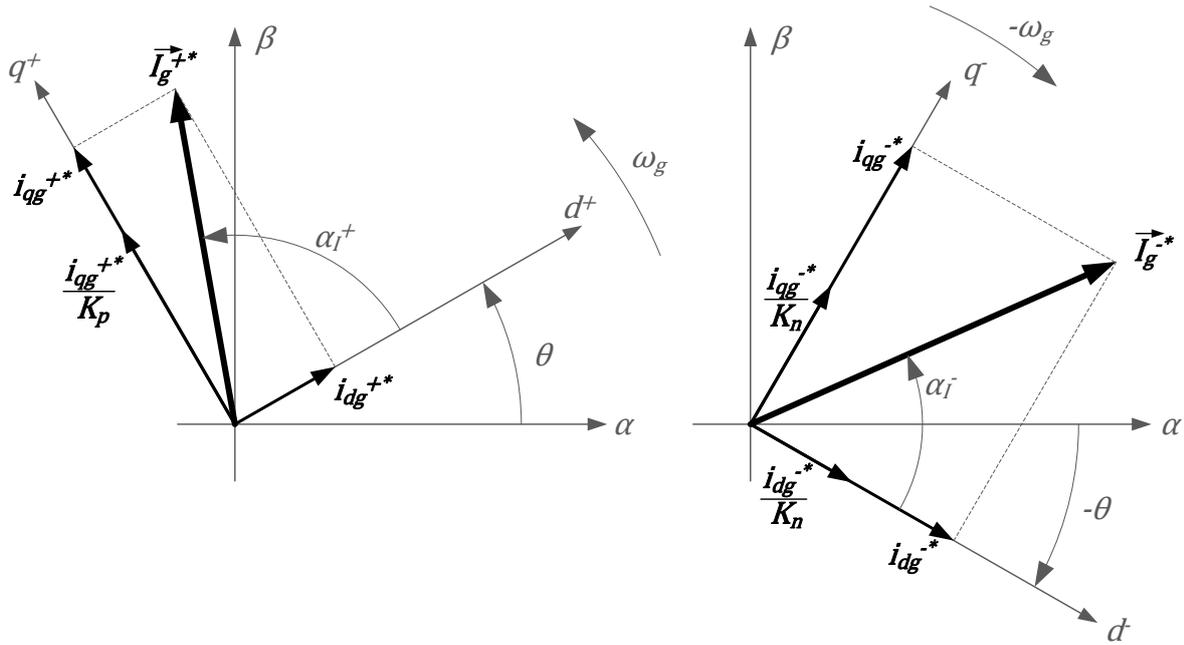


Figura 3.10. Reducción de las consignas de corriente de secuencia positiva y negativa.

Para poder calcular dichos factores de reducción respetando los tres límites del convertidor se plantean unas nuevas expresiones matemáticas para el cálculo de tensiones y corrientes del lado convertidor partiendo de las ecuaciones (3.15)-(3.22) contemplando los nuevos factores de reducción en las corrientes de consigna:

$$v_{dconv}^{+} = \frac{G_{22}}{G_{21}} v_{dg}^{+} - \frac{1}{G_{21}} \left(\frac{i_{qg}^{+*}}{K_p} \right) \quad (3.43)$$

$$v_{qconv}^{+} = \frac{G_{22}}{G_{21}} v_{qg}^{+} + \frac{1}{G_{21}} i_{dg}^{+*} \quad (3.44)$$

$$v_{dconv}^{-} = \frac{G_{22}}{G_{21}} v_{dg}^{-} + \frac{1}{G_{21}} \left(\frac{i_{qg}^{-*}}{K_n} \right) \quad (3.45)$$

$$v_{qconv}^{-} = \frac{G_{22}}{G_{21}} v_{qg}^{-} - \frac{1}{G_{21}} \left(\frac{i_{dg}^{-*}}{K_n} \right) \quad (3.46)$$

Y las corrientes de convertidor:

$$i_{dconv}^+ = \left(\frac{G_{11}G_{22}}{G_{21}} - G_{12} \right) v_{qg}^+ + \frac{G_{11}}{G_{21}} i_{dg}^{+*} \quad (3.47)$$

$$i_{qconv}^+ = - \left(\frac{G_{11}G_{22}}{G_{21}} - G_{12} \right) v_{dg}^+ + \frac{G_{11}}{G_{21}} \left(\frac{i_{qg}^{+*}}{K_p} \right) \quad (3.48)$$

$$i_{dconv}^- = - \left(\frac{G_{11}G_{22}}{G_{21}} - G_{12} \right) v_{qg}^- + \frac{G_{11}}{G_{21}} \left(\frac{i_{qg}^{-*}}{K_n} \right) \quad (3.49)$$

$$i_{qconv}^- = \left(\frac{G_{11}G_{22}}{G_{21}} - G_{12} \right) v_{dg}^- + \frac{G_{11}}{G_{21}} \left(\frac{i_{qg}^{-*}}{K_n} \right) \quad (3.50)$$

Tal como se ha mencionado anteriormente se puede apreciar en las ecuaciones anteriores que la corriente i_{dg}^{+*} se mantiene invariable.

3.5.1. Límites por tensiones y corrientes de convertidor

El primer paso es obtener la expresión para el cálculo del valor máximo de cada fase de tensión y corriente del convertidor utilizando para ello las expresiones (3.12), (3.13) y (3.14). De esta forma se conseguirán seis ecuaciones que corresponderán al valor de pico de cada fase de tensión y corriente de convertidor:

$$((v_{aconv})_{max})^2 = |V_{conv}^+|^2 + |V_{conv}^-|^2 + 2|V_{conv}^+||V_{conv}^-|\cos(2\delta_v) \quad (3.51)$$

$$((v_{bconv})_{max})^2 = |V_{conv}^+|^2 + |V_{conv}^-|^2 + 2|V_{conv}^+||V_{conv}^-|\cos\left(2\left(\delta_v - \frac{2\pi}{3}\right)\right) \quad (3.52)$$

$$((v_{cconv})_{max})^2 = |V_{conv}^+|^2 + |V_{conv}^-|^2 + 2|V_{conv}^+||V_{conv}^-|\cos\left(2\left(\delta_v + \frac{2\pi}{3}\right)\right) \quad (3.53)$$

$$((i_{aconv})_{max})^2 = |I_{conv}^+|^2 + |I_{conv}^-|^2 + 2|I_{conv}^+||I_{conv}^-|\cos(2\delta_I) \quad (3.54)$$

$$((i_{bconv})_{max})^2 = |I_{conv}^+|^2 + |I_{conv}^-|^2 + 2|I_{conv}^+||I_{conv}^-|\cos\left(2\left(\delta_I - \frac{2\pi}{3}\right)\right) \quad (3.55)$$

$$((i_{cconv})_{max})^2 = |I_{conv}^+|^2 + |I_{conv}^-|^2 + 2|I_{conv}^+||I_{conv}^-|\cos\left(2\left(\delta_I + \frac{2\pi}{3}\right)\right) \quad (3.56)$$

A continuación es necesario el cálculo de los ángulos de inclinación de las elipses de tensión de convertidor (δ_v) y corriente de convertidor (δ_I). Se observa además en las ecuaciones (3.51) a (3.56) que en todos los casos es necesario el coseno de estos ángulos. Desarrollando el coseno de estos ángulos calculados según la ecuación (3.7) y utilizando identidades trigonométricas se obtiene:

$$\cos(2\delta) = \cos(\alpha^+ + \alpha^-) = \cos(\alpha^+)\cos(\alpha^-) - \sin(\alpha^+)\sin(\alpha^-) \quad (3.57)$$

$$\cos\left(2\left(\delta - \frac{2\pi}{3}\right)\right) = \cos\left(2\delta - \frac{4\pi}{3}\right) = \cos(2\delta)\cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) + \sin(2\delta)\sin\left(\frac{4\pi}{3}\right) \quad (3.58)$$

$$\cos\left(2\left(\delta + \frac{2\pi}{3}\right)\right) = \cos\left(2\delta + \frac{4\pi}{3}\right) = \cos(2\delta)\cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) - \sin(2\delta)\sin\left(\frac{4\pi}{3}\right) \quad (3.59)$$

Siendo:

$$\sin(2\delta) = \sin(\alpha^+ + \alpha^-) = \sin(\alpha^+)\cos(\alpha^-) + \cos(\alpha^+)\sin(\alpha^-) \quad (3.60)$$

Nótese que los ángulos δ , α^+ y α^- de las ecuaciones (3.57)-(3.60) tienen que ser sustituidos por δ_V , α_V^+ y α_V^- respectivamente para el caso de la tensión y por δ_I , α_I^+ y α_I^- respectivamente para el caso de la corriente.

Sustituyendo las ecuaciones (3.57)-(3.59) en las expresiones (3.51)-(3.56) y desarrollando estas últimas se obtienen las expresiones matemáticas para el cálculo del valor máximo de cada fase de tensión y corriente del convertidor en función de las componentes d - q .

$$\langle v_{aconv} \rangle_{max}^2 = |V_{conv}^+|^2 + |V_{conv}^-|^2 + 2(v_{dconv}^+v_{dconv}^- - v_{qconv}^+v_{qconv}^-) \quad (3.61)$$

$$\langle v_{bconv} \rangle_{max}^2 = |V_{conv}^+|^2 + |V_{conv}^-|^2 + v_{qconv}^+v_{qconv}^- - v_{dconv}^+v_{dconv}^- - \sqrt{3}(v_{qconv}^+v_{dconv}^- + v_{dconv}^+v_{qconv}^-) \quad (3.62)$$

$$\langle v_{cconv} \rangle_{max}^2 = |V_{conv}^+|^2 + |V_{conv}^-|^2 + v_{qconv}^+v_{qconv}^- - v_{dconv}^+v_{dconv}^- + \sqrt{3}(v_{qconv}^+v_{dconv}^- + v_{dconv}^+v_{qconv}^-) \quad (3.63)$$

$$\langle i_{aconv} \rangle_{max}^2 = |I_{conv}^+|^2 + |I_{conv}^-|^2 + 2(i_{dconv}^+i_{dconv}^- - i_{qconv}^+i_{qconv}^-) \quad (3.64)$$

$$\langle i_{bconv} \rangle_{max}^2 = |I_{conv}^+|^2 + |I_{conv}^-|^2 + i_{qconv}^+i_{qconv}^- - i_{dconv}^+i_{dconv}^- - \sqrt{3}(i_{qconv}^+i_{dconv}^- + i_{dconv}^+i_{qconv}^-) \quad (3.65)$$

$$\langle i_{cconv} \rangle_{max}^2 = |I_{conv}^+|^2 + |I_{conv}^-|^2 + i_{qconv}^+i_{qconv}^- - i_{dconv}^+i_{dconv}^- + \sqrt{3}(i_{qconv}^+i_{dconv}^- + i_{dconv}^+i_{qconv}^-) \quad (3.66)$$

Una vez se tienen las expresiones para el cálculo de los valores pico de cada fase se sustituyen las ecuaciones (3.43)-(3.50) en las expresiones (3.61)-(3.66) para poder obtener las expresiones para el cálculo del valor máximo de cada fase de tensión y corriente de convertidor en función de tensiones y corrientes de red. De esta manera se podrán calcular los valores de pico de fase de las variables del convertidor en función del estado de la red y de las consignas de corriente de red. Desarrollando las ecuaciones anteriores se llega a una expresión implícita donde conociendo el estado de la red y las consignas de corriente las únicas variables son K_p y K_n . En total se obtienen seis

expresiones implícitas, una para cada variable, compartiendo todas ellas la siguiente forma.

$$K_p^2 K_n^2 A + K_p^2 K_n B + K_p K_n^2 C + K_p K_n D + K_p^2 E + K_n^2 F = 0 \quad (3.67)$$

Los parámetros A , B , C , D , E y F de la ecuación anterior se definirán más adelante en el apartado 3.5.3.

Por último, sustituyendo el máximo valor permitido para la tensión ($V_{convMAX}$) y la corriente ($I_{convMAX}$) en la expresión anterior se obtienen seis curvas en el plano (K_p , K_n) como las mostradas en la Figura 3.11 en donde las curvas rojas representan a las tres corrientes y las curvas verdes a las tres tensiones.



Figura 3.11. Curvas de limitación por tensiones (verde) y corrientes de convertidor (rojo) y Área de Operación Segura del convertidor con $V_{convMAX} = 383.9V$ $I_{convMAX} = 12A$.

En el ejemplo de la Figura 3.11 las curvas verdes corresponden a las tres curvas limitadoras por tensión de convertidor y las rojas a las tres curvas limitadoras por corrientes de convertidor. Cada una de las curvas representa los valores de K_p y K_n que resultan en un máximo para esa variable. De esta manera, la curva y a su vez la variable más restrictiva será aquella que se encuentre más a la derecha, pudiéndose delimitar una zona segura para el convertidor ante un escenario concreto de tensiones de red. A esta zona segura se le ha denominado Área de Operación Segura (en adelante SOA, del inglés *Safe Operating Area*) y se representa en la Figura 3.11 con fondo rayado. Sin

embargo, existen ciertas zonas del SOA que aun siendo seguras desde el punto de vista del funcionamiento del convertidor no son interesantes para el funcionamiento del sistema debido a que representan a valores de K_p y K_n menores que la unidad y por lo tanto, generarían unas consignas mayores incluso que las demandadas. Dicha zona no interesante se resalta en la Figura 3.11 con fondo cuadrículado.

3.5.2. Límites por oscilaciones de la tensión de bus DC

Para obtener los límites del convertidor por las máximas oscilaciones de la tensión de bus DC (ΔV_{busMAX}) se sustituyen las ecuaciones (3.43)-(3.50) en la ecuación (3.40) para el cálculo de las oscilaciones de la potencia activa. Finalmente, usando esta expresión en la ecuación (3.35) se obtiene una ecuación implícita similar a la ecuación (3.67).

$$K_p^2 K_n^2 A + K_p^2 K_n B + K_p K_n^2 C + K_p K_n D + K_p^2 E + K_n^2 F + K_p G + K_n H + I = 0 \quad (3.68)$$

Tal como se ha comentado en el apartado anterior, los parámetros A , B , C , D , E , F , G , H e I utilizados en la ecuación anterior se definirán más adelante en el apartado 3.5.3 de esta tesis.

Al igual que en el caso anterior, sustituyendo la máxima oscilación permitida para la tensión de bus DC (ΔV_{busMAX}) se obtiene la curva trazada en negro de la Figura 3.12. Dicha figura corresponde al mismo escenario de tensiones y corrientes mostrado en la Figura 3.11 incluyendo la nueva curva de limitación por oscilaciones.

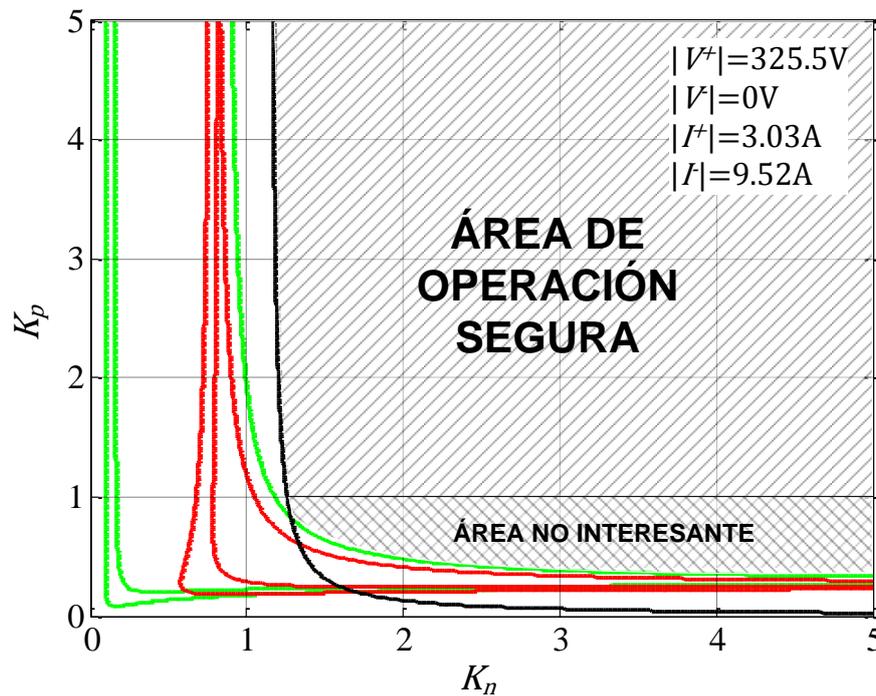


Figura 3.12. Curvas de limitación por tensiones (verde), corrientes de convertidor (rojo) y oscilaciones de la tensión de bus (negro). Área de Operación Segura del convertidor con $V_{convMAX} = 383.9V$, $I_{convMAX} = 12A$ y $\Delta V_{busMAX} = 3.5V$

En este caso concreto la curva más restrictiva sería la correspondiente a las oscilaciones de V_{bus} . Al igual que en el caso anterior se distinguen con fondo rayado y cuadrículado las zonas “segura” y “no interesante” respectivamente.

3.5.3. Cálculo de parámetros para las ecuaciones

Los parámetros usados en las expresiones matemáticas definidas en los subapartados anteriores se pueden separar en tres grupos. El primer grupo corresponde a los términos constantes, los cuales se calculan una única vez cuando se arranca el sistema. El primer paso consiste en calcular los términos que se multiplican a las tensiones y corrientes en las ecuaciones (3.43)-(3.50) y que se les ha denominado K_1 , K_2 , K_3 y K_4 .

$$K_1 = \frac{G_{11}G_{22}}{G_{21}} - G_{12} \quad (3.69)$$

$$K_2 = \frac{G_{11}}{G_{21}} \quad (3.70)$$

$$K_3 = \frac{G_{22}}{G_{21}} \quad (3.71)$$

$$K_4 = \frac{1}{G_{21}} \quad (3.72)$$

Tal como se aprecia en las ecuaciones anteriores, los términos constantes K sólo dependen de las características del filtro de armónicos. El siguiente paso consiste en calcular ciertos términos, llamados TK , también constantes y que son diferentes combinaciones de los términos de las ecuaciones (3.69)-(3.72).

$$TK_1 = 4K_1^2 K_3^2 \quad (3.73)$$

$$TK_2 = (K_1 K_4 + K_2 K_3)^2 \quad (3.74)$$

$$TK_3 = 4K_1 K_2 K_3^2 + 4K_1^2 K_3 K_4 \quad (3.75)$$

$$TK_4 = K_1^2 K_3 K_4 + K_1 K_2 K_3^2 \quad (3.76)$$

$$TK_5 = K_1 K_2 K_4^2 + K_2^2 K_3 K_4 \quad (3.77)$$

$$TK_6 = K_2^2 K_3^2 + K_1^2 K_4^2 \quad (3.78)$$

$$TK_7 = 4K_1 K_2 K_3 K_4 \quad (3.79)$$

$$TK_8 = -K_1^2 K_3 K_4 - K_1 K_2 K_3^2 \quad (3.80)$$

$$TK_9 = K_2^2 K_4^2 \quad (3.81)$$

$$TK_{10} = K_3^2 \quad (3.82)$$

$$TK_{11} = K_3 K_4 \quad (3.83)$$

$$TK_{12} = K_4^2 \quad (3.84)$$

$$TK_{13} = K_1^2 \quad (3.85)$$

$$TK_{14} = K_1 K_2 \quad (3.86)$$

$$TK_{15} = K_2^2 \quad (3.87)$$

El segundo grupo de parámetros corresponde a los términos variables, llamados T_i , los cuales se calcularán en cada paso de cálculo del control. Esto se debe a que se necesitan los valores instantáneos de tensiones de red y consignas de corriente.

$$T_1 = |V_g^+|^2 + |V_g^-|^2 \quad (3.88)$$

$$T_2 = v_{qg}^+ v_{qg}^- - v_{dg}^+ v_{dg}^- \quad (3.89)$$

$$T_3 = v_{qg}^+ v_{dg}^- + v_{dg}^+ v_{qg}^- \quad (3.90)$$

$$T_4 = v_{qg}^+ i_{dg}^{+*} - v_{qg}^- i_{dg}^{+*} \quad (3.91)$$

$$T_5 = v_{qg}^- i_{dg}^{+*} + 2v_{qg}^+ i_{dg}^{+*} \quad (3.92)$$

$$T_6 = \sqrt{3}v_{dg}^- i_{dg}^{+*} \quad (3.93)$$

$$T_7 = (i_{dg}^{+*})^2 \quad (3.94)$$

$$T_8 = v_{dg}^- i_{qg}^{-*} - v_{qg}^- i_{dg}^{-*} \quad (3.95)$$

$$T_9 = v_{dg}^+ i_{qg}^{-*} + v_{qg}^+ i_{dg}^{-*} \quad (3.96)$$

$$T_{10} = i_{dg}^{+*} i_{dg}^{-*} \quad (3.97)$$

$$T_{11} = \sqrt{3}(v_{dg}^+ i_{dg}^{-*} - v_{qg}^+ i_{qg}^{-*}) \quad (3.98)$$

$$T_{12} = i_{dg}^{+*} i_{qg}^{-*} \quad (3.99)$$

$$T_{13} = v_{dg}^+ i_{qg}^{+*} \quad (3.100)$$

$$T_{14} = v_{dg}^- i_{qg}^{+*} \quad (3.101)$$

$$T_{15} = \sqrt{3}v_{qg}^- i_{qg}^{+*} \quad (3.102)$$

$$T_{16} = i_{qg}^{+*} i_{qg}^{-*} \quad (3.103)$$

$$T_{17} = \sqrt{3}i_{qg}^{+*} i_{dg}^{-*} \quad (3.104)$$

$$T_{18} = |I_g^{-*}|^2 \quad (3.105)$$

$$T_{19} = (i_{qg}^{+*})^2 \quad (3.106)$$

$$T_{20} = v_{qg}^- i_{qg}^{-*} + v_{dg}^- i_{dg}^{-*} \quad (3.107)$$

$$T_{21} = v_{qg}^+ i_{qg}^{+*} \quad (3.108)$$

$$T_{22} = v_{qg}^+ i_{dg}^{+*} \quad (3.109)$$

$$T_{23} = v_{dg}^+ i_{dg}^{+*} \quad (3.110)$$

El último grupo de parámetros corresponde a los términos A, B, C, D, E, F, G, H e I utilizados para el cálculo de las curvas de tensión, corriente y oscilaciones de bus. Una vez calculados tanto los términos constantes como los variables los parámetros finales se calculan mediante diferentes combinaciones. Al igual que los términos variables, los términos finales también habrá que calcularlos en cada paso de cálculo. Por último, cabe destacar que los términos serán diferentes para cada curva, es decir, cada fase de cada variable del convertidor tendrá sus parámetros A, B, C, D, E, F, G, H e I . De ese modo existirán siete series de parámetros como se verá a continuación.

Se presentan a continuación los parámetros A de todas las curvas.

$$A_{va} = TK_{10}(T_1 - 2T_2) + 2TK_{11}T_4 + TK_{12}T_7 - V_{convMAX}^2 \quad (3.111)$$

$$A_{vb} = TK_{10}(T_1 + T_2 - \sqrt{3}T_3) + TK_{11}(T_5 - T_6) + TK_{12}T_7 - V_{convMAX}^2 \quad (3.112)$$

$$A_{vc} = TK_{10}(T_1 + T_2 + \sqrt{3}T_3) + TK_{11}(T_5 + T_6) + TK_{12}T_7 - V_{convMAX}^2 \quad (3.113)$$

$$A_{ia} = TK_{13}(T_1 - 2T_2) + 2TK_{14}T_4 + TK_{15}T_7 - I_{convMAX}^2 \quad (3.114)$$

$$A_{ib} = TK_{13}(T_1 + T_2 - \sqrt{3}T_3) + TK_{14}(T_5 - T_6) + TK_{15}T_7 - I_{convMAX}^2 \quad (3.115)$$

$$A_{ic} = TK_{13}(T_1 + T_2 + \sqrt{3}T_3) + TK_{14}(T_5 + T_6) + TK_{15}T_7 - I_{convMAX}^2 \quad (3.116)$$

$$A_{Vbus} = |V_g^-|^2 \left(TK_1 |V_g^+|^2 + T_7 TK_2 + T_{22} TK_3 \right) - \left((2/3) \Delta V_{busMAX} (V_{bus})_0 2\omega_g C_{bus} \right)^2 \quad (3.117)$$

Se presentan a continuación los parámetros B de todas las curvas.

$$B_{va} = 2TK_{11}(T_8 + T_9) + 2TK_{12}T_{10} \quad (3.118)$$

$$B_{vb} = TK_{11}(2T_8 - T_9 + T_{11}) - TK_{12}(T_{10} + \sqrt{3}T_{12}) \quad (3.119)$$

$$B_{vc} = TK_{11}(2T_8 - T_9 - T_{11}) - TK_{12}(T_{10} - \sqrt{3}T_{12}) \quad (3.120)$$

$$B_{ia} = 2TK_{14}(T_8 + T_9) + 2TK_{15}T_{10} \quad (3.121)$$

$$B_{ib} = TK_{14}(2T_8 - T_9 + T_{11}) - TK_{15}(T_{10} + \sqrt{3}T_{12}) \quad (3.122)$$

$$B_{ic} = TK_{14}(2T_8 - T_9 - T_{11}) - TK_{15}(T_{10} - \sqrt{3}T_{12}) \quad (3.123)$$

$$B_{Vbus} = 4T_8 \left(|V_g^+|^2 TK_4 + T_7 TK_5 \right) + 2TK_6(T_{12}T_3 - T_2T_{10}) + TK_7(3T_8T_{22} - T_{20}T_{23}) \quad (3.124)$$

Se presentan a continuación los parámetros C de todas las curvas.

$$C_{va} = -2TK_{11}(T_{13} + T_{14}) \quad (3.125)$$

$$C_{vb} = TK_{11}(T_{14} + T_{15} - 2T_{13}) \quad (3.126)$$

$$C_{vc} = TK_{11}(T_{14} - T_{15} - 2T_{13}) \quad (3.127)$$

$$C_{ia} = -2TK_{14}(T_{13} + T_{14}) \quad (3.128)$$

$$C_{ib} = TK_{14}(T_{14} + T_{15} - 2T_{13}) \quad (3.129)$$

$$C_{ic} = TK_{14}(T_{14} - T_{15} - 2T_{13}) \quad (3.130)$$

$$C_{Vbus} = 4|V_g^-|^2 T_{13} TK_8 \quad (3.131)$$

Se presentan a continuación los parámetros D de todas las curvas.

$$D_{va} = -2TK_{12}T_{16} \quad (3.132)$$

$$D_{vb} = TK_{12}(T_{16} - T_{17}) \quad (3.133)$$

$$D_{vc} = TK_{12}(T_{16} + T_{17}) \quad (3.134)$$

$$D_{ia} = -2TK_{15}T_{16} \quad (3.135)$$

$$D_{ib} = TK_{15}(T_{16} - T_{17}) \quad (3.136)$$

$$D_{ic} = TK_{15}(T_{16} + T_{17}) \quad (3.137)$$

$$D_{Vbus} = 2TK_6(T_{20}T_{21} - T_{13}T_8) - TK_7(3T_{13}T_8 + T_{20}T_{21}) \quad (3.138)$$

Se presentan a continuación los parámetros E de todas las curvas.

$$E_{va} = E_{vb} = E_{vc} = TK_{12}T_{18} \quad (3.139)$$

$$E_{ia} = E_{ib} = E_{ic} = TK_{15}T_{18} \quad (3.140)$$

$$E_{Vbus} = T_{18} \left(|V_g^+|^2 TK_2 + T_7 TK_9 + 4T_{22} TK_5 \right) \quad (3.141)$$

Se presentan a continuación los parámetros F de todas las curvas.

$$F_{va} = F_{vb} = F_{vc} = TK_{12}T_{19} \quad (3.142)$$

$$F_{ia} = F_{ib} = F_{ic} = TK_{15}T_{19} \quad (3.143)$$

$$F_{Vbus} = |V_g^-|^2 T_{19} TK_2 \quad (3.144)$$

Por último se muestran los parámetros G , H e I únicamente presentes en la curva de oscilaciones de tensión de bus.

$$G_{Vbus} = -4T_{13}T_{18}TK_5 \quad (3.145)$$

$$H_{Vbus} = 4T_{19}T_8TK_5 \quad (3.146)$$

$$I_{Vbus} = T_{19}T_{18}TK_9 \quad (3.147)$$

3.5.4. Punto Óptimo de Operación

El punto ideal de operación sería el representado mediante $K_p=1$ y $K_n=1$ ya que significaría no reducir las consignas y que el convertidor sería capaz de entregar aquello que se le pide. El Punto Óptimo de Operación (en adelante OOP, del inglés *Optimum Operating Point*) por lo tanto será aquel en el cual se tengan los menores valores para K_p y K_n mayores o iguales a la unidad. De todas formas puede que en el punto donde se tenga el menor valor para K_p no se tenga el menor valor para K_n o viceversa. En esos casos habrá que dar prioridad a la secuencia positiva o negativa obteniendo un OOP diferente para cada prioridad.

Por lo tanto, el primer paso será verificar si el punto ideal de operación ($K_p=1$ y $K_n=1$) se encuentra dentro del SOA. En este caso las consignas de corriente se trasladarían directamente a los controladores de corriente sin ser reducidas. En caso contrario, es decir, si el punto ideal de operación se encuentra fuera del SOA, el primer paso será calcular los límites asintóticos. Estos límites son los valores que adquieren las variables cuando la otra variable tiende a infinito. De este modo cada curva tendrá dos límites asintóticos, uno para cada variable, calculados a partir de las siguientes expresiones.

$$K_{p_asint} = -\frac{C \pm \sqrt{C^2 - 4FA}}{2A} \quad (3.148)$$

$$K_{n_asint} = -\frac{B \pm \sqrt{B^2 - 4EA}}{2A} \quad (3.149)$$

Obviamente se considerarán únicamente los resultados positivos de las ecuaciones anteriores.

El siguiente paso en la búsqueda del OOP es comprobar si los límites asintóticos calculados son mayores o iguales que la unidad. El hecho de ser mayores que la unidad significaría que incluso eliminando una de las secuencias sería necesario reducir la otra secuencia para no sobrepasar alguno de los límites del convertidor. Por otro lado, si alguno de los límites asintóticos es menor que uno habrá que calcular las intersecciones de la curva con las líneas $K_p=1$ y $K_n=1$. De esta manera se obtendrá el factor de reducción para una secuencia cuando se genera todo lo demandado en la otra

secuencia. Estas intersecciones se calculan con las ecuaciones (3.150) y (3.151) para las curvas de tensión y corriente.

$$K_{p(K_n=1)} = -\frac{C + D \pm \sqrt{C^2 + D^2 + 2DC - 4F(A + E + B)}}{2(A + E + B)} \quad (3.150)$$

$$K_{n(K_p=1)} = -\frac{B + D \pm \sqrt{B^2 + D^2 + 2DB - 4E(C + A + F)}}{2(C + A + F)} \quad (3.151)$$

Para la curva correspondiente a las oscilaciones de la tensión de bus se utilizarán las expresiones (3.152) y (3.153).

$$K_{p(K_n=1)} = -\frac{C + D + G}{2(A + B + E)} \pm \frac{\sqrt{C^2 + D^2 + G^2 + 2(CD + CG + DG) - 4(F + H + I)(A + B + E)}}{2(A + B + E)} \quad (3.152)$$

$$K_{n(K_p=1)} = -\frac{B + D + H}{2(A + C + F)} \pm \frac{\sqrt{B^2 + D^2 + H^2 + 2(DB + BH + DH) - 4(E + G + I)(A + C + F)}}{2(A + C + F)} \quad (3.153)$$

Finalmente se comprueba si existe alguna intersección entre las siete curvas dentro del área ($K_p \geq 1$, $K_n \geq 1$). En este punto la dificultad reside en calcular la intersección entre dos funciones cuadráticas de dos variables, siendo cada una de ellas similar a las ecuaciones (3.67) o (3.68). Usando el teorema de Bezout [81] las dos funciones cuadráticas se pueden representar mediante un único polinomio de cuarto orden. Como ejemplo se mostrará el procedimiento a seguir para hallar las intersecciones entre dos curvas de tensión y/o corriente como las mostradas en las ecuaciones (3.154) y (3.155), en donde se diferencian sus términos con subíndices 1 y 2.

$$K_p^2 K_n^2 A_1 + K_p^2 K_n B_1 + K_p K_n^2 C_1 + K_p K_n D_1 + K_p^2 E_1 + K_n^2 F_1 = 0 \quad (3.154)$$

$$K_p^2 K_n^2 A_2 + K_p^2 K_n B_2 + K_p K_n^2 C_2 + K_p K_n D_2 + K_p^2 E_2 + K_n^2 F_2 = 0 \quad (3.155)$$

Para la obtención de las intersecciones, en primer lugar se reescriben las funciones cuadráticas agrupando los términos en función de una de las dos variables, en este caso, se ha optado por agruparlas en función de K_p .

$$(K_n^2 A_1 + K_n B_1 + E_1) K_p^2 + (K_n^2 C_1 + K_n D_1) K_p + K_n^2 F_1 = 0 \quad (3.156)$$

$$(K_n^2 A_2 + K_n B_2 + E_2) K_p^2 + (K_n^2 C_2 + K_n D_2) K_p + K_n^2 F_2 = 0 \quad (3.157)$$

Cada agrupación de términos se considera un coeficiente:

$$p_0 = K_n^2 A_1 + K_n B_1 + E_1 \quad (3.158)$$

$$p_1 = K_n^2 C_1 + K_n D_1 \quad (3.159)$$

$$p_2 = K_n^2 F_1 \quad (3.160)$$

$$q_0 = K_n^2 A_2 + K_n B_2 + E_2 \quad (3.161)$$

$$q_1 = K_n^2 C_2 + K_n D_2 \quad (3.162)$$

$$q_2 = K_n^2 F_2 \quad (3.163)$$

Reescribiendo el sistema de ecuaciones de forma matricial, se obtiene:

$$\begin{bmatrix} p_0 & p_1 & p_2 & 0 \\ 0 & p_0 & p_1 & p_2 \\ q_0 & q_1 & q_2 & 0 \\ 0 & q_0 & q_1 & q_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} K_p^3 \\ K_p^2 \\ K_p^1 \\ K_p^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.164)$$

El determinante de la matriz de coeficientes se denomina la *resultante*, calculándose según la expresión de la ecuación (3.165).

$$(p_0 q_2 - p_2 q_0)^2 - (p_0 q_1 - p_1 q_0)(p_1 q_2 - p_2 q_1) \quad (3.165)$$

Finalmente, forzando el determinante de la ecuación (3.165) a cero se obtiene un polinomio con la estructura de la ecuación (3.166).

$$(aK_n^4 + bK_n^3 + cK_n^2 + dK_n + e)K_n^4 = 0 \quad (3.166)$$

Se aprecia que el polinomio de la ecuación (3.166) es de grado 8 pero con cuatro raíces nulas. Por lo tanto, las otras cuatro raíces se obtendrán calculando las raíces del polinomio de cuarto orden de la ecuación (3.167).

$$aK_n^4 + bK_n^3 + cK_n^2 + dK_n + e = 0 \quad (3.167)$$

Las cuatro raíces de un polinomio de cuarto orden se calculan mediante las ecuaciones (3.168) y (3.169).

$$x_{1,2} = -\frac{b}{4a} - S \pm \frac{1}{2} \sqrt{-4S^2 - 2p + \frac{q}{S}} \quad (3.168)$$

$$x_{3,4} = -\frac{b}{4a} + S \pm \frac{1}{2} \sqrt{-4S^2 - 2p - \frac{q}{S}} \quad (3.169)$$

Calculando los valores de los diferentes términos presentes en las ecuaciones (3.168) y (3.169) mediante las ecuaciones (3.170)-(3.175).

$$p = \frac{8ac - 3b^2}{8a^2} \quad (3.170)$$

$$q = \frac{b^3 - 4abc + 8a^2d}{8a^3} \quad (3.171)$$

$$S = \frac{1}{2} \sqrt{-\frac{2}{3}p + \frac{1}{3a} \left(Q + \frac{\Delta_0}{Q} \right)} \quad (3.172)$$

$$Q = \sqrt[3]{\frac{\Delta_1 + \sqrt{\Delta_1^2 - 4\Delta_0^3}}{2}} \quad (3.173)$$

$$\Delta_0 = c^2 - 3bd + 12ae \quad (3.174)$$

$$\Delta_1 = 2c^3 - 9bcd + 27b^2e + 27ad^2 - 72ace \quad (3.175)$$

Los resultados obtenidos mediante las ecuaciones (3.168) y (3.169) se filtran para seleccionar únicamente los resultados válidos despreciando raíces negativas e imaginarias. Con esto se obtienen los valores de uno de los factores de limitación (K_n en el presente ejemplo) siendo necesario el cálculo del otro factor de reducción para disponer de los dos factores correspondientes a cada punto de intersección. Para ello se utiliza la ecuación (3.176).

$$K_p = - \frac{\left(K_n C + D \pm \sqrt{(K_n C)^2 + D^2 + 2K_n DC - 4F(K_n^2 A + K_n B + E)} \right) K_n}{2(K_n^2 A + K_n B + E)} \quad (3.176)$$

Es importante destacar que existiendo siete curvas, estas ecuaciones deberían ser resueltas para cada par de curvas cubriendo todas las combinaciones posibles y obteniendo todas las intersecciones existentes.

Una vez calculados los límites asintóticos, las intersecciones con las líneas $K_p=1$ y $K_n=1$ y las intersecciones entre curvas, el último paso es la selección del OOP de entre todos los resultados obtenidos. El OOP para cada prioridad será aquel con el mínimo factor de reducción para dicha secuencia, como ejemplo, el OOP para la secuencia positiva será el punto con el mínimo valor de K_p .

Se puede concluir por lo tanto que la ejecución de este procedimiento en tiempo real requiere de la resolución de un número muy elevado de ecuaciones, generando una ingente carga computacional y convirtiéndose en una solución no muy interesante.

3.5.5. Aproximación al Punto Óptimo de Operación

Dado el alto coste computacional del proceso de obtención del OOP descrito en el apartado anterior, se plantea en este apartado un algoritmo alternativo simplificado

mediante el cual se calcula un punto aproximado al OOP, llamado Aproximación al Punto Óptimo de Operación (en adelante AOOP, del inglés *Approximated Optimum Operating Point*). Este algoritmo alternativo se limita a calcular únicamente los límites asintóticos (3.148)-(3.149) y las intersecciones con los factores unitarios (3.150)-(3.153) ignorando la existencia de posibles intersecciones entre curvas. El diagrama de flujo del algoritmo simplificado se muestra en la Figura 3.13.

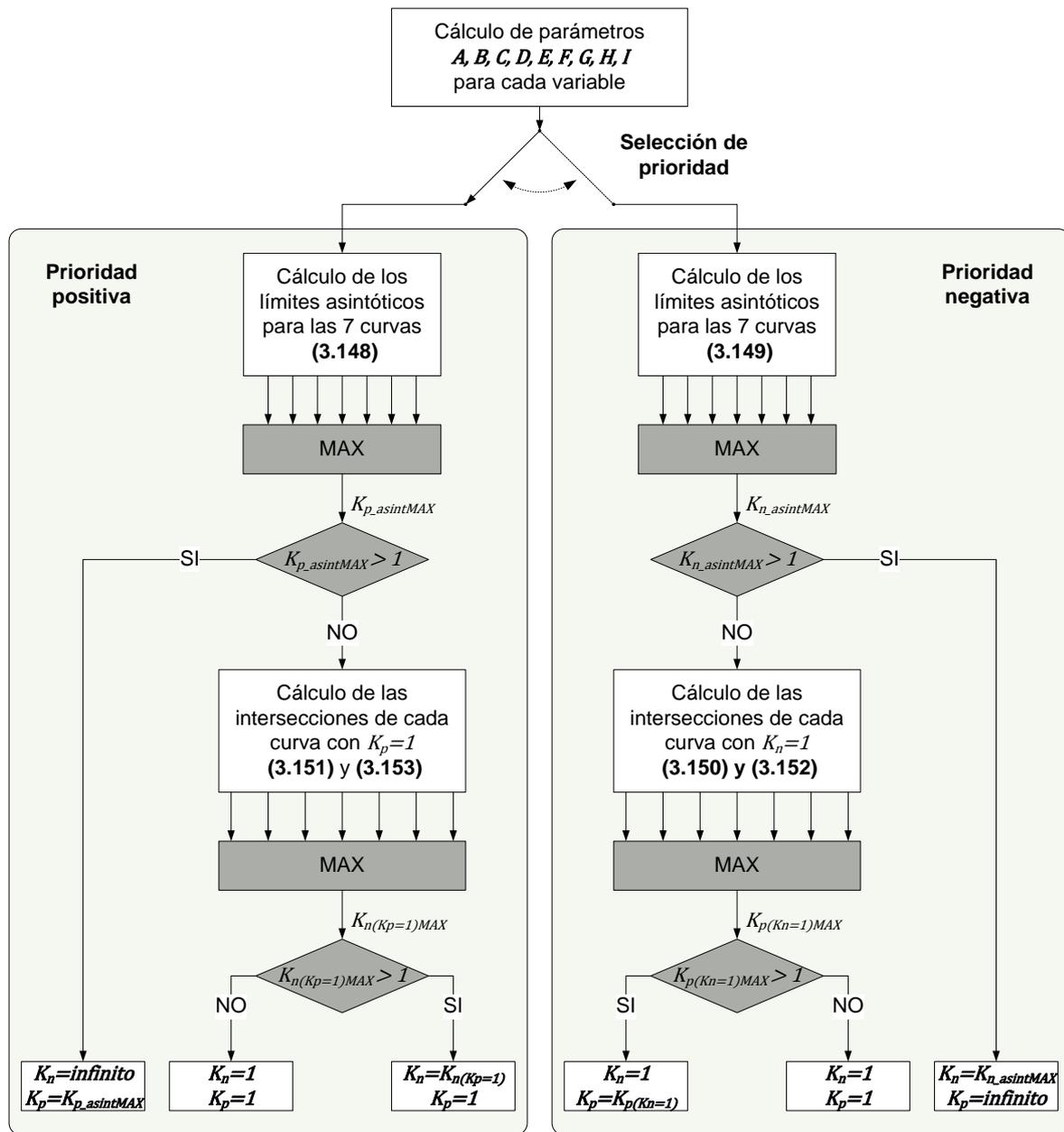


Figura 3.13. Diagrama de flujo del algoritmo simplificado.

Tal como se aprecia, el primer paso es calcular los parámetros A, B, C, D, E, F, G, H e I para cada una de las siete curvas. En total serán 45 los parámetros que haya que calcular en este primer paso. Usando estos parámetros y dependiendo de la prioridad

seleccionada, se calculan los correspondientes límites asintóticos. En total se calculan siete límites asintóticos, uno para cada curva de los cuales se selecciona aquel con el valor máximo ($K_{p_asintMAX}$ o $K_{n_asintMAX}$). En el caso de la prioridad positiva este valor corresponderá a la curva que más a la derecha se encuentre en el espacio K_p-K_n mostrado en la Figura 3.12. Para el caso de la prioridad negativa, dicho valor corresponderá a la curva que más arriba se encuentre en el plano K_p-K_n de la Figura 3.12. Seguidamente se analiza si este valor máximo es mayor que uno. En ese caso no sería posible generar la secuencia prioritaria en su totalidad y su factor de reducción sería el valor máximo de los límites asintóticos. La secuencia no prioritaria en cambio no se podría generar y las consignas de corriente serían eliminadas mediante un factor de reducción muy elevado (idealmente ∞).

Al contrario, si alguno de los límites asintóticos es menor que uno, se puede concluir que el sistema es capaz de generar incluso más que las corrientes demandadas para esa secuencia sin exceder ningún límite del convertidor. Por ello el factor de reducción para la secuencia prioritaria se fijará a uno, es decir, no se aplicará ninguna reducción a las consignas de corriente de la secuencia prioritaria. Para obtener el factor de reducción para la otra secuencia en cambio habrá que calcular las intersecciones de cada curva con $K_p=1$ para la prioridad positiva y $K_n=1$ para la prioridad negativa. Una vez obtenidos los valores de las siete intersecciones mediante las ecuaciones (3.151) y (3.153) o (3.150) y (3.152) se selecciona el máximo de entre ellos ($K_{n(Kp=1)MAX}$ o $K_{p(Kn=1)MAX}$). Si este valor máximo es mayor que uno será ese valor el que se utilizará como factor de reducción para la secuencia no prioritaria. Si al contrario dicha intersección se da en un valor menor que uno el factor de reducción será uno y por lo tanto el convertidor será capaz de generar tanto la secuencia positiva como la negativa de las consignas de corriente.

Todo este proceso se puede implementar mediante el diagrama de bloques de la Figura 3.14, en donde se aprecia que las entradas para el limitador son además de las consignas de corriente, las tensiones de red y los máximos permitidos para las siete variables críticas del convertidor: límite de corrientes de convertidor ($I_{convMAX}$), límite de tensiones de convertidor ($V_{convMAX}$) y límite de oscilaciones de la tensión de bus (ΔV_{busMAX}). Esto permitiría incluso poder cambiar los límites de las variables en pleno funcionamiento del convertidor ajustándose a las necesidades de cada momento.

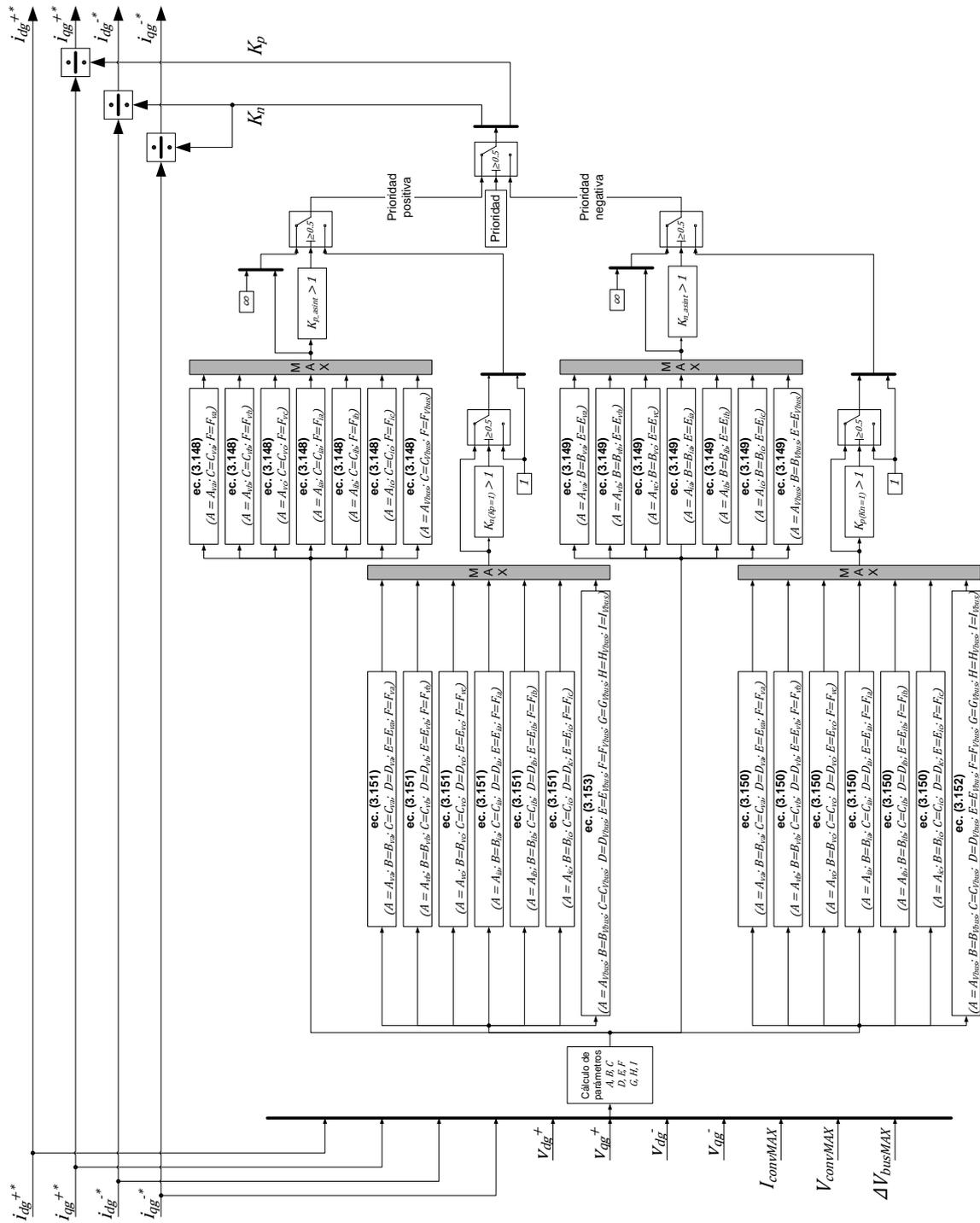


Figura 3.14. Diagrama de bloques del algoritmo simplificado.

Cabe destacar que no es necesaria la ejecución de todo el diagrama de bloques de la Figura 3.14. De esa manera, dependiendo de la prioridad elegida, únicamente se ejecutará la parte de arriba o la parte de abajo del diagrama.

3.6. Análisis del coste computacional de los limitadores

Tal como se ha mostrado mediante los diagramas de bloques de la Figura 3.8 y Figura 3.14, los algoritmos de limitación constan de un conjunto de ecuaciones los cuales añaden carga computacional al control del sistema. Con el objetivo de valorar lo más objetivamente posible los efectos de los limitadores sobre el control, se resumen en la Tabla 3.1 todas las operaciones matemáticas presentes en el control vectorial así como en los limitadores. Se han contemplado tres modos de control para tres aplicaciones industriales diferentes, las cuales serán comprobadas en profundidad en el capítulo 5 mediante ensayos de laboratorio y simulaciones. Dichas aplicaciones son la funcionalidad STATCOM (compensación de reactiva), la funcionalidad grid balancer y el apoyo a una instalación eólica para el cumplimiento de las normativas de conexión a red. En la Tabla 3.1 se contabilizan todas las operaciones matemáticas presentes en dichos controles agrupados en sumas-restas, productos-divisiones, funciones y operaciones trigonométricas. Cabe destacar que en el grupo “funciones” se incluyen operaciones tales como la elevación al cuadrado, la raíz cuadrada, la obtención del máximo o el mínimo, la función IF, etc... Además se desglosa cada parte del control en sus correspondientes fases para poder así detectar las etapas más costosas de cada paso de cálculo. De la misma manera se enumeran las operaciones matemáticas necesarias para los limitadores propuestos en esta tesis, también desglosando dichos limitadores en sus diferentes partes.

Por otro lado se calculan las operaciones matemáticas totales para cada aplicación. En este aspecto es importante recalcar que en cada modo de control se han tenido en cuenta sólo las operaciones matemáticas del limitador utilizado. Así, en el caso del funcionamiento STATCOM se han considerado únicamente las operaciones del limitador de consignas de Q y en el funcionamiento grid balancer los correspondientes al limitador de consignas de corriente. En la aplicación del parque eólico en cambio se distinguen dos modos de funcionamiento diferentes, el control de potencia reactiva o factor de potencia y el control de tensión. En cada uno de ellos se utiliza un control y un limitador diferente siendo por ello diferentes el número de operaciones totales en cada caso.

Finalmente se calcula el porcentaje de operaciones matemáticas que corresponden al control vectorial y el porcentaje correspondiente al limitador. Se aprecia que el caso más desfavorable es el modo de funcionamiento grid balancer en donde el limitador supone un 57% del código total. Esto se debe principalmente a dos razones; por una parte el código correspondiente al control es más liviano que en otras funcionalidades ya que las consignas de corriente vienen directamente de las medidas de corriente de carga. De

esta manera se evita tener que calcularlas prescindiendo de todo el código necesario para ello. Por otra parte, el limitador utilizado para esta aplicación es el limitador de consignas de corriente, el cual consta de más operaciones matemáticas que el limitador de consignas de Q.

Los casos más favorables en cambio son las aplicaciones en donde se controla la potencia reactiva, en la funcionalidad STATCOM y en el parque eólico. En ellas el limitador utilizado es el limitador de consignas de Q suponiendo aproximadamente un 36%-37% del código total.

Por último cabe mencionar la aplicación de control de tensión en un parque eólico. Dicho modo de control se activará ante faltas de red, tal como se analizará en los capítulos 4 y 5, y constará de unos lazos de tensión de los cuales se obtendrán las consignas de corriente. Estos lazos de tensión incrementan el código necesario para el control del sistema disminuyendo el porcentaje correspondiente al limitador de consignas de corriente. De esta manera el código se divide en dos partes iguales, uno correspondiente al control del sistema y el otro al limitador.

En el capítulo 5 se describirá con más detalle la implementación del control en la plataforma experimental.

Tabla 3.1. Número de operaciones matemáticas en cada modo de control.

Parte del control		STATCOM					GRID BALANCER (prioridad secuencia negativa)					PARQUE EÓLICO (prioridad secuencia positiva)						
		suma/resta	prod./div.	funciones	op. Trigon.	TOTAL	suma/resta	prod./div.	funciones	op. Trigon.	TOTAL	suma/resta	prod./div.	funciones	op. Trigon.	TOTAL	Total (control Q)	Total (control V)
DSOGI-PLL	abc/alpha-beta	3	6	1	0	10	3	6	1	0	10	3	6	1	0	10	10	10
	SOGI 1	4	5	0	0	9	4	5	0	0	9	4	5	0	0	9	9	9
	SOGI 2	4	5	0	0	9	4	5	0	0	9	4	5	0	0	9	9	9
	PNSC	4	4	0	0	8	4	4	0	0	8	4	4	0	0	8	8	8
	alpha-beta/d-q +	2	4	0	4	10	2	4	0	4	10	2	4	0	4	10	10	10
	alpha-beta/d-q -	2	4	0	4	10	2	4	0	4	10	2	4	0	4	10	10	10
corrientes abc/dq	SRF-PLL	3	4	0	0	7	3	4	0	0	7	3	4	0	0	7	7	7
	Idpos	4	9	0	3	16	4	9	0	3	16	4	9	0	3	16	16	16
	Iqpos	4	9	0	3	16	4	9	0	3	16	4	9	0	3	16	16	16
	Idneg	4	9	0	3	16	4	9	0	3	16	4	9	0	3	16	16	16
	Iqneg	4	9	0	3	16	4	9	0	3	16	4	9	0	3	16	16	16
	DSC 1	1	1	0	0	2	1	1	0	0	2	1	1	0	0	2	2	2
	DSC 2	1	1	0	0	2	1	1	0	0	2	1	1	0	0	2	2	2
	DSC 3	1	1	0	0	2	1	1	0	0	2	1	1	0	0	2	2	2
Lazo Vbus	DSC 4	1	1	0	0	2	1	1	0	0	2	1	1	0	0	2	2	2
	PI	3	5	0	0	8	3	5	0	0	8	3	5	0	0	8	8	8
Cálculo de referencias de corriente	parámetros	2	0	4	0	6	0	0	0	0	0	2	0	4	0	6	6	6
	Idpos	5	6	0	0	11	0	0	0	0	0	5	6	0	0	11	11	11
	Iqpos	5	6	0	0	11	0	0	0	0	0	5	6	0	0	11	11	11
	Idneg	5	6	0	0	11	0	0	0	0	0	5	6	0	0	11	11	11
	Iqneg	5	6	0	0	11	0	0	0	0	0	5	6	0	0	11	11	11
DVCC	PI idpos	4	4	0	0	8	4	4	0	0	8	4	4	0	0	8	8	8
	PI iqpos	4	4	0	0	8	4	4	0	0	8	4	4	0	0	8	8	8
	PI idneg	4	4	0	0	8	4	4	0	0	8	4	4	0	0	8	8	8
	PI iqneg	4	4	0	0	8	4	4	0	0	8	4	4	0	0	8	8	8
dq/abc + feed forward	dqpos/alpha-beta pos	4	4	0	4	12	4	4	0	4	12	4	4	0	4	12	12	12
	dqneg/alpha-beta neg	4	4	0	4	12	4	4	0	4	12	4	4	0	4	12	12	12
	alpha-beta/abc	2	8	2	0	12	2	8	2	0	12	2	8	2	0	12	12	12
modulador	inyección 3er	4	1	2	0	7	4	1	2	0	7	4	1	2	0	7	7	7
	PWM	12	2	6	0	20	12	2	6	0	20	12	2	6	0	20	20	20
Lazo Vpcc	Vpcc dpos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	0	0	7	0	7
	Vpcc qpos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	0	0	7	0	7
	Vpcc dneg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	0	0	7	0	7
	Vpcc qneg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	0	0	7	0	7
Lazo Qpcc	Cálculo de Q	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	4	1	0	10	10	0
	PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	0	0	7	7	0
Total operaciones control vectorial		109	136	15	28	288	87	112	11	28	238	134	155	16	28	333	305	316
Limitador de consigna de Q	consignas iniciales de Ig	22	24	4	0	50	0	0	0	0	0	22	24	4	0	50	50	0
	Cálculo Iconv	4	8	0	0	12	0	0	0	0	0	4	8	0	0	12	12	0
	Cálculo Qconv	4	8	0	0	12	0	0	0	0	0	4	8	0	0	12	12	0
	ángulos delta (V,I)	2	6	0	4	12	0	0	0	0	0	2	6	0	4	12	12	0
	Qmax V	11	18	3	2	34	0	0	0	0	0	11	18	3	2	34	34	0
	Qmax I	13	19	3	2	37	0	0	0	0	0	13	19	3	2	37	37	0
	Qmax Dvbus	2	9	2	0	13	0	0	0	0	0	2	9	2	0	13	13	0
Limitador de consignas de corriente	Términos variables (Ti)	0	0	0	0	0	9	32	7	0	48	9	32	7	0	48	0	48
	Parámetros A	0	0	0	0	0	34	35	7	0	76	34	35	7	0	76	0	76
	Parámetros B	0	0	0	0	0	25	36	0	0	61	25	36	0	0	61	0	61
	Parámetros C	0	0	0	0	0	10	15	0	0	25	10	15	0	0	25	0	25
	Parámetros D	0	0	0	0	0	7	16	0	0	23	7	16	0	0	23	0	23
	Parámetros E	0	0	0	0	0	2	7	0	0	9	2	7	0	0	9	0	9
	Parámetros F	0	0	0	0	0	0	4	0	0	4	0	4	0	0	4	0	4
	Parámetros G	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	0	3	0	0	3	0	3
	Parámetros H	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	0	3	0	0	3	0	3
	Parámetros I	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	0	2	0	0	2	0	2
	Kp_asint	0	0	0	0	0	3	4	2	0	9	3	4	2	0	9	0	9
	Kn_asint	0	0	0	0	0	3	4	2	0	9	3	4	2	0	9	0	9
	Kp(Kn=1)	0	0	0	0	0	28	16	7	0	51	28	16	7	0	51	0	51
	Kn(Kp=1)	0	0	0	0	0	28	16	7	0	51	28	16	7	0	51	0	51
decisión final	0	0	0	0	0	0	0	4	0	2	0	0	4	0	4	0	2	
Total operaciones limitador		58	92	12	8	170	149	193	36	0	316	207	285	48	8	548	170	316
Total operaciones control completo		167	228	27	36	458	236	305	47	28	554	341	440	64	36	881	475	632
porcentaje DVCC						62,9%					43,0%					64,2%	50,0%	
porcentaje limitador						37,1%					57,0%					35,8%	50,0%	

3.7. Conclusiones

En este capítulo se ha expuesto un nuevo método de limitación online para convertidores electrónicos conectados a redes eléctricas. Para el desarrollo de este nuevo método se ha realizado un análisis matemático de los límites del sistema teniendo en consideración las tres variables críticas del convertidor, máxima corriente del lado AC ($I_{convMAX}$), máxima tensión del lado AC ($V_{convMAX}$) y máximas oscilaciones de la tensión de bus DC (ΔV_{busMAX}). Además este nuevo método de limitación ha sido desarrollado para dos escenarios de aplicación diferentes; para cuando la potencia reactiva sea la consigna (por ejemplo una aplicación STATCOM) y para cuando las corrientes sean las consignas (por ejemplo una aplicación grid balancer). En el primer escenario el algoritmo de limitación se encarga de reducir la consigna principal de potencia reactiva si se prevé que alguna de las tres variables críticas del convertidor vaya a superar su correspondiente límite. El segundo escenario en cambio representa una funcionalidad diferente en donde la reducción se aplica a las corrientes al ser éstas las consignas principales. Cabe destacar que en este segundo escenario se ha propuesto una nueva forma gráfica de representar las limitaciones de un convertidor. Esta nueva forma de representación se basa en siete curvas, simbolizando cada una de ellas una de las tres fases de tensiones y corrientes del convertidor así como las oscilaciones de la tensión de bus DC. La combinación de las siete curvas delimita lo que se ha denominado el Área de Operación Segura (SOA) del convertidor mostrando de una manera muy intuitiva los diferentes puntos de operación del convertidor.

Es importante recalcar que este nuevo método de limitación por tensiones y corrientes es válido para cualquier topología de convertidor y cualquier topología de filtro de armónicos. Sólo el algoritmo de limitación por oscilaciones de la tensión de bus DC habría que adaptarlo a cada topología de convertidor debido a que las oscilaciones de potencia en el lado AC se reflejan de diferente manera en el lado DC dependiendo de la topología del convertidor.

Finalmente, es destacable que este nuevo método de limitación es válido para tensiones y corrientes tanto equilibradas como desequilibradas.

Capítulo 4

Normativas de red para convertidores conectados a red

En el presente capítulo se realizará un resumen de las normativas de diferentes países en torno al funcionamiento de equipos de generación en régimen permanente y ante perturbaciones de tensión. Dichas normativas reflejan la necesidad de los sistemas de seguir funcionando ante situaciones que difieren de las condiciones ideales de las redes eléctricas. De esta manera se demuestra la existencia de situaciones en donde los equipos electrónicos son obligados a enfrentarse a redes perturbadas dando lugar a los problemas descritos en los capítulos anteriores y, por consiguiente, siendo necesarios los algoritmos de limitación presentados en esta tesis.

4.1. Régimen permanente

Uno de los aspectos más importantes de las normativas es el que regula el funcionamiento de los equipos durante el régimen permanente, ya que serán las condiciones que deberán satisfacer dichas instalaciones durante la mayor parte del tiempo. Para el régimen permanente se contemplan pequeñas variaciones de tensión y frecuencia que serán consideradas normales y que las instalaciones deberán soportarlas sin desconexión. Ante estas situaciones las normativas exigen a los generadores unos requisitos de potencia activa y reactiva para contribuir en la corrección de las variaciones mencionadas. En este apartado se resumen los requisitos de las normativas española y alemana además de las propuestas de la Asociación Europea de Operadores de Redes Eléctricas (ENTSO-E).

4.1.1. España

Para el caso de la normativa española se presentarán tanto las normativas vigentes como las propuestas de modificación existentes. En este sentido, el objetivo de las propuestas de modificación será incrementar la contribución de las instalaciones conectadas a las redes eléctricas en la recuperación de las variaciones de tensión y frecuencia. Por último cabe destacar que en España se diferencian dos escenarios diferentes, por un lado el sistema peninsular y por otro los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE).

4.1.1.1. Normativa vigente

La ley 54/1997 [82] del sector eléctrico sólo decía que la administración determinaría unos índices objetivos de calidad. Posteriormente el Real Decreto 1955/2000 [83] definía la calidad del producto como el conjunto de características de la onda de tensión y afirmaba que los índices de calidad del producto se establecerían en las Instrucciones Técnicas Complementarias correspondientes. Por último la norma UNE-EN 50160:2011 [27] definió las variaciones de tensión y los desequilibrios en condiciones normales, los cuales se detallarán a continuación.

A todos los niveles de tensión, baja, media o alta, el desequilibrio de tensión en régimen permanente no debe ser superior al 2% calculado de la siguiente forma.

$$\frac{\langle V_{fase}^- \rangle_1}{\langle V_{fase}^+ \rangle_1} < 2\% \quad (4.1)$$

En este aspecto se aclara que pueden existir regiones con cargas monofásicas y/o bifásicas en donde el desequilibrio pueda llegar al 3%. En cuanto a las variaciones de

tensión, la misma norma establece para baja y media tensión que el 95% de las medias de 10 minutos de los valores eficaces de tensión tienen que estar dentro del $\pm 10\%$ de la tensión declarada. También para las variaciones de tensión se especifica que pueden existir zonas remotas especiales en donde las variaciones puedan oscilar entre el $+10\%$ y el -15% . Las variaciones de tensión para alta tensión se especifican en el procedimiento de operación P.O.1.4 [84] y se resumen en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1. Rango de variación para cada nivel de tensión en Alta Tensión.

Nivel de tensión	En condiciones normales	Eventualmente
400kV	390kV – 420kV	375kV – 435kV
220kV	205kV – 245kV	200kV – 245kV

El procedimiento de operación P.O.12.2 actual [85], vigente desde el 2005, tiene como objeto establecer los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad de todas las instalaciones conectadas a la red de transporte. Aun así, no se especifican los niveles mínimos de potencia reactiva que los sistemas de generación deben ser capaces de intercambiar con dicha red en condiciones normales, exigiendo únicamente la no desconexión de los equipos durante los huecos de tensión que se describirán en apartados sucesivos de este documento. La única exigencia en cuanto a potencia reactiva en régimen permanente existe para las instalaciones eólicas y aparece reflejada en el procedimiento de operación P.O.12.3 [86]. En este procedimiento, aunque esté orientado a huecos de tensión, se muestra la Figura 4.1 en la cual se puede deducir que en operación normal el operador puede llegar a exigir el 1 p.u. de corriente reactiva teniendo prioridad la corriente activa.

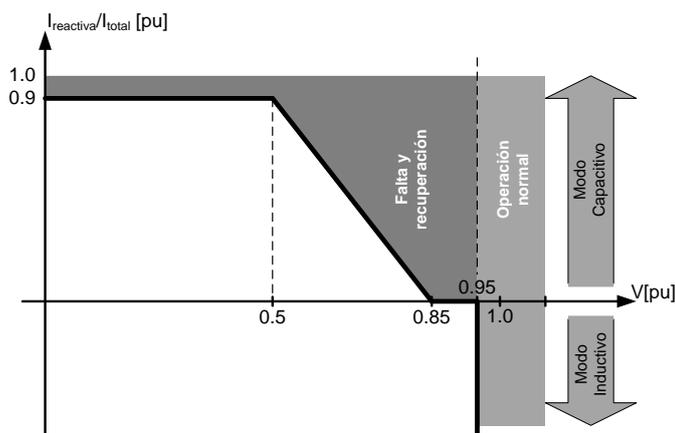


Figura 4.1. Área de funcionamiento admisible durante los periodos de falta y recuperación y operación normal.

Por otro lado, el procedimiento de operación P.O.7.4 [87] define el servicio complementario de control de tensión de la red de transporte para los productores de energía acogidos al régimen ordinario. Los generadores acogidos al régimen especial quedarían en un principio fuera del ámbito de aplicación de este procedimiento de operación. Sin embargo, la nueva ley 24/2013 [88] del sector eléctrico en su título IV, elimina los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial. De esta manera, se entiende que todas las nuevas instalaciones de generación a partir de la aprobación de dicha ley podrán prestar el servicio complementario de control de tensión descrito en el P.O.7.4 [87]. Dicho procedimiento especifica que todo generador deberá disponer de un margen mínimo obligatorio de potencia reactiva capacitiva e inductiva para la colaboración en el mantenimiento de la tensión. Estos límites se establecen en función de la potencia activa neta instalada y la tensión en el punto de conexión y se resumen en la Figura 4.2.

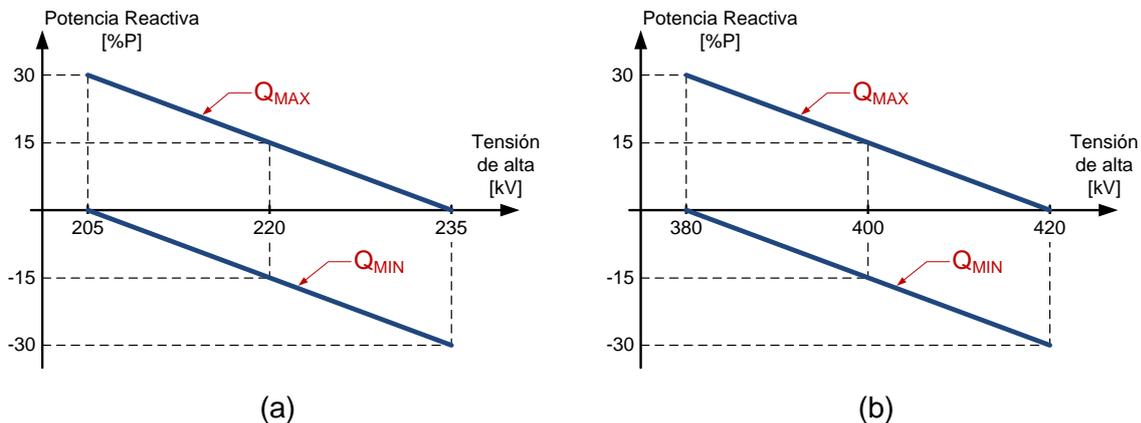


Figura 4.2. Requisitos mínimos de intercambio de potencia reactiva en tanto por cien de la potencia activa neta instalada para redes de transporte. a) red de 220kV. b) red de 400kV

Se aprecia en la Figura 4.2 que a tensión nominal todo generador tiene que tener un margen de un $\pm 15\%$ de la potencia activa neta instalada, habiendo una diferencia en el rango de tensiones, siendo de un $\pm 6.8\%$ en las redes de 220kV y de un 5% en las redes de 400kV.

4.1.1.2. Propuestas de modificación

Existen tres propuestas de modificación para el procedimiento de operación P.O.12.2 [85] las cuales incluyen requisitos más definidos en cuanto al comportamiento en régimen permanente. La primera propuesta [89], publicada en 2008, define por una parte la respuesta de los sistemas ante variaciones en la frecuencia, fijando el rango de frecuencias en el cual los generadores no se deben desconectar. De esta manera, las instalaciones deben soportar permanentemente frecuencias en el rango $48\text{Hz} < f <$

51.5Hz y no desconectarse con frecuencias inferiores a 48Hz si esta variación dura menos de 3 segundos. De forma instantánea además, las instalaciones deberían soportar subfrecuencias de hasta 47.5Hz. A todo esto hay que sumar que todas estas variaciones de frecuencia se pueden dar con unas derivadas de hasta $\pm 2\text{Hz/seg}$. Asimismo, la instalación deberá disponer de una regulación potencia-frecuencia siendo capaz de ajustar la potencia activa en función de los desvíos de frecuencia según el diagrama de bloques simplificado de la Figura 4.3.

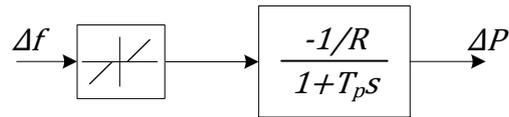


Figura 4.3. Diagrama de bloques simplificado de la regulación potencia-frecuencia.

En donde el parámetro T_p representa la velocidad del control teniendo que ajustar su valor para conseguir mínimamente incrementos de potencia activa (ΔP) de 0.1pu en 250ms. Por otro lado el valor del estatismo R se define mediante la ecuación (4.2) pudiendo coger valores entre 0.02 y 0.06.

$$R = - \frac{\Delta f / f_{base}}{\Delta P / M_{base}} \quad (4.2)$$

En la ecuación (4.2), Δf es la variación de frecuencia, f_{base} la frecuencia de base (50Hz) y M_{base} la potencia aparente nominal de la instalación. Por otro lado, las variaciones máximas de potencia activa se encuentran limitadas, siendo el valor máximo la máxima potencia alcanzable de acuerdo a la disponibilidad instantánea del recurso primario y el mínimo el 5% de la potencia nominal aparente. Por último, la banda muerta reflejada en el diagrama de bloques de la Figura 4.3 deberá respetar lo establecido en el procedimiento de operación P.O.7.1 [90].

En cuanto a la potencia reactiva que el sistema debería ser capaz de transferir en función de las variaciones de tensión, esta propuesta plantea que la instalación debería ser capaz de cumplir con lo establecido en el P.O.7.4 [87] y mostrado en la Figura 4.2. Además, se especifica que los márgenes de tensión para redes de distribución tendrían que ser de $\pm 7.5\%$. Adicionalmente, si la instalación se encuentra entregando una potencia activa inferior al 20% de su potencia nominal, la capacidad de inyectar/absorber potencia reactiva podrá decrecer linealmente hasta cero. Este funcionamiento queda reflejado en la gráfica mostrada en la Figura 4.4 en donde el comportamiento en régimen permanente se define mediante el polígono delimitado por los puntos D-E-D'-E' quedando en manos del Operador del Sistema la modificación de dichos puntos. Se puede apreciar que dicho polígono es similar a los mostrados en la Figura 4.2 con la diferencia de que en este caso

los límites se expresan en corriente y además los límites tanto de tensión como de corriente se pueden modificar.

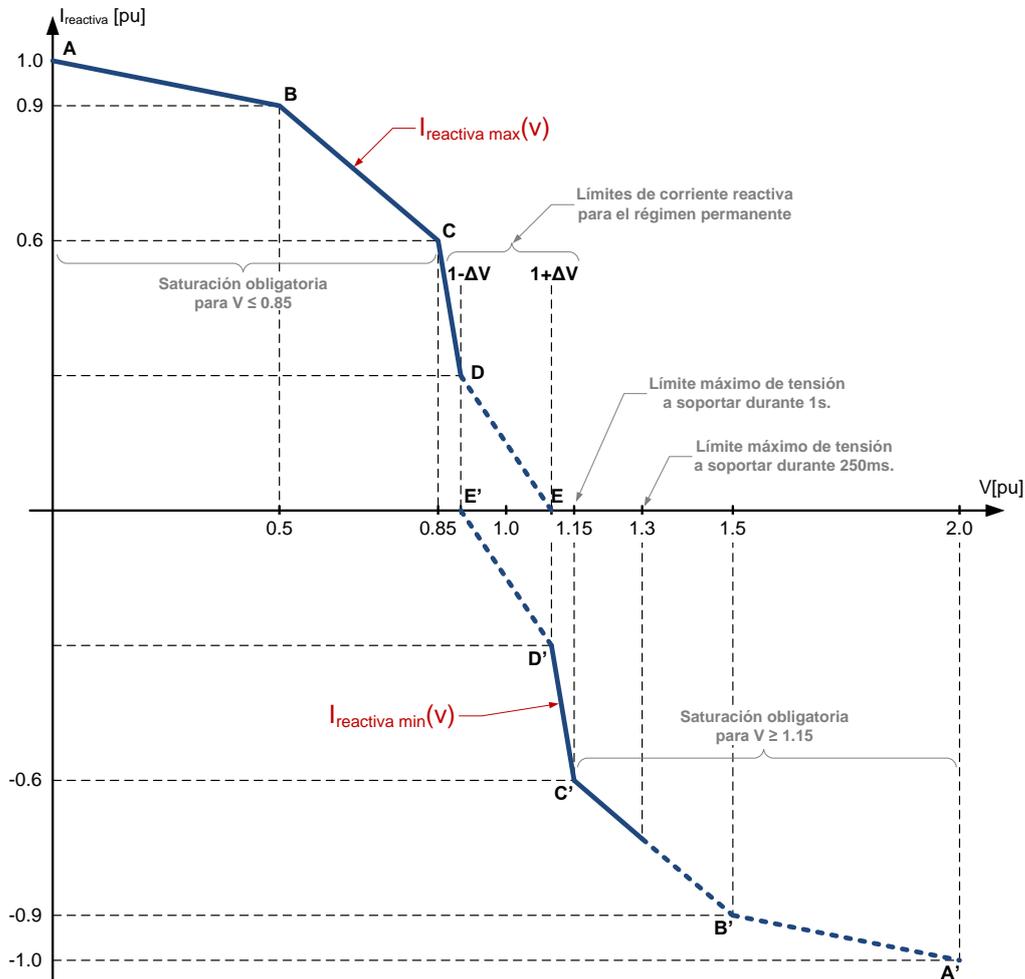


Figura 4.4. Límites de saturación mínimos de inyección/absorción de corriente reactiva " I_r ".

Las dos siguientes propuestas de modificación se publicaron en 2009 siendo una de ellas para redes peninsulares [91] y la otra para insulares y extrapeninsulares [92]. La principal diferencia con respecto a la propuesta de 2008 [89] es la forma en la que se describe en función de la tensión y la frecuencia el comportamiento de un generador conectado a la red. Se definen con mucho más detalle los tiempos mínimos que un generador debe ser capaz de mantenerse conectado a la red en función de la tensión y la frecuencia. De esta manera se aclara cuándo se dan las condiciones de funcionamiento permanente y cuándo se entra en régimen perturbado. En la Figura 4.5 se muestran dichas gráficas para redes peninsulares y extrapeninsulares [91, 92].

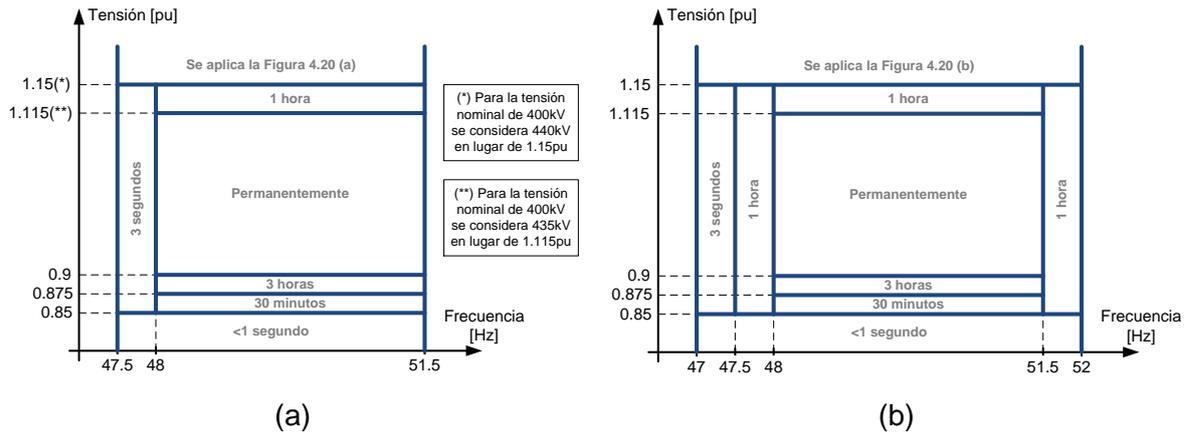


Figura 4.5. Tiempos mínimos de conexión a red en función de la tensión y la frecuencia. (a) Propuesta para la red peninsular, (b) propuesta para redes insulares y extrapeninsulares.

Se aprecia que para ambos sistemas eléctricos los niveles de tensión y frecuencia que el sistema debe soportar en régimen permanente son iguales. En cuanto a la tensión en el punto de conexión, puede variar en un rango comprendido entre el 0.9 pu y 1.115 pu, entendiéndose este rango como rango permanente. Tal como se puede apreciar, durante cortos periodos de tiempo la tensión puede salir de dicho rango. Por encima de 1.15 pu o por debajo de 0.85 pu se considerará la red como perturbada y el sistema entrará en modo de control en régimen perturbado.

En cuanto a la potencia reactiva, a diferencia de la propuesta del 2008, se proponen unos límites de tensión y potencia fijos planteando un polígono similar a los mostrados en la Figura 4.2 pero con una variación de tensión fija del $\pm 5\%$ para cualquier nivel de tensión. La propuesta, tanto para el sistema eléctrico peninsular como para el sistema extrapeninsular, se muestra en la Figura 4.6 en donde se puede ver que al igual que en la Figura 4.2 el sistema debe ser capaz de transferir un $\pm 15\%$ de potencia reactiva a tensión nominal y hasta un 30% de la potencia nominal en los extremos de variación de tensión [91, 92].

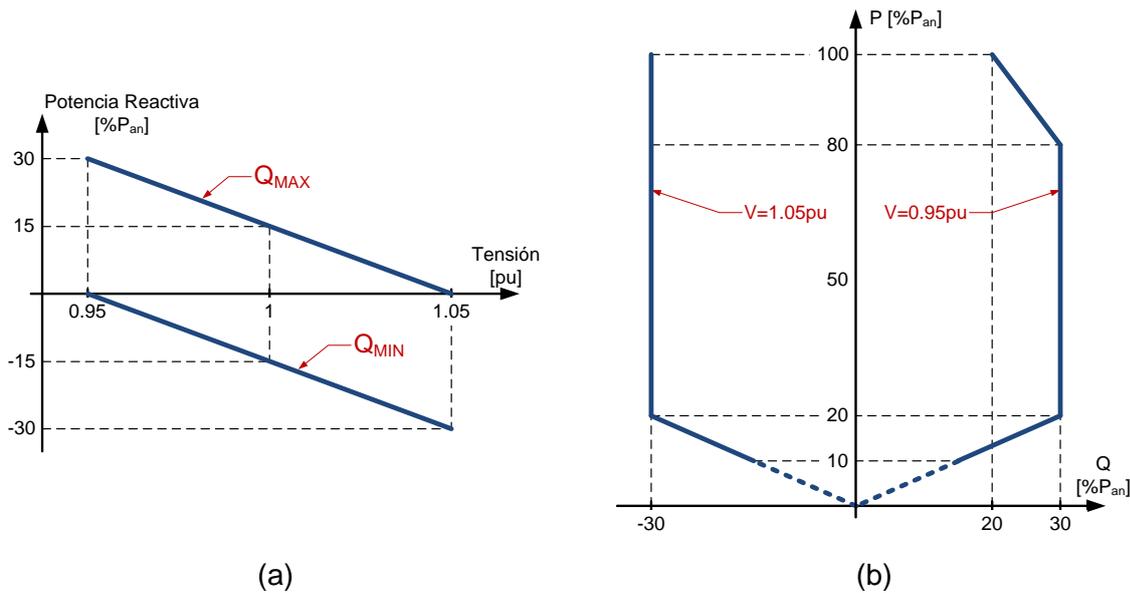


Figura 4.6. Requisitos mínimos de potencia reactiva en régimen permanente en tanto por cien de la potencia activa neta instalada (P_{an}). La potencia reactiva positiva corresponde al funcionamiento capacitivo y la negativa al funcionamiento inductivo. (a) En función de la tensión, (b) en función de la potencia activa generada.

Hay que destacar que por debajo del 10% de la potencia activa neta instalada, el generador queda exento de cumplir una capacidad mínima de potencia reactiva teniendo que proveer toda la capacidad posible.

Por otro lado, si el sistema en régimen permanente trabaja en modo de control a consigna de tensión se le exigirá una potencia reactiva de acuerdo a la relación mostrada en la Figura 4.7.

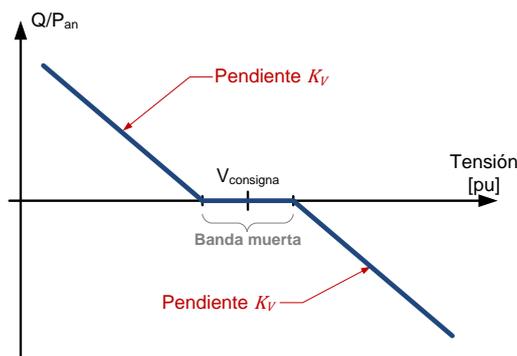


Figura 4.7. Potencia reactiva exigida en modo de control de tensión en función del desvío de tensión.

La pendiente K_V de la Figura 4.7 se obtiene mediante la ecuación (4.3) y debe ser ajustable al menos entre los valores 0 y 25.

$$K_V = -\frac{Q/P_{an}}{\Delta V/V_{base}} \quad (4.3)$$

En cuanto a la banda muerta de la Figura 4.7, la instalación podrá delimitar una banda muerta de hasta un $\pm 0.01pu$ alrededor de la tensión de consigna. Por último cabe

destacar que fuera del rango de tensiones $0.95 \leq V \leq 1.05$, pero dentro del régimen permanente, tendrá prioridad la generación de potencia activa.

Por último, y al igual que en la propuesta del 2008, la instalación deberá ser capaz de variar la potencia activa entregada en función de las variaciones de la frecuencia. La relación entre las variaciones de potencia activa y las variaciones de frecuencia se expone en la Figura 4.8.

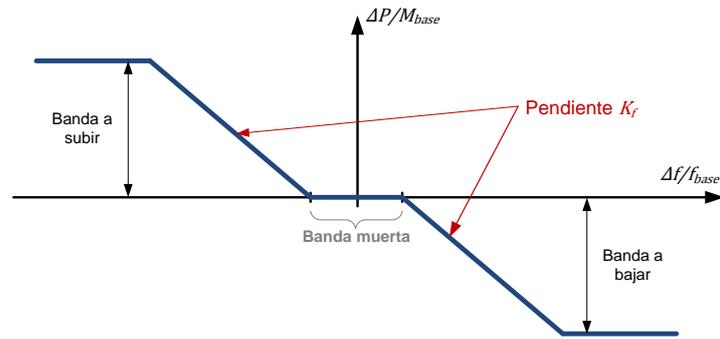


Figura 4.8. Variación de potencia activa en función de la variación de frecuencia.

La pendiente K_f de la Figura 4.8 se obtiene mediante la ecuación (4.4) debiendo ser ajustable al menos entre los valores 15 y 50.

$$K_f = -\frac{\Delta P/M_{base}}{\Delta f/f_{base}} \quad (4.4)$$

En donde ΔP es la variación de potencia activa, M_{base} es la potencia aparente nominal de la instalación, Δf es la variación de frecuencia y f_{base} es la frecuencia base (50Hz). En cuanto a la banda muerta de la Figura 4.8, la instalación podrá ajustarla entre $\pm 10\text{mHz}$ y $\pm 200\text{mHz}$.

4.1.2. Alemania

La red eléctrica alemana se encuentra dividida en cuatro grandes regiones, gestionada cada una de ellas por un operador (TSO) diferente. La Figura 4.9 muestra las diferentes regiones junto con sus operadores: 50Hertz, Amprion, Tennet y TransnetBW.



Figura 4.9. Las cuatro regiones eléctricas alemanas y sus correspondientes operadores. Fuente: Wikipedia

En el año 2007 se elaboró una normativa común entre los operadores del momento para establecer unos requisitos mínimos para las instalaciones conectadas a las redes de transporte alemanas [93]. De esa manera, cada operador puede establecer sus propias condiciones para sus redes, basándose en dicha normativa. Así, los operadores Amprion y TransnetBW aplican la normativa en su versión original mientras que Tennet y 50Hertz han elaborado sus propias versiones [94, 95]. En la presente tesis se analizarán los requisitos exigidos a las instalaciones basadas en energías renovables en la normativa común del 2007 [93] por ser el documento referente para todos los operadores de red.

En primer lugar se definen en la Figura 4.10, al igual que en el caso español, los tiempos mínimos que una instalación debe mantenerse conectada a la red en función de las variaciones de frecuencia y tensión.

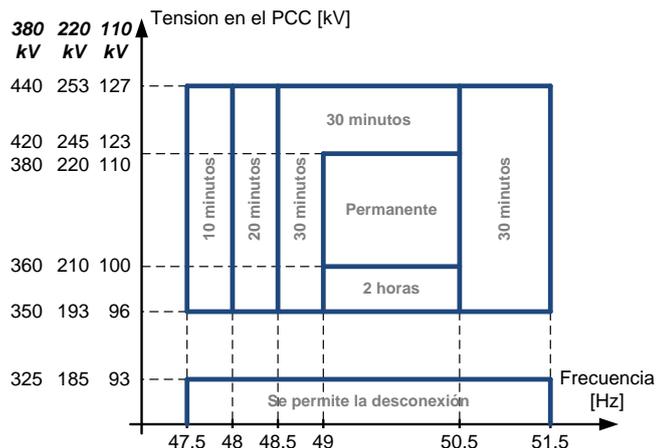


Figura 4.10. Tiempos mínimos de conexión a red en función de la tensión y la frecuencia en Alemania.

En cuanto a la potencia reactiva que cualquier instalación tiene que ser capaz de intercambiar con la red, se plantean las curvas de la Figura 4.11, en función de la tensión en el punto de conexión Figura 4.11 (a) y la potencia activa generada Figura 4.11 (b). Se plantean además las tres tensiones típicas de las redes de alta tensión alemanas (110kV, 220kV y 380kV) y sus variaciones dentro del rango considerado como régimen permanente. Asumiendo que las características de la red pueden variar dependiendo del punto de conexión de los equipos, se plantean tres variantes diferentes, quedando en manos del operador elegir cuál de ellas aplica en cada caso.

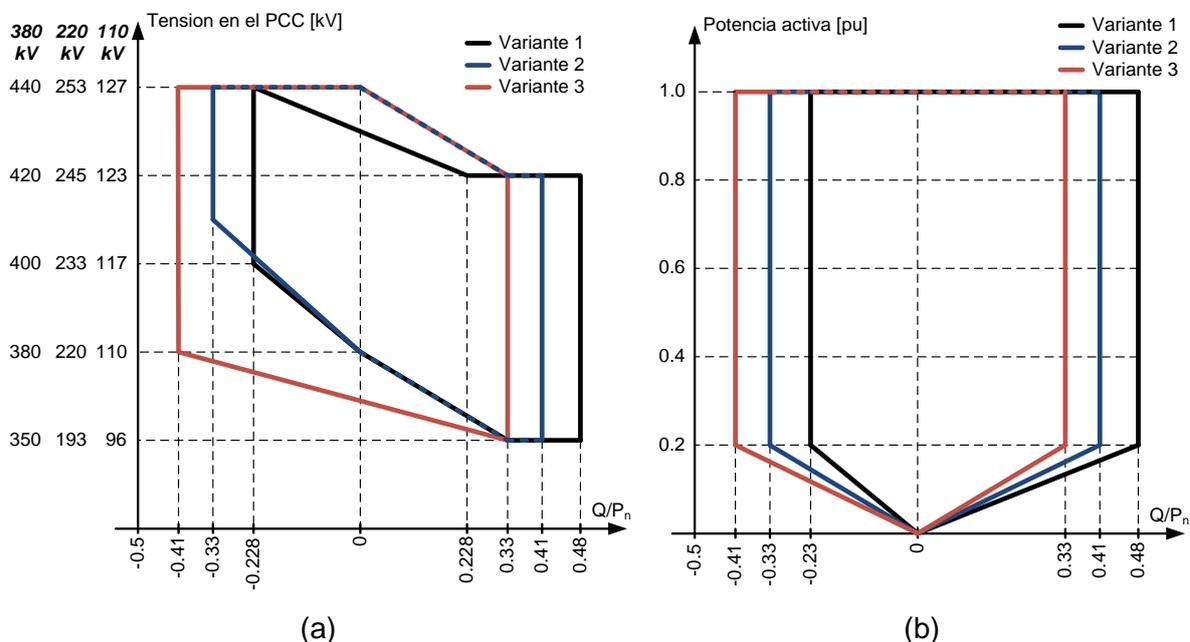


Figura 4.11. Requisitos de potencia reactiva en régimen permanente. (a) En función de la tensión, (b) en función de la potencia activa

Por otro lado, también en Alemania, se exige variar la potencia activa entregada a red ante variaciones en la frecuencia de la red. El comportamiento exigido se expone en la Figura 4.12.

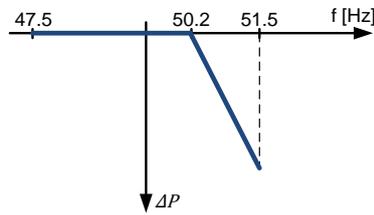


Figura 4.12. Reducción de potencia activa ante variaciones de frecuencia.

A diferencia de la normativa española, en este caso no se exige aumentar la potencia ante bajadas de frecuencia. Cuando la frecuencia supera la barrera de 50.2Hz en cambio, la potencia activa tiene que ser reducida de acuerdo a la ecuación (4.5).

$$\Delta P = 20P_m \frac{50.2 - f}{50} \quad (4.5)$$

En donde P_m representa la potencia activa disponible en cada instante, ΔP es la variación de potencia activa y f es la frecuencia de la red. Si la frecuencia de la red baja por debajo de 47.5Hz o supera los 51.5Hz la instalación deberá desconectarse de la red.

4.1.3. ENTSO-E

ENTSO-E es la Asociación Europea de Operadores de Redes Eléctricas fundada en 2008 con el objetivo de integrar las energías renovables en la red eléctrica así como la consolidación de un único mercado eléctrico en la Unión Europea. De esa manera, sus trabajos consisten en proponer normativas para facilitar la armonización, integración y eficiencia del mercado eléctrico europeo. Uno de sus últimos trabajos ha sido la propuesta de una normativa con los requisitos de conexión para los sistemas de generación [96]. Esta propuesta agrupa a los generadores en diferentes grupos dependiendo de su potencia instalada. En la Tabla 4.2 se muestra dicha agrupación.

Tabla 4.2. Rangos de potencia para los diferentes tipos de generadores.

	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Tensión en el PCC	< 110 kV		≥ 110 kV
	Límite superior de potencia		
Europa Continental	1 MW	50 MW	75 MW
Países nórdicos	1.5 MW	10 MW	30 MW
Gran Bretaña	1 MW	10 MW	30 MW
Irlanda	0.1 MW	5 MW	10 MW
Báltico	0.5 MW	10 MW	15 MW

El tipo A se considera el tipo más básico de generadores, los cuales se encuentran conectados a una tensión inferior a 110kV con una potencia máxima superior a sólo 800W. Se les exigen requerimientos básicos para asegurar una capacidad de generación con una limitada respuesta automática y un mínimo control del operador del sistema. En este grupo se podrían incluir generadores como paneles fotovoltaicos instalados en el tejado de una casa o pequeños molinos eólicos por ejemplo.

En cuanto a la frecuencia de la tensión, la propuesta del ENTSO-E [96] fija ciertos rangos con unos tiempos mínimos de conexión que cualquier generador debería de cumplir. Aunque la propuesta contemple diferentes zonas europeas, en la Tabla 4.3 se exponen las exigencias para la Europa continental.

Tabla 4.3. Rangos de frecuencia y tiempos mínimos de operación para todos los generadores.

Rango de frecuencia	Tiempo mínimo de operación
47.5 Hz – 48.5 Hz	A definir por el TSO pero > 30 minutos
48.5 Hz – 49.0 Hz	A definir por el TSO pero no menos que $t_{47.5-48.5}$
49.0 Hz – 51.0 Hz	Ilimitado
51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutos

Por otro lado, los generadores de tipo D, aquellos que se encuentran conectados a más de 110kV, además de las exigencias de frecuencia deben hacer frente a requisitos de tensión. También en este caso se contemplan diferentes zonas europeas. La Tabla 4.4 corresponde a la Europa continental.

Tabla 4.4. Rangos de tensión y tiempos mínimos de operación para los generadores de tipo D.

Rango de tensión	Tiempo mínimo de operación
0.85 pu – 0.90 pu	60 minutos
0.90 pu – 1.118 pu	Ilimitado
1.118 pu – 1.15 pu	A definir por el TSO pero ≥ 20 minutos

Además de las exigencias de frecuencia y tensión, esta misma norma plantea unos requisitos máximos para el intercambio de potencia reactiva por parte de los generadores durante el régimen permanente. La norma dice por un lado que el operador de red de cada país podrá exigir una capacidad de intercambio de potencia reactiva a potencia activa máxima con un tamaño que no exceda los rangos máximos definidos por la región interna de la Figura 4.13. La forma del requisito tensión-potencia no tiene por qué ser un rectángulo y puede estar situado en cualquier lugar dentro de la región externa fija.

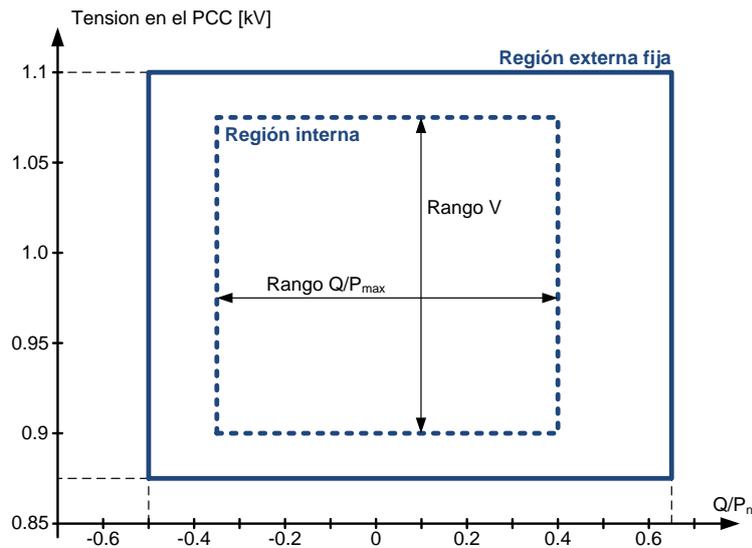


Figura 4.13. Requisito de intercambio de potencia reactiva a potencia activa máxima.

Los rangos de tensión y potencia mostrados en la Figura 4.13 pueden variar dependiendo de las diferentes zonas europeas y se resumen en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5. Parámetros para la región interna de la Figura 4.13.

Area	Máximo rango Q/P_{\max}	Máximo rango V
Europa continental	0.75	0.225
Nórdico	0.95	0.150
Gran Bretaña	0.66	0.100
Irlanda	0.66	0.218
Países Bálticos	0.80	0.220

Por otra parte, cuando la potencia activa entregada es menor que la máxima, el requisito de potencia reactiva puede verse modificado planteando para ello la gráfica de la Figura 4.14 en donde se plantean los rangos de funcionamiento que se le podría exigir a un convertidor en función de la potencia activa del momento.

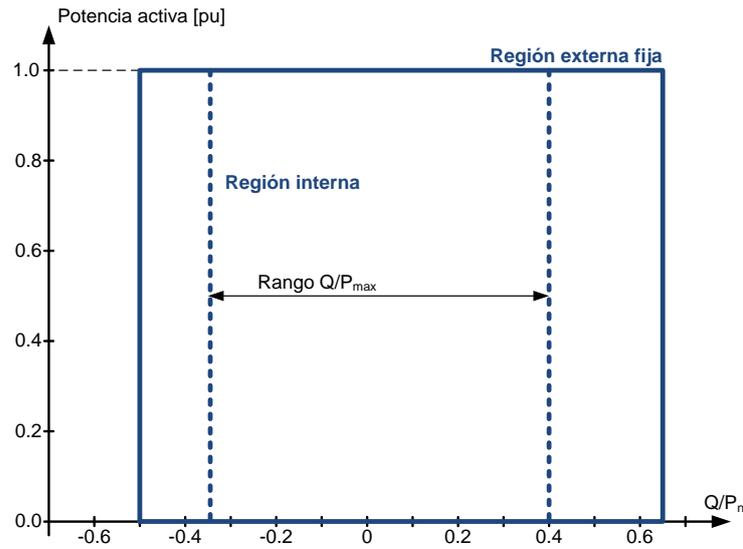


Figura 4.14. Requisito de intercambio de potencia reactiva en función de la potencia activa.

Al igual que en el requisito anterior existe una región interna la cual delimita el rango de funcionamiento máximo exigible por un operador de red a una instalación. Este requisito puede tener cualquier forma y tamaño dentro de los límites de la región interna y puede estar situado en cualquier lugar dentro de la región externa fija.

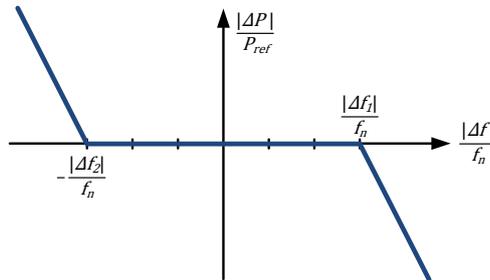


Figura 4.15. Reducción de la potencia activa entregada en función de la frecuencia de red.

Para el caso de las variaciones de frecuencia, el ENTSO-E plantea un comportamiento similar a la exigida por la normativa alemana en donde se requiere el incremento o reducción de la potencia activa entregada a la red en función de las variaciones de la frecuencia, tal como se expone en la Figura 4.15. La reducción de la potencia deberá ser activada a partir de una frecuencia entre 50.2Hz y 50.5Hz con una pendiente de entre 2% y 12%. La aportación adicional en cambio, deberá activarse entre las frecuencias 49.8Hz y 49.5Hz presentando una pendiente también entre 2% y 12%.

4.2. Perturbaciones transitorias de tensión

En este apartado se expondrán las diferentes normativas existentes para regularizar el comportamiento de los generadores ante perturbaciones transitorias de red. Al igual que para el régimen permanente, se analizarán los requisitos exigidos en las normativas vigentes de Alemania y España así como la propuesta elaborada por ENTSO-E. En el caso español también se detallarán los requerimientos recogidos en las dos propuestas de modificación existentes.

4.2.1. España

Al igual que en el caso anterior, se analizarán las normativas vigentes en el estado español en cuanto a perturbaciones de tensión así como las propuestas de modificación de las mismas.

4.2.1.1. Normativa vigente

El procedimiento de operación P.O.12.2 [85] describe la profundidad de los huecos de tensión trifásicos, bifásicos o monofásicos a consecuencia de los cuales ninguna instalación de generación debería desconectarse. Esto se resume en la Figura 4.16, delimitando una zona gris en donde los generadores no deberían desconectarse.

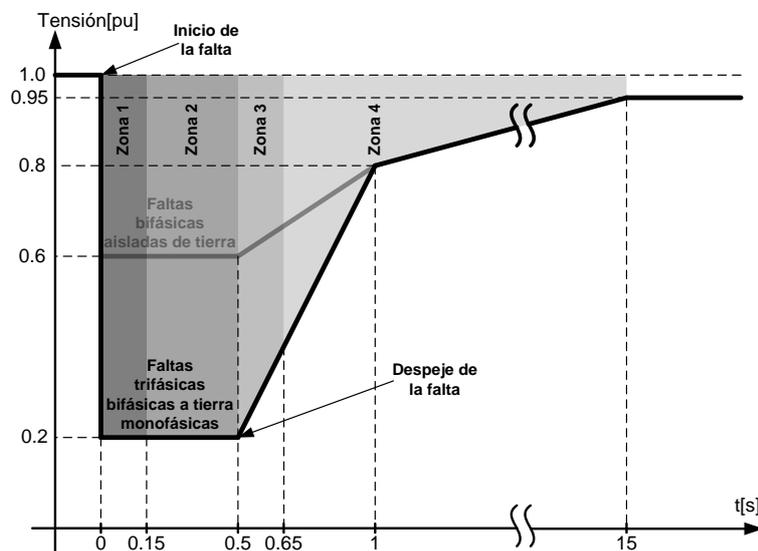


Figura 4.16. Curva tensión-tiempo admisible en el punto de conexión.

Por otro lado, el procedimiento de operación P.O.12.3 [86] especifica con más detalle el funcionamiento ante huecos de instalaciones eólicas. Por un lado exige que los generadores permanezcan conectados ante huecos de tensión generados por cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra o monofásicos con perfiles como el de la Figura

4.16. Hay que destacar que la tensión a la que hace referencia la Figura 4.16 es el valor de la secuencia positiva de tensión normalizada con respecto a la tensión de referencia. Se especifica además que para huecos de tensión generados por cortocircuitos bifásicos aislados de tierra el valor del límite inferior será de 0.6 pu en vez de 0.2 pu. Por otro lado el mismo procedimiento de operación exige una capacidad de inyección de corriente reactiva mínima durante las faltas de tensión equilibradas en función de la profundidad de las mismas. Este requisito se resume en la Figura 4.17.

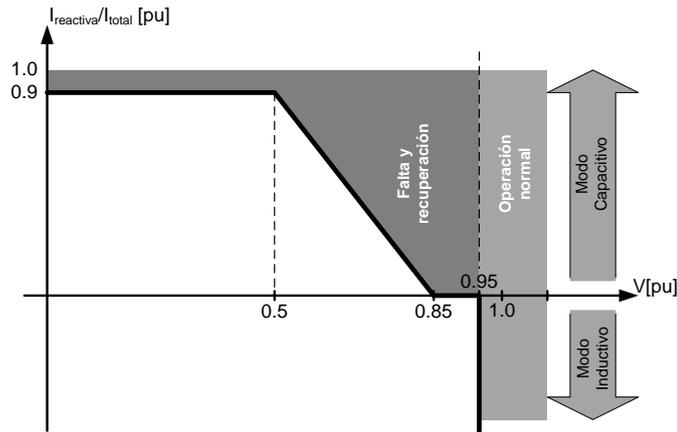


Figura 4.17. Requisitos de corriente reactiva.

Se diferencian los comportamientos exigidos durante la operación normal y durante las faltas y su recuperación. Mientras en el régimen permanente el convertidor puede trabajar tanto en modo capacitivo como en modo inductivo, en presencia de faltas de tensión se exige un comportamiento capacitivo. Además, este comportamiento capacitivo tiene que cumplir ciertos requisitos, teniendo que trabajar dentro del área gris de la Figura 4.17. Cabe destacar que el ratio de corriente reactiva se calcula en base a la corriente total que el sistema inyecta a la red en cada momento.

La forma de calcular las diferentes variables que menciona este Procedimiento de Operación se describen en los Procedimientos de Verificación, Validación y Certificación [97] del P.O.12.3. De esta forma, el primer paso es obtener la componente fundamental tanto de la tensión como de la corriente mediante las expresiones (4.6) y (4.7).

$$\underline{U}_1 = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} u(n) e^{-j\left(\frac{2\pi n}{N}\right)} \quad (4.6)$$

$$\underline{I}_1 = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} i(n) e^{-j\left(\frac{2\pi n}{N}\right)} \quad (4.7)$$

Seguidamente se determina el valor de la secuencia positiva de ambas variables, utilizando para ello las ecuaciones (4.8) y (4.9).

$$\underline{U}^+ = \frac{1}{3} \left(\underline{U}_{1A} + \underline{U}_{1B} e^{+j\left(\frac{2\pi}{3}\right)} + \underline{U}_{1C} e^{-j\left(\frac{2\pi}{3}\right)} \right) \quad (4.8)$$

$$\underline{I}^+ = \frac{1}{3} \left(\underline{I}_{1A} + \underline{I}_{1B} e^{+j\left(\frac{2\pi}{3}\right)} + \underline{I}_{1C} e^{-j\left(\frac{2\pi}{3}\right)} \right) \quad (4.9)$$

Una vez obtenidas las secuencias positivas se pueden calcular los valores de las potencias activa y reactiva:

$$P = 3U^+ I^+ \cos(\varphi) \quad (4.10)$$

$$Q = 3U^+ I^+ \sin(\varphi) \quad (4.11)$$

Y los valores de la corriente reactiva (I_r) y la corriente total (I_{tot}) que se mencionan en el procedimiento de operación P.O.12.3.

$$I_r = I^+ \sin(\varphi) \quad (4.12)$$

$$I_{tot} = I^+ \quad (4.13)$$

Una vez calculados todos los parámetros se procede a la verificación del cumplimiento del P.O.12.3 mediante la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. Límites impuestos por el P.O.12.3

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Faltas equilibradas (trifásicas)				
P	Sin límite	<0.1xP _n	Sin límite	<0.1xP _n
Q	<0.6xP _n	Capacitiva	Sin límite	Capacitiva
E _r	Sin límite	Sin límite	<0.6xP _n x150ms	Sin límite
I _r	Sin límite	Figura 4.17	<1.5xI _n	Figura 4.17
Faltas desequilibradas (monofásicas y bifásicas)				
P	Sin límite	<0.3xP _n	Sin límite	Sólo aportar
Q	Sin límite	<0.4xP _n	Sin límite	<0.4xP _n
E _r	Sin límite	<0.4xP _n x100ms	Sin límite	<0.4xP _n x100ms
E _a	Sin límite	<0.45xP _n x100ms	Sin límite	Sin límite

Por último, cabe destacar que la corriente nominal (I_n) a la cual se hace alusión en la zona 3 de las faltas equilibradas es la intensidad correspondiente a la potencia nominal registrada de la instalación. Esta potencia a su vez entendiéndose como la potencia activa declarada de la instalación.

4.2.1.2. Propuestas de modificación

Las tres propuestas de modificación de los procedimientos de operación comentados en los capítulos anteriores proponen cambios para el comportamiento de los equipos de generación ante perturbaciones transitorias de tensión. La primera propuesta de modificación [89] plantea una curva tensión-tiempo diferente a la de la Figura 4.16 tal como se puede ver en la Figura 4.18.

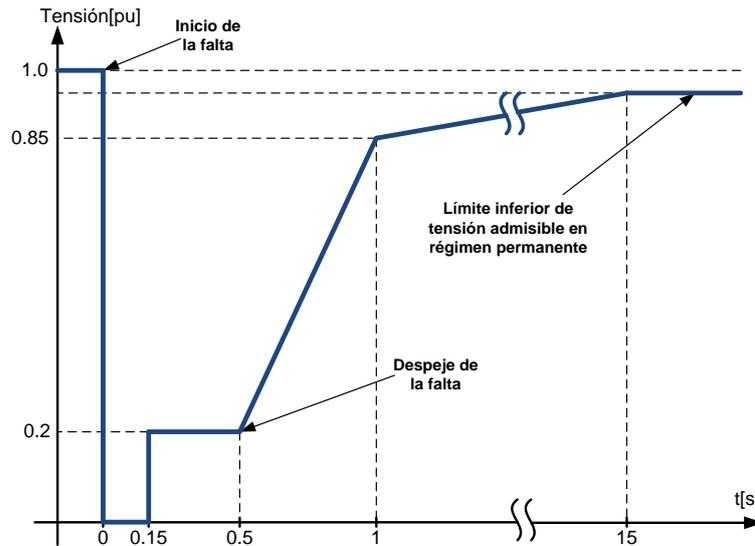


Figura 4.18. Curva tensión-tiempo admisible en el punto de conexión según la propuesta de modificación.

La Figura 4.18 corresponde al hueco de tensión producido por cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra o monofásicos, correspondiendo la tensión de la figura a la tensión entre fase y tierra de las fases perturbadas. La única diferencia con respecto a la Figura 4.16 reside en los 150ms iniciales en donde esta propuesta plantea profundidades de huecos de tensión que llegan incluso al 0 pu. Para el caso de cortocircuitos bifásicos aislados de tierra el valor del límite inferior de tensión sería de 0.5 pu en vez de 0 pu y 0.6 pu en vez de 0.2 pu.

Además de los huecos de tensión la misma propuesta plantea que el equipo pueda soportar sobretensiones en una o varias fases de hasta 1.3 pu durante 250ms y 1.15 pu durante un segundo. También en este caso estos valores corresponden a tensiones de fase con respecto a tierra.

Las propuestas de 2009 para redes peninsulares y extrapeninsulares [91, 92] proponen unas curvas similares a la de la Figura 4.18 pero con ciertas diferencias. En la Figura 4.19 se aprecian las curvas tensión-tiempo de cada propuesta.

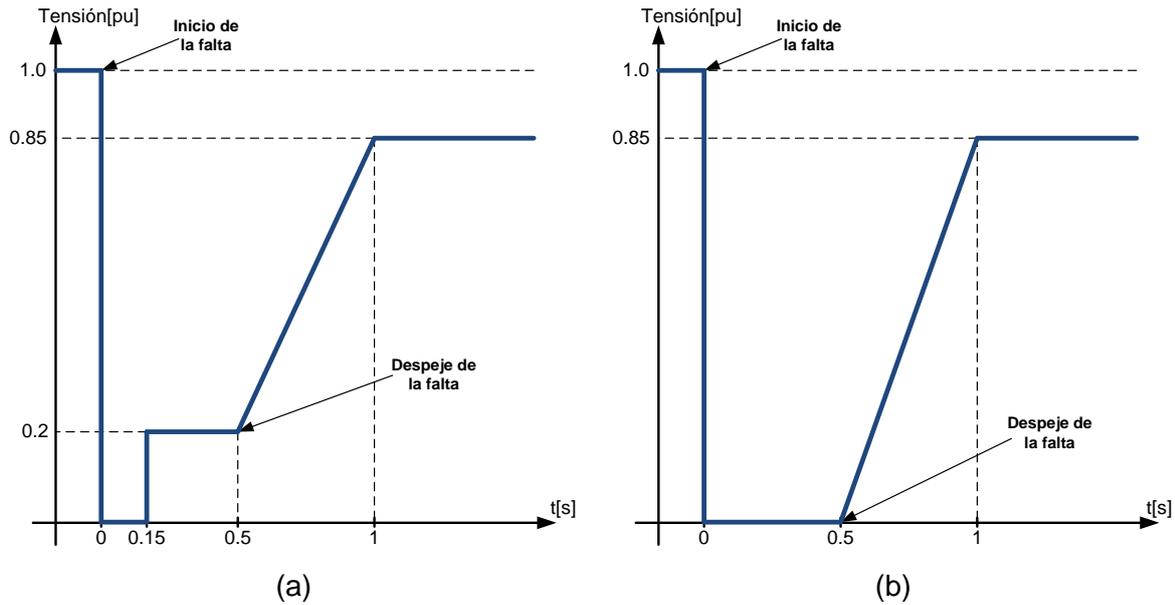


Figura 4.19. Curvas tensión-tiempo admisibles en el punto de conexión. (a) Propuesta para la red peninsular, (b) Propuesta para las redes insulares y extrapeninsulares.

Se aprecia una diferencia común con respecto a la propuesta de 2008 y es que la tensión se puede mantener durante un tiempo prolongado a 0.85 pu. Tal como se ha explicado con la Figura 4.5, este nivel de tensión puede prolongarse durante 30 min. Además de esta diferencia, la curva para los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares añade la posibilidad de que el hueco sea total (0 pu) durante medio segundo. En el caso de las redes peninsulares, el límite inferior para las faltas bifásicas aisladas de tierra será de 0.5 pu en vez de 0 pu y 0.6 pu en vez de 0.2 pu. También para el caso de las redes extrapeninsulares varía el límite inferior para las faltas bifásicas aisladas de tierra situándose en 0.5 pu en lugar de 0 pu. Otro detalle importante es que el periodo de recuperación de tensión no termina hasta que la tensión se encuentre de nuevo dentro de los límites de régimen permanente de la Figura 4.5 durante al menos 30 segundos. Hasta este instante el sistema estará funcionando en modo de control de tensión en régimen perturbado.

Por otro lado, al igual que en la propuesta anterior se plantean ciertos límites para las subidas de tensión que el equipo debería soportar y que se muestran en la Figura 4.20.

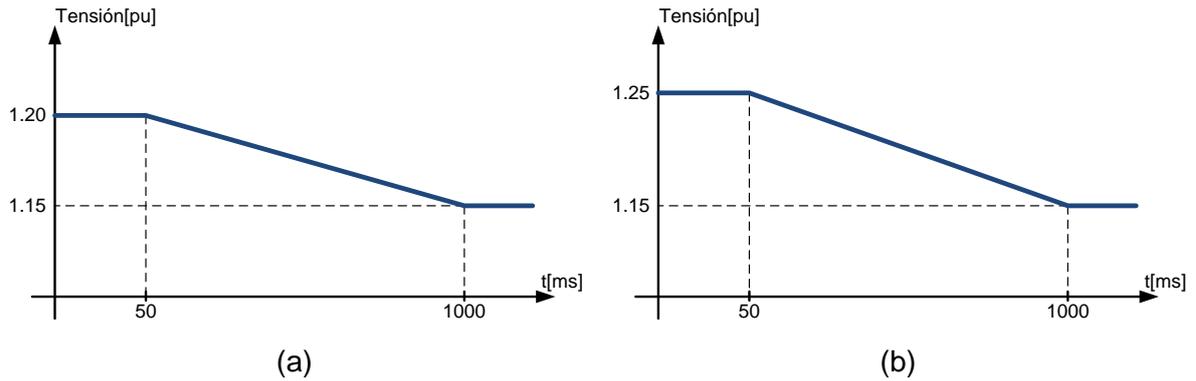


Figura 4.20. Tiempos mínimos de sobretensiones transitorias. (a) Propuesta para la red peninsular, (b) propuesta para las redes insulares y extrapeninsulares.

También en este caso la propuesta es más exigente para las redes extrapeninsulares, teniendo que soportar subidas de tensión de hasta 1.25 pu. A diferencia de la propuesta anterior, los límites máximos son menores pero las instalaciones deberían de soportar tensiones de hasta 1.15 pu en un régimen permanente cuando en la propuesta anterior este límite superior se limitaba a 1s.

Por último hay que destacar que en estas dos últimas propuestas de modificación se contempla la posibilidad de permitir el bloqueo de la electrónica de potencia cuando el nivel de tensión sale de un determinado rango. En el caso de la propuesta para la red peninsular el rango sería de 0.2 pu (0.6 pu para faltas bifásicas aisladas de tierra) y 1.15 pu. Para el caso de las redes extrapeninsulares el rango sería de 0.1 pu (0.55 pu para faltas bifásicas aisladas de tierra) y 1.15 pu. En ambos casos el equipo deberá ser desbloqueado antes de transcurrir 100ms una vez que la tensión entre de nuevo en el rango especificado.

En cuanto a la potencia reactiva a entregar ante variaciones transitorias, la propuesta de 2008 [89] plantea los valores de corriente reactiva mínima que el equipo debería de ser capaz de dar en función de la tensión. Estos límites se muestran en la Figura 4.4 en donde se aprecia que los requisitos abarcan desde 0 pu hasta 2 pu de tensión.

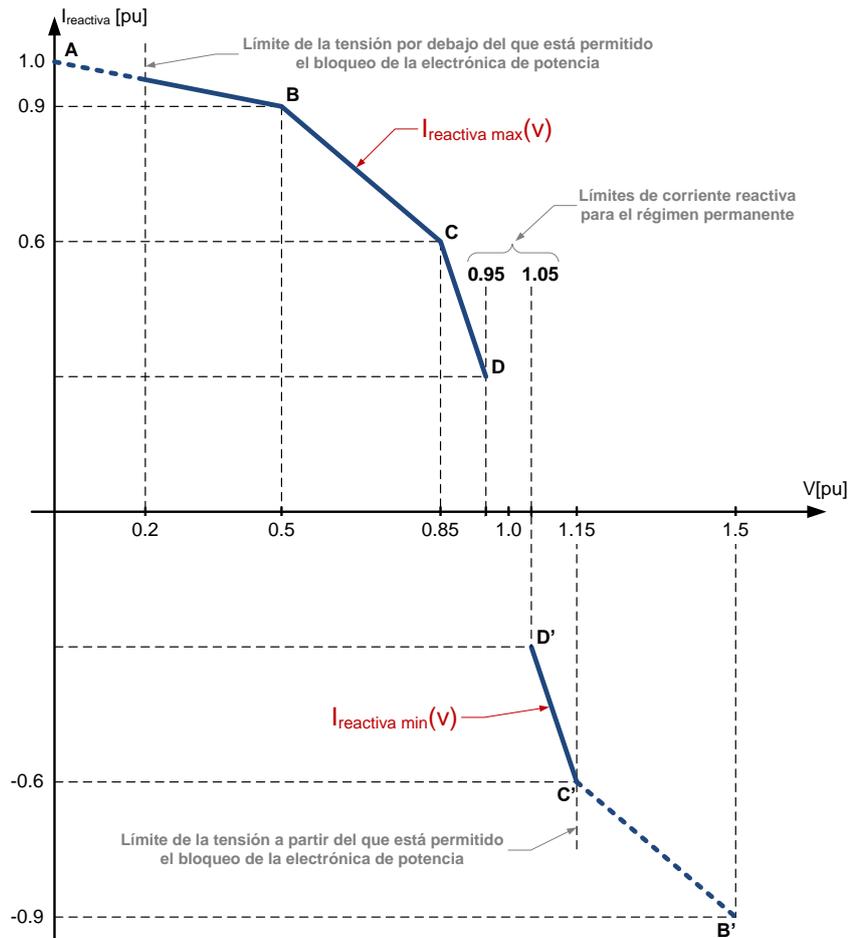


Figura 4.21. Límites de saturación mínimos de inyección/absorción de corriente reactiva “ I_r ” en la propuesta de 2009 para la red peninsular. Base la corriente nominal.

Las propuestas de 2009 [91, 92] en cambio plantean los mismos límites con la diferencia de que se contempla la posibilidad de bloquear la electrónica de potencia a partir de ciertos límites de tensión tanto por encima como por debajo de la tensión nominal. Este detalle se muestra en la Figura 4.21, la cual corresponde a la propuesta para la red peninsular. Para el caso de las redes extrapeninsulares lo único que cambiaría serían los límites de tensión para el bloqueo de la electrónica de potencia.

Por otro lado las tres propuestas de modificación plantean un comportamiento similar para el generador en cuanto a la potencia activa suministrada a la red en huecos de tensión. Se plantea que el generador tenga que respetar una limitación inferior y otra superior en función de la tensión eficaz en el punto de conexión. En la Figura 4.22 se muestran dichos límites para la propuesta de 2008 [89] en donde P_{a0} es la potencia activa que se estaba inyectando a la red justo antes de la perturbación y ΔV es el margen de tensión simétrico alrededor de la tensión nominal. La expresión matemática para el límite

de corriente activa máxima se define en la ecuación (4.14) para todo el rango de tensiones por debajo de $1-\Delta V$.

$$I_a \text{ máxima} \leq \frac{P_{a0}}{(1-\Delta V)^2} V \quad (4.14)$$

La expresión matemática para el límite de corriente activa mínima en cambio se describe en la ecuación (4.15) para tensiones en el rango $0.5 \leq V \leq 1-\Delta V$.

$$I_a \text{ mínima} \geq \frac{P_{a0}}{(1-\Delta V)(0.5-\Delta V)} (V-0.5) \quad (4.15)$$

Por último, para tensiones inferiores a 0.5pu , no se exige una cantidad de corriente activa mínima tal como se aprecia en la Figura 4.22.

Por otro lado, tal como se ha comentado en apartados anteriores, en la propuesta de 2008 [89] este margen de tensión (ΔV) puede ser modificado. Cabe destacar que por debajo de 0.85 pu de tensión se permite la violación de los límites de corriente activa mostrados en la Figura 4.22 en los primeros 40ms desde el inicio de la falta. En el rango $0.85 \leq V \leq 1-\Delta V$ en cambio, se podrán aplicar requisitos ordenados por el control potencia-frecuencia o, en su caso, por la emulación de inercia. También en este caso se permite la violación de los límites de corriente impuestos en los primeros 250ms desde el inicio de la falta.

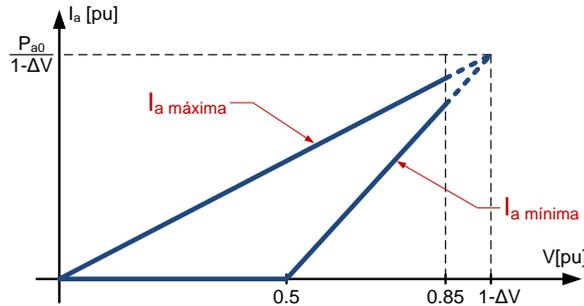


Figura 4.22. Límites inferior y superior de la corriente activa “ I_a ” en valores unitarios respecto de la potencia nominal aparente de la instalación.

Para obtener los límites correspondientes a las propuestas de 2009 [91, 92] sería suficiente con sustituir ΔV por 0.05 en todas las expresiones, teniendo en cuenta el límite inferior por debajo del cual está permitido bloquear la electrónica de potencia y por consiguiente no se aplicarían dichos límites.

4.2.2. Alemania

Al igual que en régimen permanente, las exigencias para los generadores ante perturbaciones de red se recogen en las normas de cada operador de red. De todas

formas, y al igual que se ha realizado previamente, en esta tesis se resumirán los requerimientos contemplados en la norma unificada [93]. Esta norma describe para el régimen perturbado los perfiles de huecos de tensión que los sistemas deberían ser capaces de soportar y que se muestran en la Figura 4.23.

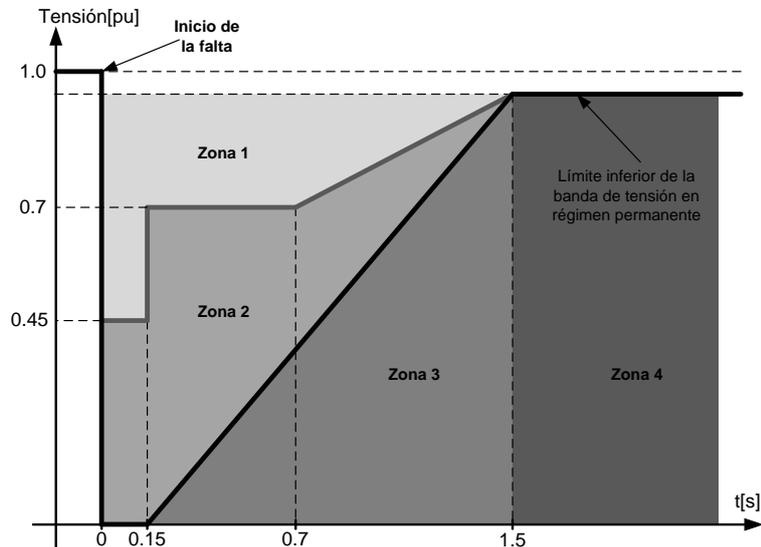


Figura 4.23. Curva de Tensión-tiempo admisible en el punto de conexión.

En esta ocasión la tensión hace referencia a la mayor de las tres tensiones compuestas en huecos trifásicos o simétricos, delimitando cuatro zonas diferentes dependiendo de la profundidad de los huecos. En la primera zona (zona 1) no se permite la desconexión de ningún sistema de generación. En la zona 2 se permite la desconexión de los equipos siempre y cuando se vuelvan a conectar y sincronizar con la red en un tiempo máximo de 2 segundos. En esta resincronización se pide que el generador vuelva a entregar la potencia activa anterior al hueco con un gradiente mínimo del 10% de la potencia activa instalada por segundo. En la zona 3 se permite la desconexión de los equipos con tiempos de resincronización y gradientes de potencia menos exigentes que en la zona 2. Estos requisitos se negocian en cada caso con el operador del sistema. Por último, para huecos que se prolonguen más de 1.5 segundos, zona 4, se permite la desconexión escalonada de los sistemas de generación. Por otra parte, todos aquellos sistemas de generación que no se desconecten durante la falta tendrán que volver a la potencia activa que entregaban antes del hueco con un gradiente de al menos el 20% de la potencia activa instalada por segundo.

Además de los requisitos para la no desconexión de los sistemas y al igual que en las normas españolas, se pide que los generadores contribuyan en la recuperación de la

tensión aportando corriente reactiva durante el hueco. En la Figura 4.24 se muestra la corriente reactiva mínima exigida en función de la profundidad del hueco de tensión [10].

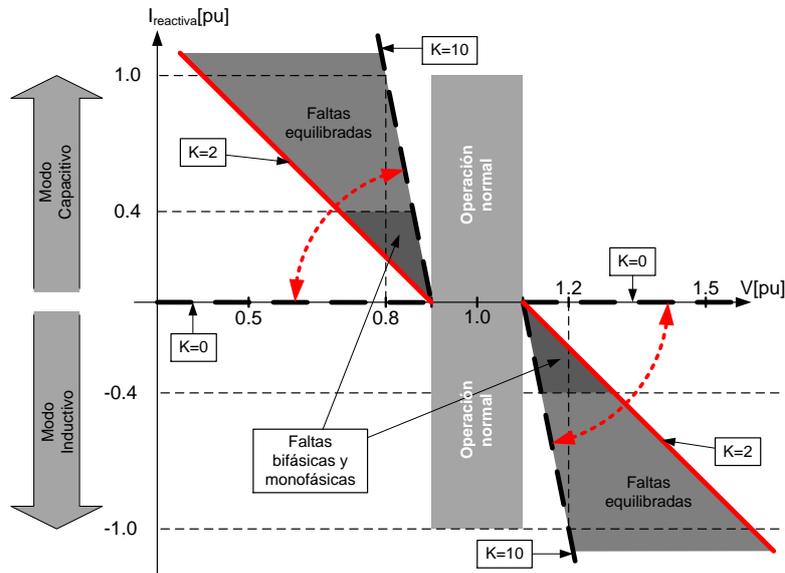


Figura 4.24. Requisitos de corriente reactiva durante huecos en la normativa alemana.

Tal como se aprecia en la Figura 4.24 se exige la inyección de una corriente proporcional a la profundidad del hueco. En este caso además la normativa fija un máximo y un mínimo para la proporcionalidad entre la corriente reactiva y la profundidad del hueco. Esta proporción se denomina K y se calcula mediante la ecuación (4.16).

$$K = \frac{\Delta I_{\text{reactiva}}}{\Delta V} \quad (4.16)$$

La corriente reactiva (I_{reactiva}) hace referencia a la parte reactiva de la corriente de secuencia positiva del lado de baja tensión del transformador de cada molino, normalizada con respecto a la corriente nominal. La variación de esta corriente ($\Delta I_{\text{reactiva}}$) se calcula con respecto a la media de un minuto.

La tensión en cambio hace referencia a la mayor de las tres tensiones de fase medidas en el mismo punto que la corriente y su variación (ΔV) es la diferencia fuera de los márgenes de operación normal. El factor K es variable y se acuerda en cada instalación con el operador del sistema teniendo siempre un valor entre 0 y 10. En el ejemplo de la Figura 4.24 se muestra un requisito de $K=2$.

Por último hay que destacar que se hace una distinción entre las faltas equilibradas y las desequilibradas. Para faltas equilibradas se piden corrientes de al menos el 100% de la nominal mientras que para las faltas desequilibradas este valor se reduce a un 40% de la corriente nominal.

4.2.3. ENTSO-E

La misma propuesta de norma analizada en el apartado del régimen permanente [96] define diferentes requisitos ante huecos de tensión dependiendo del tipo de generador. La Figura 4.25 representa el perfil tensión-tiempo genérico para las perturbaciones de tensión. Los niveles de tensión así como los tiempos marcados en la Figura 4.25 varían según el tipo al que corresponda el generador y se detallan en la Tabla 4.7.

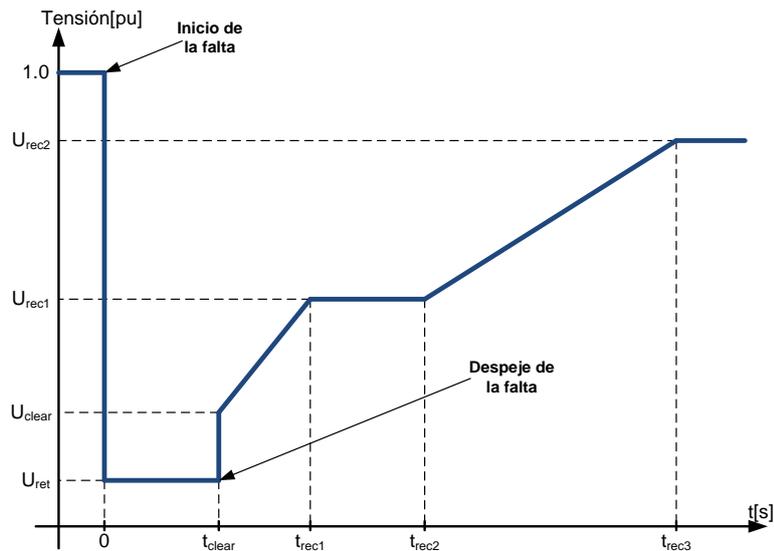


Figura 4.25. Curva tensión-tiempo genérica para huecos de tensión propuesta por ENTSO-E.

El instante t_{clear} corresponde al instante de tiempo en donde se da el despeje de la falta y los tiempos t_{rec1} , t_{rec2} y t_{rec3} a diferentes instantes de la recuperación de la misma. Se aprecia que a diferencia de los perfiles tensión-tiempo mostrados en la Figura 4.16, Figura 4.18 y Figura 4.19, existe un nivel intermedio (U_{rec1}) en la recuperación de la falta.

Tabla 4.7. Parámetros correspondientes a la curva tensión-tiempo para cada tipo de generador.

Tipo B y C		Tipo D	
Parámetros de tensión [pu]	Parámetros de tiempo [sec]	Parámetros de tensión [pu]	Parámetros de tiempo [sec]
U_{ret} 0.05-0.15	t_{clear} 0.14-0.25	U_{ret} 0	t_{clear} 0.14-0.25
U_{clear} $U_{ret}-0.15$	t_{rec1} t_{clear}	U_{clear} U_{ret}	t_{rec1} t_{clear}
U_{rec1} U_{clear}	t_{rec2} t_{rec1}	U_{rec1} U_{clear}	t_{rec2} t_{rec1}
U_{rec2} 0.85	t_{rec3} 1.5-3.0	U_{rec2} 0.85	t_{rec3} 1.5-3.0

Se puede comprobar que aunque se contemple la posibilidad de un escalón en la recuperación, los valores propuestos en la Tabla 4.7 para generadores no basados en máquinas síncronas hacen que la curva tensión-tiempo tenga la forma de la Figura 4.26. De esta manera se concluye que las curvas definitivas difieren bastante de la curva genérica de la Figura 4.25.

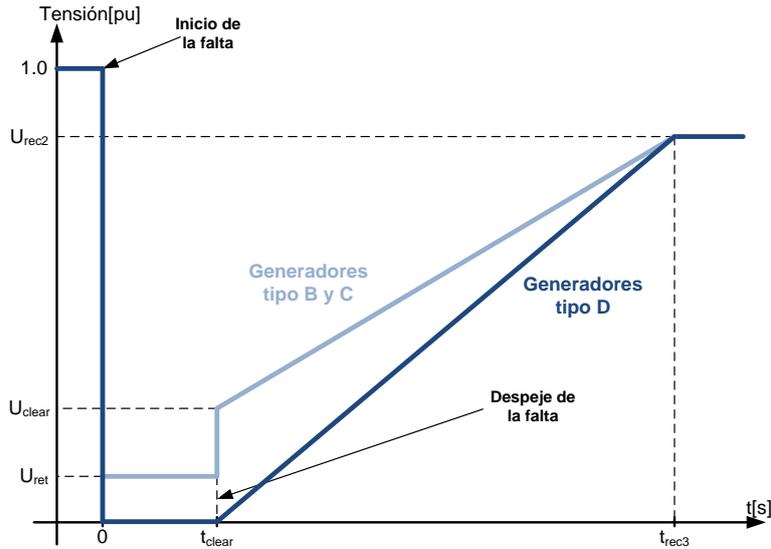


Figura 4.26. Curvas tensión-tiempo propuestas por ENTSO-E.

Cabe destacar que en la Figura 4.26 se dan las particularidades descritas en las ecuaciones (4.17)-(4.19) para las profundidades del desequilibrio.

$$0.14 < t_{clear} < 0.25 \quad (4.17)$$

$$t_{clear} = t_{rec1} = t_{rec2} \quad (4.18)$$

$$1.5 < t_{rec3} < 3 \quad (4.19)$$

En cuanto a los tiempos de recuperación y despeje para generadores de tipo B y C, se cumplen las relaciones descritas en las ecuaciones (4.20) y (4.21).

$$U_{ret} < U_{clear} < 0.15 \quad (4.20)$$

$$0.05 < U_{ret} < 0.15 \quad (4.21)$$

4.3. Conclusiones

En este capítulo se han resumido las normativas de dos países diferentes, la española y la alemana, además de las propuestas que se están planteando a nivel europeo a través de la Asociación Europea de Operadores de Redes Eléctricas (ENTSO-E). Dichas normativas se han clasificado en dos grupos; normativas para el régimen permanente y normativas para el régimen perturbado de tensiones de red. Todas ellas definen el comportamiento que debería tener un equipo de generación ante las variaciones tanto de larga como de corta duración en la tensión de una red eléctrica. En el caso del régimen permanente, se ha observado que todas las normas analizadas exigen una capacidad mínima de intercambiar potencia reactiva en función de la desviación de la tensión. De esta forma, la propia instalación de generación contribuye en la restauración de la tensión ideal en el Punto de Conexión Común (PCC). Para el caso de las perturbaciones

transitorias de tensión en cambio, las normativas analizadas plantean un perfil que define la profundidad y duración de los huecos de tensión que deben ser soportados por las instalaciones generadoras sin desconectarse. En este aspecto es destacable que para ciertos generadores se contempla la obligatoriedad de tener que seguir funcionando incluso ante la ausencia total de tensión en el PCC. Además del compromiso de seguir conectados, las normativas exigen a los generadores la inyección de corrientes reactivas y limitan el consumo de corrientes y energías en los transitorios del hueco. En este sentido, la normativa alemana y española requieren una corriente reactiva mínima en proporción a la profundidad del hueco de tensión. Todas estas restricciones y exigencias tienen el objetivo de que la instalación generadora contribuya en la restauración de la tensión a los niveles previos al inicio de la falta.

Por último, para el caso de la normativa española, también se ha mostrado la forma de calcular el valor de cada parámetro contemplado en dicha norma para verificar el cumplimiento de la misma.

Capítulo 5

Escenarios de aplicación para los nuevos algoritmos de limitación

En el presente capítulo se analizarán diferentes escenarios de aplicación para demostrar la utilidad de los nuevos algoritmos de limitación propuestos. Dichos escenarios se han analizado de dos maneras diferentes, mediante pruebas en una plataforma experimental y mediante simulación. En la plataforma experimental de laboratorio se han comprobado dos escenarios. En uno de ellos el sistema compensa la potencia reactiva consumida por una carga y en el segundo escenario, el convertidor tiene el objetivo de equilibrar las corrientes desequilibradas consumidas por una carga. En este segundo escenario además el sistema intentará compensar, en la medida de lo posible, la potencia reactiva consumida por la carga. Por otro lado, el escenario simulado tratará de mostrar la eficacia de los algoritmos propuestos en un escenario a mayor escala, asegurando el cumplimiento de las normativas de conexión a red por parte de un parque eólico formado por aeroturbinas de velocidad fija.

Con todos estos resultados se verificará la capacidad de adaptación de los algoritmos propuestos a las estructuras de control de cada escenario y su eficacia en la limitación de las tres variables consideradas críticas: corriente de convertidor, tensión de convertidor y oscilaciones de la tensión de bus.

5.1. Escenario de laboratorio

Las estrategias de limitación de referencias descritas en apartados anteriores han sido verificadas, en un primer paso, en una plataforma experimental. Se han realizado dos experimentos diferentes sobre una misma plataforma. El objetivo del control ha sido diferente en cada experimento, comprobando así tanto el algoritmo de limitación de consignas de potencia como el de consignas de corriente. En el primer ensayo, el control tratará de compensar la potencia reactiva consumida por una carga inductiva desequilibrada minimizando las oscilaciones de la tensión de bus. En el segundo ensayo, el sistema intentará compensar las corrientes desequilibradas consumidas por una carga evitando así la propagación de dicho desequilibrio por la red. Cabe destacar además que en este segundo ensayo la secuencia prioritaria ha sido la secuencia negativa, dando preferencia a equilibrar las corrientes de red.

Además, con el propósito de testear los algoritmos en las condiciones más severas se han generado en ambos ensayos tanto sobretensiones como desequilibrios en las tensiones de red.

5.1.1. Descripción de la plataforma experimental

La plataforma utilizada para la ejecución de los experimentos consta de un convertidor de dos niveles trifásico conectado a red mediante un filtro inductivo (L_{filtro}). Cabe destacar que las validaciones experimentales llevadas a cabo con un filtro L podrían ser extendidas a otros tipos de filtro (LCL, LC) debido al carácter genérico de la estrategia de limitación.

La carga desequilibrada por su parte se ha generado con una carga resistiva-inductiva conectada entre dos fases y en paralelo con el convertidor. Por otra parte la tensión de red ha sido producida con una fuente programable trifásica y las inductancias de red modeladas por medio de tres inductancias (L_{red}). Por último, el control de todo el sistema se ha desarrollado en Matlab-Simulink y ha sido implementado en una plataforma dSPACE DS1103. Dicho control se ha ejecutado con un paso de cálculo de $200\mu\text{S}$ y el limitador por su parte se ha considerado una tarea más lenta ejecutándolo con un paso de cálculo de $400\mu\text{S}$. Este aumento del paso de cálculo se debe a que el limitador trabaja con las componentes $d-q$ de tensión y corriente los cuales no presentan una dinámica tan rápida. Además, con esto se consigue reducir la carga computacional del microprocesador. Se puede augurar que el paso de cálculo del limitador se podría aumentar aliviando aún más el microprocesador, aunque esto no se haya probado en laboratorio.

La Figura 5.1 muestra la plataforma experimental utilizada para el desarrollo de las pruebas.

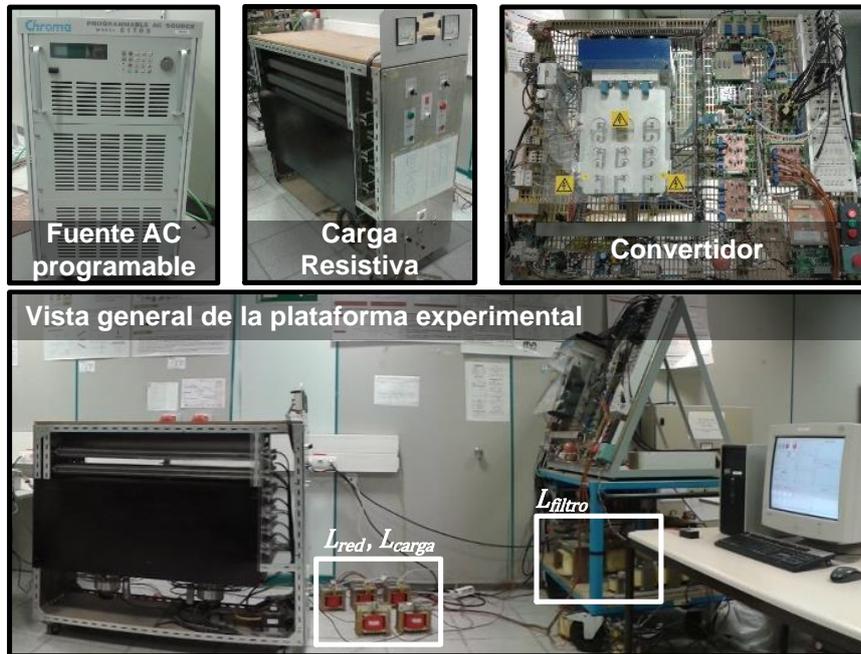


Figura 5.1. Diferentes partes y vista general de la plataforma experimental.

El esquema eléctrico de la instalación se contempla en la Figura 5.2. Se aprecia cómo siendo la carga monofásica, una de las corrientes es nula generando de esa manera el desequilibrio de corrientes necesario para la verificación de la estrategia.

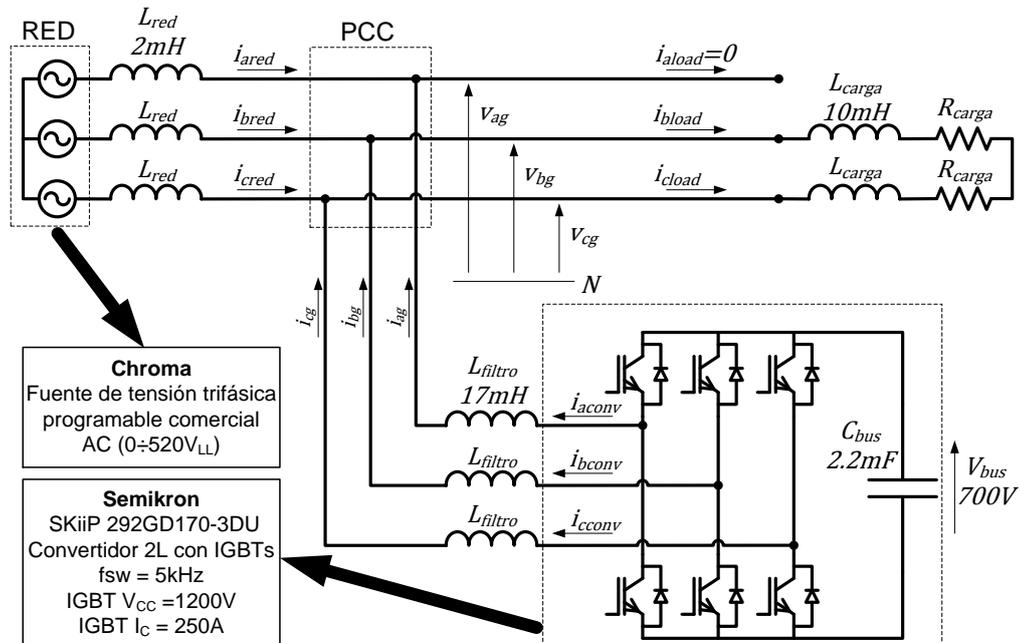


Figura 5.2. Esquema eléctrico de la plataforma experimental de laboratorio.

Cabe ser recordado que dentro del bloque “Limitador de consignas” de la Figura 5.3 se encuentra el algoritmo descrito mediante el diagrama de bloques de la Figura 3.8. En el segundo ensayo en cambio, el control trabaja directamente con consignas de corriente aplicando la estrategia de control expuesta en el apartado 2.3.3.4 de esta tesis. El diagrama de bloques que representa la implementación de dicho control junto con su limitador se muestra en la Figura 5.4. Cabe destacar que el limitador implementado responde a la estrategia expuesta en el apartado 3.5 de esta tesis.

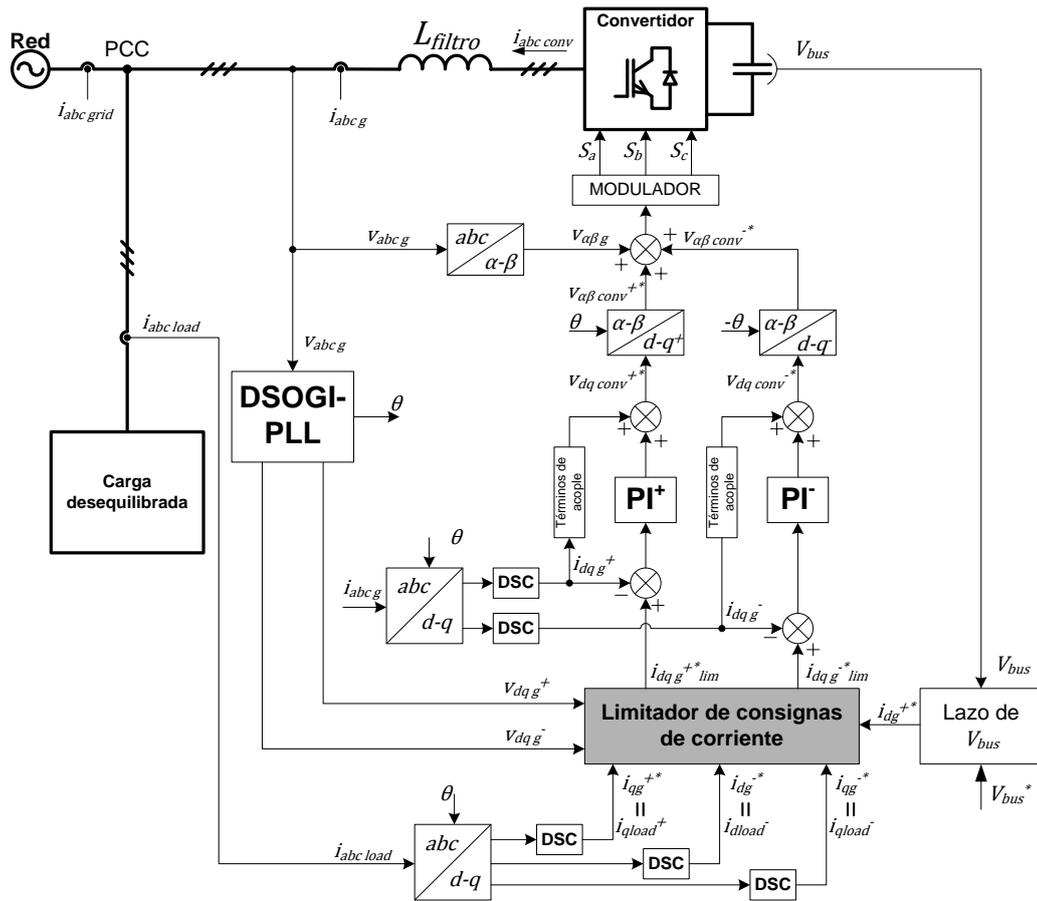


Figura 5.4. Implementación del algoritmo de limitación en el ensayo grid balancer.

También en este caso merece ser recordado que dentro del bloque “Limitador de consignas de corriente” de la Figura 5.4 se encuentra el algoritmo de limitación expuesto en el diagrama de bloques de la Figura 3.14.

5.1.3. Compensación de potencia reactiva

La primera prueba se ha llevado a cabo con el objetivo de validar la estrategia de limitación de convertidor conectado a red, trabajando como compensador de potencia reactiva o STATCOM. El valor utilizado para la resistencia de carga ha sido de $R_{carga} = 16\Omega$, el máximo valor permitido para la corriente de convertidor $I_{convMAX} = 15A$ y la máxima

oscilación para la tensión de bus $\Delta V_{busMAX} = 17.5V$ (2.5% de V_{bus}). Además las corrientes han sido generadas según el criterio de minimización de las oscilaciones de bus descrito en el apartado 2.3.3.3.

El experimento consiste en variar la consigna de potencia reactiva (Q_0^*) de modo inductivo a capacitivo aplicando una rampa en el instante $t=0.1s$. En ambos modos de trabajo la consigna de potencia reactiva es mayor que el límite del convertidor para asegurar la entrada en acción de la estrategia de limitación. La prueba además se lleva a cabo con un desequilibrio de tensión en el punto de conexión común. Este desequilibrio se consigue generando tensiones desequilibradas de red (V_{RED}) mediante la fuente de tensión programable. Las tensiones desequilibradas corresponden a un desequilibrio de tipo C descrito en [58] con una magnitud de $D = 0.8$. Las tres fases de tensión así como su secuencia positiva y negativa se pueden apreciar en la Figura 5.5 (a), (b) y (c) respectivamente. Tal como se ha mencionado anteriormente, la consigna de potencia reactiva (Q_0^*) sufre una variación empezando con un valor inductivo y pasando a un valor capacitivo. De esta manera el limitador empieza a limitar la consigna de potencia reactiva ($Q_{limitada}^*$) debido a la máxima potencia reactiva impuesta por la corriente de convertidor ($Q_{max i}$). Esta limitación se aprecia en la Figura 5.5 (d) en donde se muestra la consigna limitada de potencia reactiva ($Q_{limitada}^*$) junto con la consigna de potencia reactiva original (Q_0^*) y las referencias de potencia limitadas ($Q_{max i}$) y ($Q_{max v}$). Además, estar limitado por la corriente de convertidor significa que esta corriente debería estar a su máximo valor permitido ($I_{convMAX} = 15A$). Esta condición puede ser comprobada en la Figura 5.5 (e) donde antes del instante $t=0.1s$ el pico de las fases con mayor amplitud de las corrientes coincide con el valor máximo mencionado.

Por otra parte, antes del instante $t=0.1s$, las referencias para la tensión de convertidor, Figura 5.5 (f), se encuentran lejos de su máximo valor permitido ($V_{convMAX}$) debido a que el convertidor se encuentra operando en modo inductivo. Este margen en las tensiones de convertidor se puede apreciar también en la Figura 5.5 (d), en donde el valor de la curva de la potencia reactiva máxima debida a la tensión de convertidor ($Q_{max v}$) es tan alto que la curva se encuentra fuera de los límites de la gráfica.

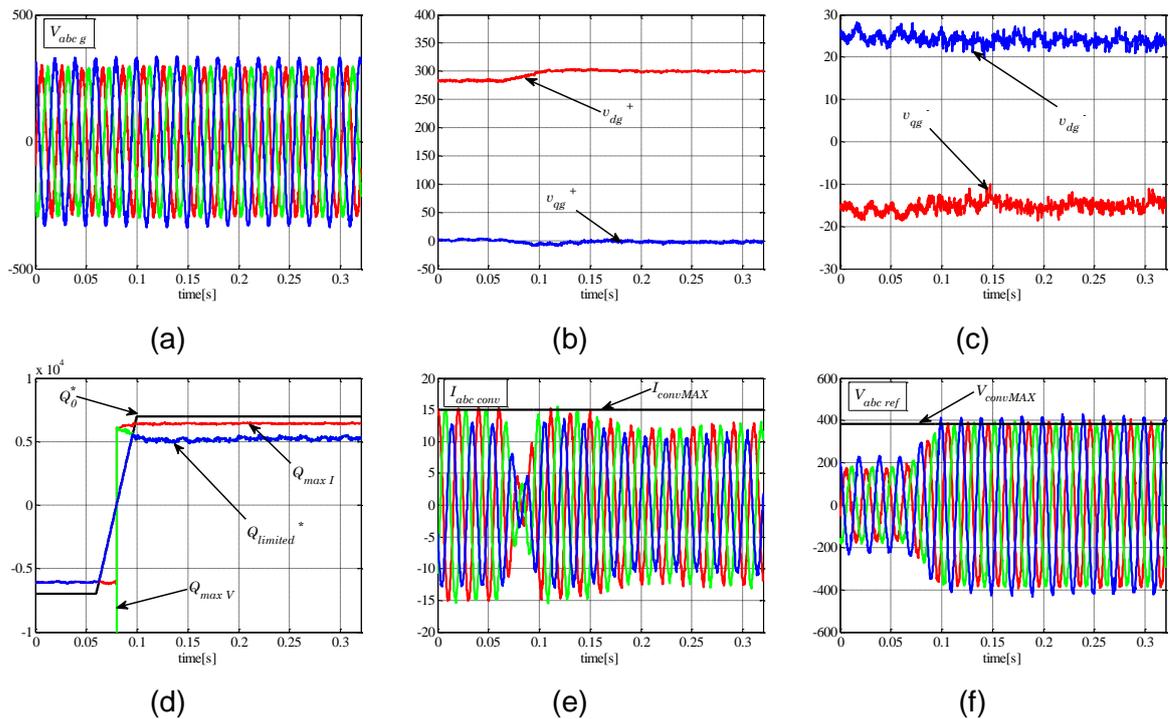


Figura 5.5. Resultados experimentales para la funcionalidad STATCOM ante una red desequilibrada. (a) Tensiones en el PCC, (b) secuencia positiva de tensión, (c) secuencia negativa de tensión, (d) consigna de potencia reactiva y sus limitaciones, (e) corrientes de convertidor, (f) referencias de tensión de convertidor.

Después de la transición de la consigna de potencia reactiva (Q_o^*) del modo de operación inductivo a capacitivo en el instante $t=0.1$ s, las corrientes de convertidor decrecen, Figura 5.5 (e) y las tensiones de convertidor se convierten en las variables más restrictivas alcanzando su máximo valor permitido, Figura 5.5 (f). Esto sucede debido a que la consigna limitada de potencia reactiva ($Q_{limitada}^*$), en este nuevo modo de operación, está fijada por la tensión de convertidor ($Q_{max V}$), tal como se muestra en la Figura 5.5 (d). Por último, hay que destacar que el modo de operación capacitivo hace que la tensión en el PCC aumente, apreciándose este fenómeno en la Figura 5.5 (b) a partir de $t=0.1$ s.

En cuanto al control de la tensión de bus, en la Figura 5.6 (a) se aprecia un transitorio en el instante en donde la referencia de potencia reactiva cambia de modo inductivo a capacitivo. Para mostrar esta tensión de bus se ha alargado su ventana de tiempo para poder mostrar que el sistema es capaz de recuperar el control de la tensión de bus después del transitorio, aproximadamente 0.3 segundos después de la variación de consigna. De todas formas, este tiempo de recuperación depende en gran medida de la sintonía del lazo de control de dicha tensión.

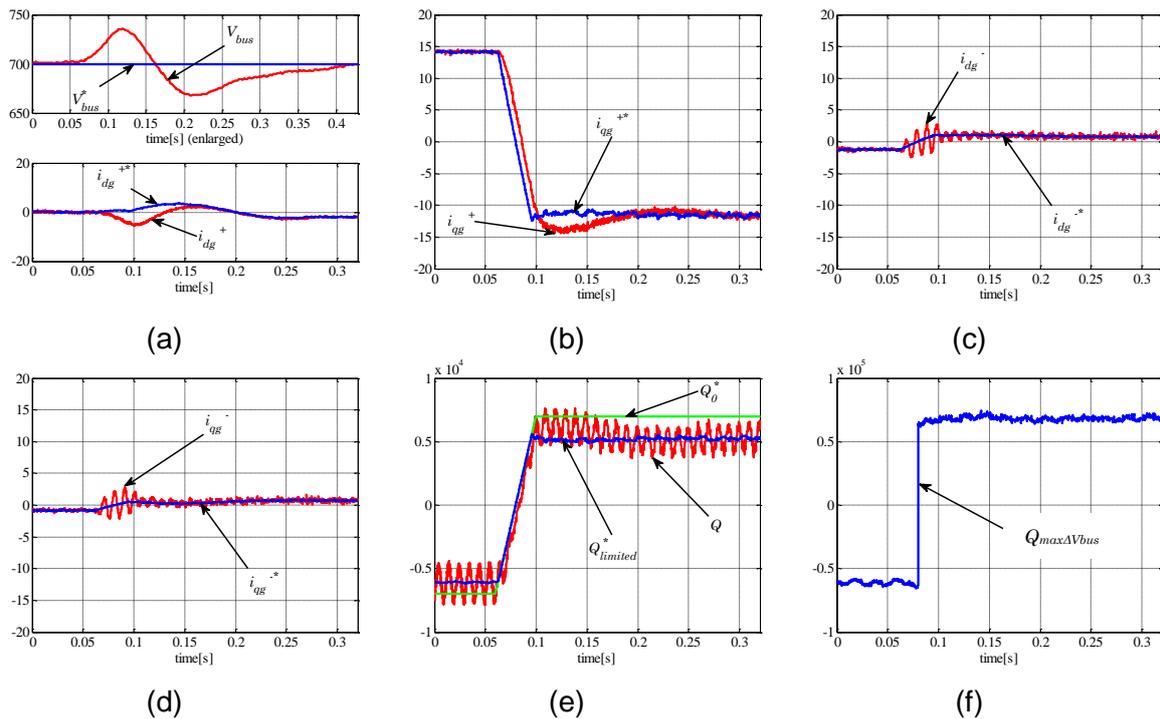


Figura 5.6. Resultados experimentales para la funcionalidad STATCOM ante una red desequilibrada. (a) Tensión de bus DC y componente d de secuencia positiva de la corriente, (b) componente q de secuencia positiva de la corriente, (c) componente d de secuencia negativa de la corriente, (d) componente q de secuencia negativa de la corriente, (e) potencia reactiva; referencia y medida, (f) máxima potencia reactiva debido a oscilaciones de la tensión de bus DC.

Por otra parte, las componentes d - q de las secuencias positiva y negativa de la corriente se muestran en la Figura 5.6 (a), (b), (c) y (d) en donde se aprecia que todas ellas convergen a su nuevo valor de referencia tras la transición en la consigna de potencia reactiva. También se contempla que tanto antes como después de la transición, la componente más representativa sigue siendo i_{qg}^{+} debido a que la componente de secuencia negativa de la tensión es pequeña y la potencia demandada es principalmente reactiva. La medida de esta potencia reactiva (Q) se muestra en la Figura 5.6 (e) junto con la consigna original (Q_0^{*}) y la consigna limitada ($Q_{limitada}^{*}$) de potencia reactiva. Tal como se ha mencionado anteriormente, esta consigna de potencia reactiva se genera de acuerdo a la estrategia de minimización de oscilaciones de bus descrita en el apartado 2.3.3.3. La consecuencia de esta estrategia es que las oscilaciones de potencia reactiva no se pueden controlar y debido a esto existen oscilaciones de 100Hz en la potencia reactiva medida (Q) tal como se contempla en la Figura 5.6 (e). Por último cabe destacar que la máxima potencia reactiva debida a las oscilaciones de la tensión de bus ($Q_{max\Delta V_{bus}}$) es durante todo el experimento mucho mayor que la potencia reactiva demandada (Q_0^{*}), Figura 5.6 (f), debido a la estrategia utilizada para la generación de las consignas de corriente.

5.1.4. Grid balancer

Para poder comprobar el correcto funcionamiento del algoritmo de control con esta funcionalidad se han llevado a cabo dos experimentos diferentes. El primero de ellos consiste en el arranque del sistema grid balancer y el segundo en una variación de la tensión en el PCC. En ambas pruebas la secuencia prioritaria ha sido la secuencia negativa.

5.1.4.1. Arranque del sistema

Esta primera prueba consiste en una activación del compensador de secuencia negativa en el instante $t=0.4s$ con $R_{carga} = 16\Omega$, $I_{convMAX} = 12A$ y $\Delta V_{busMAX} = 17.5V$ (2.5% de V_{bus}). Las tres fases de la tensión en el PCC y las componentes $d-q$ de sus secuencias positiva y negativa se muestran en la Figura 5.7 (a), (b) y (c) respectivamente. Concretamente en la Figura 5.7 (c) se aprecia la existencia de una secuencia negativa de tensión antes de poner en marcha el convertidor. Esta secuencia negativa es generada a causa de las caídas desequilibradas de tensión producidas en las inductancias de red (L_{red}) por las corrientes desequilibradas de carga (I_{load}). Estas corrientes desequilibradas de carga se muestran en la Figura 5.7 (d).

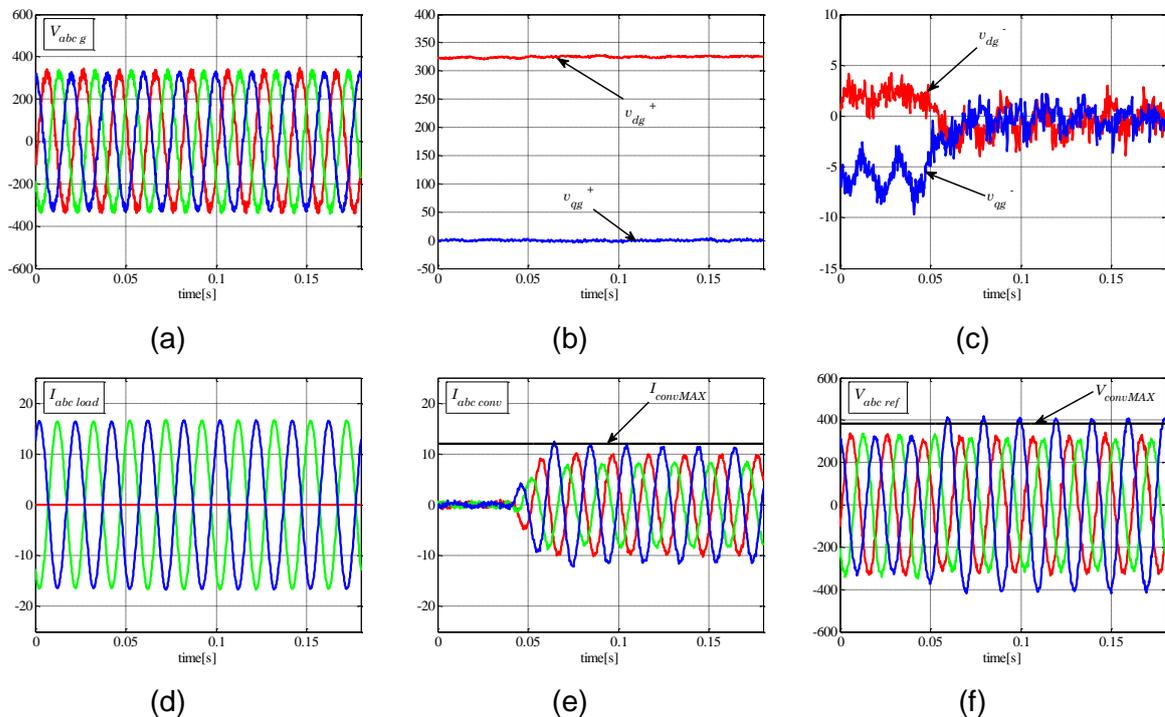


Figura 5.7. Resultados experimentales para la funcionalidad grid balancer. Arranque del sistema. (a) Tensiones en el PCC, (b) componentes de secuencia positiva de la tensión, (c) componentes de secuencia negativa de la tensión, (d) corrientes de carga, (e) corrientes de convertidor, (f) referencias de tensión de convertidor.

Por otra parte en la Figura 5.7 (e) se contempla que las corrientes de convertidor son lógicamente nulas antes de la puesta en marcha del convertidor. De este modo las consignas de tensión de convertidor son exactamente iguales que las tensiones en el PCC, Figura 5.7 (f). Una vez que el sistema empieza a compensar las corrientes desequilibradas de la carga las consignas de tensión se incrementan desequilibradamente, Figura 5.7 (f), para poder generar corrientes de convertidor desequilibradas, Figura 5.7 (e). Se aprecia que la variable más restrictiva en este escenario es la fase c de la tensión de convertidor la cual alcanza su máximo valor permitido.

Por otra parte el control de la tensión de bus es capaz de mantener esta tensión a la consigna fijada sin ningún tipo de oscilación antes de poner en marcha el compensador, tal como se aprecia en la Figura 5.8 (a). Esto se debe a que, tal como se puede ver en Figura 5.8 (a), (b), (c) y (d), el convertidor no se encuentra compensando las corrientes de la carga y por lo tanto las corrientes que genera son nulas. De esta manera la corriente consumida por la red sigue siendo desequilibrada, Figura 5.8 (e), y en consecuencia la tensión en el PCC también, Figura 5.7 (a).

Tras la puesta en marcha de la funcionalidad grid balancer el sistema comienza a compensar la secuencia negativa de la corriente de carga y por consiguiente la tensión de bus empieza a oscilar a 100Hz debido a la existencia de la secuencia negativa de corriente. Esta oscilación se aprecia claramente en la Figura 5.8 (a). Además en la Figura 5.8 (c) y (d) se puede comprobar que las componentes d - q de las consignas limitadas de corriente de secuencia negativa ($i_{dq\ g^{-}}$) son iguales a las componentes d - q consumidas por la carga ($i_{dq\ carga^{-}}$). Esto significa que el sistema es capaz de compensar toda la secuencia negativa producida por la carga. La componente q de la secuencia positiva sin embargo se encuentra limitada, tal como se muestra en la Figura 5.8 (b), debido a que una de las fases de tensión de convertidor alcanza el máximo valor permitido. Este detalle se aprecia en la Figura 5.7 (f). Los factores de limitación que realizan las reducciones de las consignas se contemplan en la Figura 5.8 (f) en donde se puede comprobar que el factor de limitación de secuencia negativa (K_n) es 1, mientras que el factor para la secuencia positiva (K_p) es mayor que 1. De esta manera al compensar toda la secuencia negativa de corriente, las corrientes consumidas de la red (I_{red}) se vuelven equilibradas, Figura 5.8 (e), eliminándose indirectamente la secuencia negativa de la tensión en el PCC, Figura 5.7 (c). Por otro lado cabe destacar que las corrientes de convertidor no son equilibradas tal como se comprueba en la Figura 5.7 (e). Esto se debe a que el convertidor genera tanto secuencia negativa como positiva de corrientes.

Finalmente se muestra en la Figura 5.8 (f) una ventana de tiempo alargada para apreciar la recuperación de la tensión de bus una vez puesto en marcha el sistema.

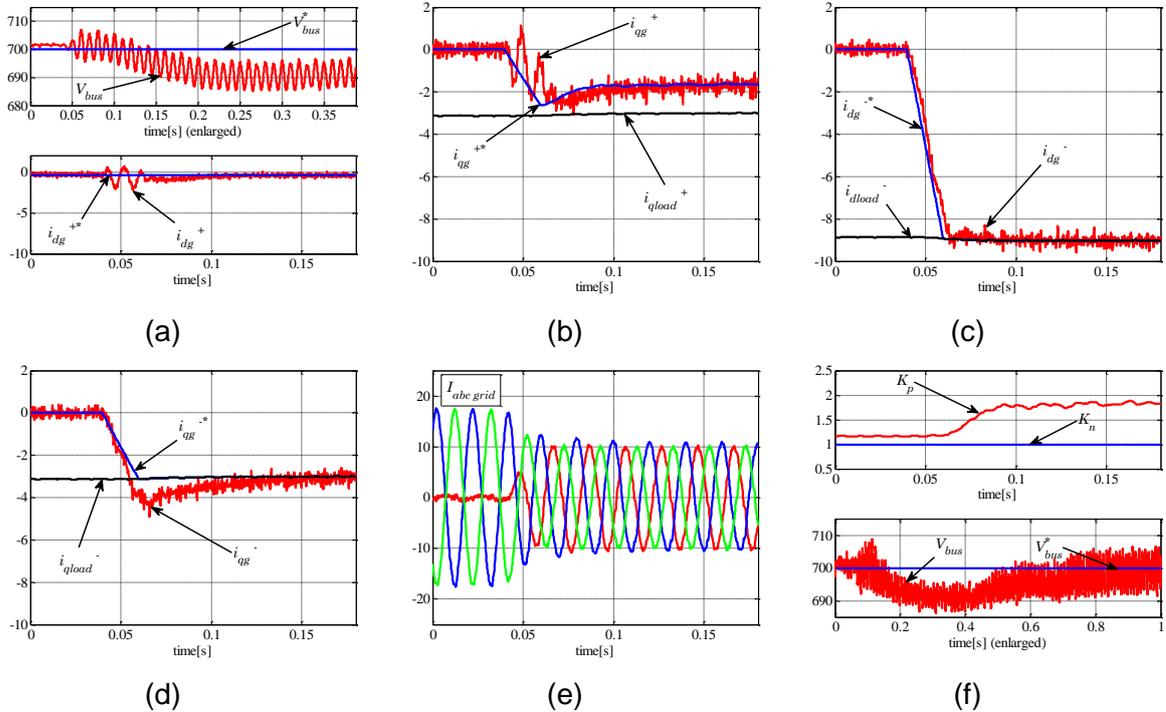


Figura 5.8. Resultados experimentales para la funcionalidad grid balancer. Arranque del sistema. (a) Tensión de bus DC y componente d de secuencia positiva de la corriente, (b) componente q de secuencia positiva de la corriente, (c) componente d de secuencia negativa de la corriente, (d) componente q de secuencia negativa de la corriente, (e) corrientes de red, (f) factores de limitación de consigna y tensión de bus con ventana de tiempo alargada.

Por su parte la Figura 5.9 muestra las curvas de limitación del convertidor después de su puesta en marcha. Se puede apreciar que la curva más limitadora es una de las tensiones, concretamente la fase c , y que no existe intersección alguna con ninguna de las demás curvas. De todas formas, el límite asintótico de esta curva es menor que 1 y tal como se ha explicado en el apartado 3.5.5, los factores de limitación calculados por el algoritmo de limitación corresponderán a la intersección de la curva con $K_n = 1$. En este caso el factor de limitación para la secuencia positiva es $K_p = 1.87$ tal como se puede observar en la Figura 5.8 (f) y en la Figura 5.9 coincidiendo con el Punto Óptimo de Operación (OOP) del convertidor.

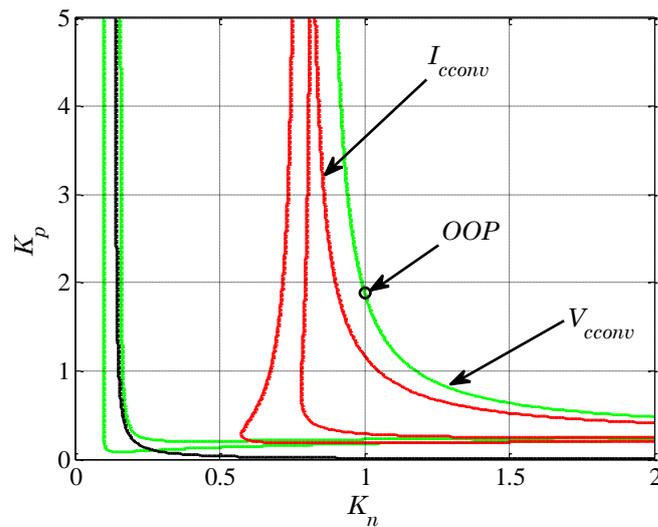


Figura 5.9. Curvas de limitación del convertidor tras el encendido del sistema.

Se ha llevado a cabo una última prueba en este mismo experimento para validar el correcto funcionamiento del algoritmo de limitación debido a oscilaciones de V_{bus} . Tal como se aprecia en la Figura 5.9, en las pruebas anteriores dichas oscilaciones han estado muy lejos de su máximo valor permitido. Por ello, y con el objetivo de provocar su actuación se ha variado el límite de las oscilaciones de ΔV_{busMAX} disminuyéndolo a diferentes valores, empezando con un máximo de 2V y aumentando a 4V, ambos dos mucho más pequeños que el valor usado en las pruebas anteriores (17.5V). La Figura 5.10 (a) muestra la tensión de bus antes y después de la variación del límite, el cual se da en $t=0.2s$. La misma tensión se visualiza, con una ventana de tiempo menor, en la Figura 5.10 (b) y (c) para poder apreciar mejor las oscilaciones de 100Hz. Tal como se puede verificar en el espectro de la Figura 5.10 (b) antes de la variación del límite, el algoritmo es capaz de reducir las consignas de corriente manteniendo la amplitud de las oscilaciones de la tensión de bus al máximo valor permitido (2V). Una comprobación similar se puede realizar mediante el espectro de la Figura 5.10 (c), en donde la amplitud de las oscilaciones de la tensión de bus se ajusta al nuevo límite (4V). Cabe destacar que las tensiones de bus mostradas en la Figura 5.10 (b) y (c) presentan más componentes frecuenciales además de la componente a 100Hz debido a oscilaciones del propio control y ruido de medida. Debido a esto, los espectros han sido calculados con un solo periodo de la ventana de tiempo mostrada.

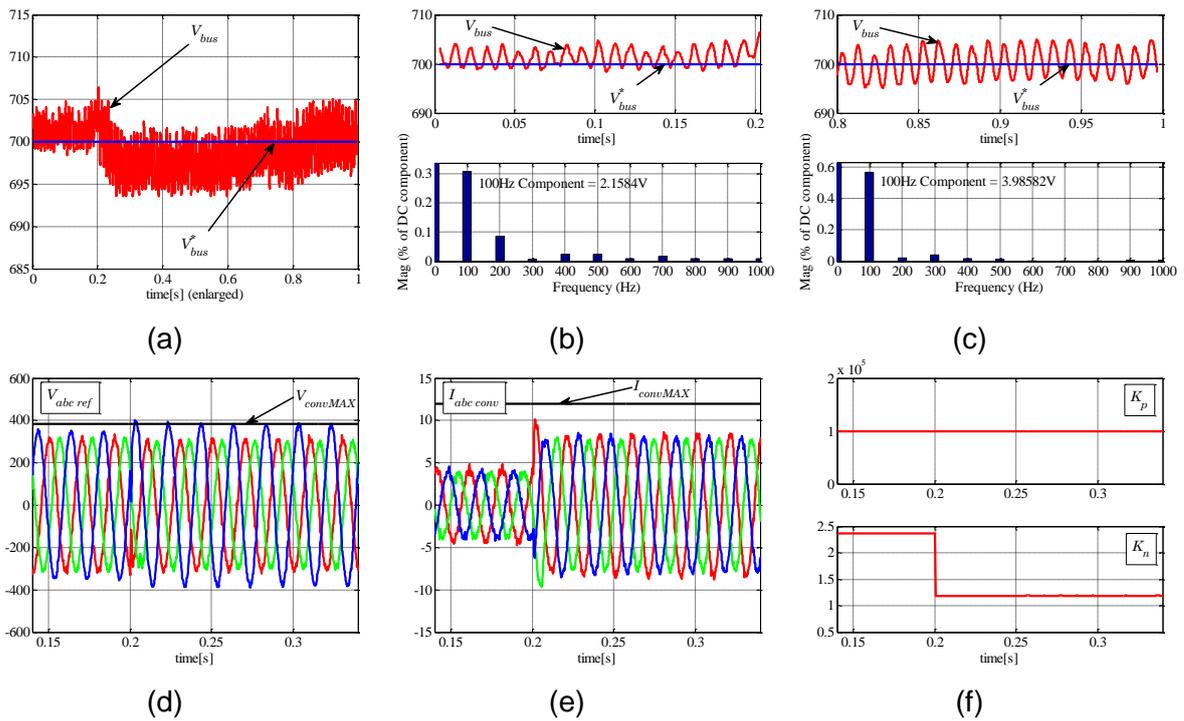


Figura 5.10. Resultados experimentales para la funcionalidad grid balancer. Variación de ΔV_{busMAX} . (a) tensión de bus, (b) tensión de bus y su espectro antes de la variación del límite, (c) tensión de bus y su espectro después de la variación del límite, (d) referencias de tensión de convertidor, (e) corrientes de convertidor, (f) factores de limitación de consigna.

Por otra parte, las consignas de la tensión de convertidor y las corrientes de convertidor se exponen en la Figura 5.10 (d) y (e) respectivamente. Se aprecia claramente que tanto las corrientes como las tensiones de convertidor aumentan su valor en $t=0.2s$ gracias al incremento en el límite de las oscilaciones de la tensión de bus. Sin embargo, ninguna de ellas alcanza su límite, ni siquiera la fase c de la referencia de tensión (curva azul de la Figura 5.10 (d)), la cual tiene una amplitud de 381.3V mientras que el límite se sitúa en 383.9V. Finalmente, en la Figura 5.10 (f) se muestran los factores de limitación en donde el factor para la secuencia positiva (K_p) tiene un valor de $1e5$ durante todo el experimento, eliminando la componente q de la secuencia positiva de corriente. Mientras tanto, el factor para la secuencia negativa (K_n) se reduce en $t=0.2s$ incrementando las referencias de secuencia negativa.

Por último, comparando con los factores de limitación del experimento anterior mostrados en la Figura 5.8 (f), los nuevos factores son mayores siendo imposible generar una secuencia positiva de corrientes y reduciendo la secuencia negativa de la corriente generada.

5.1.4.2. Variación de tensión en el Punto de Conexión Común (PCC)

La segunda prueba para la validación del limitador para la demanda arbitraria de corriente consiste en generar una variación de la tensión en el PCC en el instante $t=0.04s$. Dicha variación se basa en un incremento de amplitud de las tensiones de red (V_{RED}) generadas por la fuente de tensión AC programable Chroma que a su vez generan indirectamente un aumento de tensión en el PCC. En este caso las tensiones generadas por la fuente Chroma han sido equilibradas en todo momento y los ensayos se han llevado a cabo con $R_{carga} = 9.4\Omega$, $I_{convMAX} = 12A$ y $\Delta V_{busMAX} = 17.5V$ (2.5% de V_{bus}). Las tres fases de la tensión del PCC así como las componentes $d-q$ de sus secuencias positiva y negativa se muestran en la Figura 5.11 (a), (b) y (c). Por otra parte las corrientes desequilibradas que consume la carga (I_{carga}) se pueden observar en la Figura 5.11 (d). Por último se puede apreciar en la Figura 5.11 (e) que antes de producirse la variación de tensión en el PCC el convertidor se encuentra limitado por la corriente máxima de convertidor y por ello las referencias de tensión de convertidor son menores que su valor máximo permitido, Figura 5.11 (f).

Una vez ocurre el aumento de tensión en $t=0.04s$ tanto la secuencia positiva como la negativa de la tensión aumentan, Figura 5.11 (b) y (c). El aumento de la secuencia negativa de tensión se debe a que aumentan las corrientes desequilibradas consumidas por la carga, Figura 5.11 (d). La secuencia positiva por su parte se incrementa por la variación de tensión generada en las tensiones de red (V_{RED}). En este nuevo escenario las corrientes de convertidor decrecen, Figura 5.11 (e) y la tensión de convertidor se convierte en la variable limitadora, alcanzando por una de sus fases el valor máximo permitido, Figura 5.11 (f).

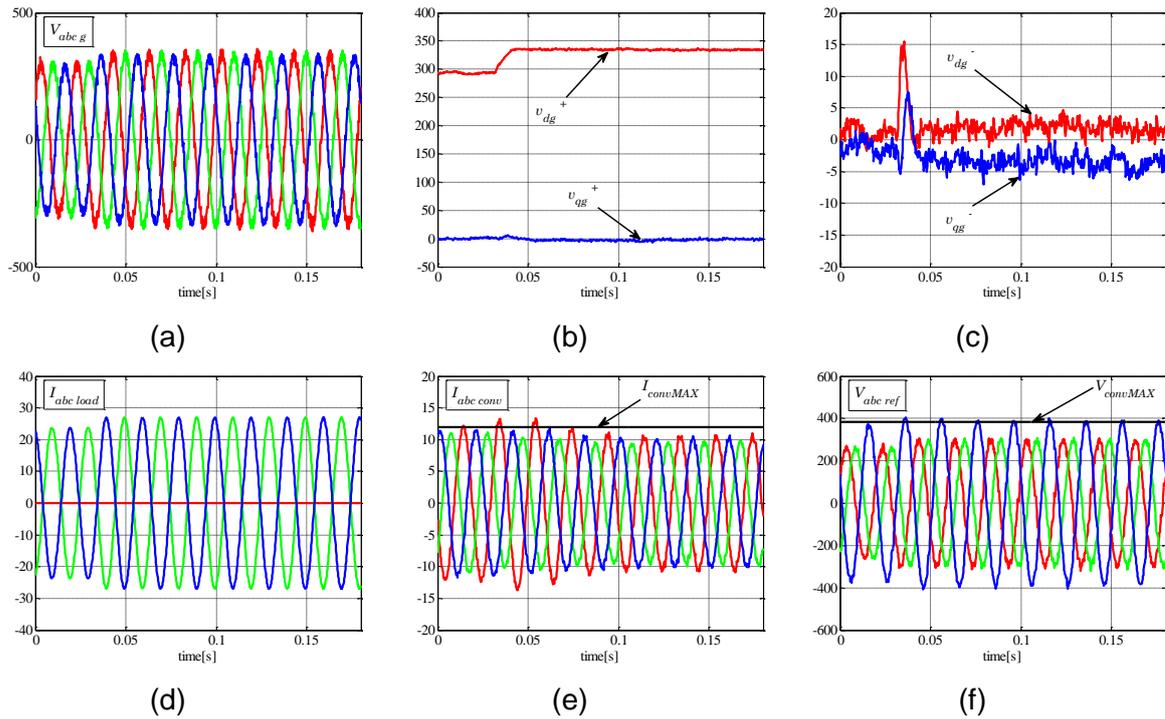


Figura 5.11. Resultados experimentales para la funcionalidad grid balancer. Variación de tensión en el PCC. (a) Tensiones en el PCC, (b) componentes de secuencia positiva de la tensión, (c) componentes de secuencia negativa de la tensión, (d) corrientes de carga, (e) corrientes de convertidor, (f) referencias de tensión de convertidor.

La tensión de bus DC por su parte, presenta oscilaciones de 100Hz tanto antes como después de la variación de tensión tal como se puede observar en la Figura 5.12 (a). Esto se debe a la existencia tanto de la secuencia positiva como de la negativa de la corriente de convertidor, las cuales se muestran en la Figura 5.12 (a), (b), (c) y (d). Estas figuras revelan que antes de la variación de tensión las consignas de corriente se encuentran limitadas. Debido a esta limitación las consignas de secuencia negativa se reducen y la componente q de secuencia positiva se elimina por completo. Sin embargo la corriente i_{dg}^+ no se usa sólo para compensar las pérdidas producidas en el convertidor. Si la secuencia negativa de las corrientes de carga no se contrarresta por completo, la tensión de secuencia negativa en el PCC no se elimina, tal como se puede comprobar en la Figura 5.11 (c). De esta manera, la existencia de esta secuencia negativa de tensión en el PCC combinada con la secuencia negativa de corrientes generadas por el convertidor hace que se produzca un intercambio de potencia activa entre el convertidor y la red, tal como se demuestra mediante la ecuación (2.59). Esta transferencia de potencia activa tiene que ser compensada con la corriente i_{dg}^+ para poder controlar la tensión de bus. Debido a este hecho, la secuencia positiva de la corriente de convertidor puede ser significativa haciendo que las corrientes de convertidor no sean del todo equilibradas, detalle que se puede ver en la Figura 5.11 (e).

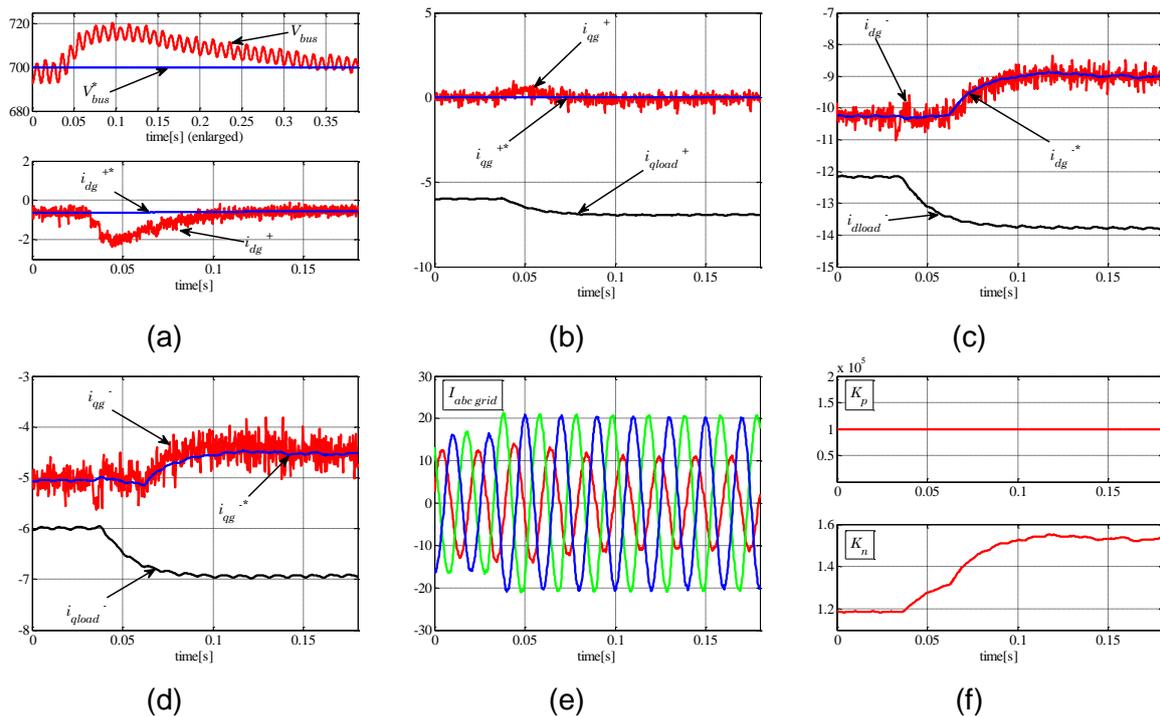


Figura 5.12. Resultados experimentales para la funcionalidad grid balancer. Variación de tensión en el PCC. (a) Tensión de bus DC y componente d de secuencia positiva de la corriente, (b) componente q de secuencia positiva de la corriente, (c) componente d de secuencia negativa de la corriente, (d) componente q de secuencia negativa de la corriente, (e) corrientes de red, (f) factores de limitación de consigna.

Tanto antes como después del incremento de tensión en el PCC el sistema es capaz de compensar sólo parte de la secuencia negativa producida por la carga. Esta reducción de las consignas se refleja claramente en la Figura 5.12 (c) y (d) en donde las referencias limitadas de corriente ($i_{dq\ g^{-}}$) son significativamente menores que las mismas componentes consumidas por la carga ($i_{dq\ carga}$). La consecuencia de no poder compensar toda la secuencia negativa de la corriente se visualiza en la Figura 5.12 (e) en donde se muestran las corrientes de red que no llegan a equilibrarse completamente. Por último en la Figura 5.12 (f) se aprecian los factores de limitación responsables de las reducciones de consignas de corriente previamente mencionadas. Se puede observar que el factor de limitación para la secuencia negativa (K_n) es en todo momento mayor que 1 y que la secuencia positiva se elimina por completo. El origen de estos factores de limitación reside en las curvas de limitación que se muestran en la Figura 5.13 (a) y (b). En ellas se observan las siete curvas limitadoras del convertidor, así como el Área de Operación Segura tanto antes como después de la variación de tensión en el PCC.

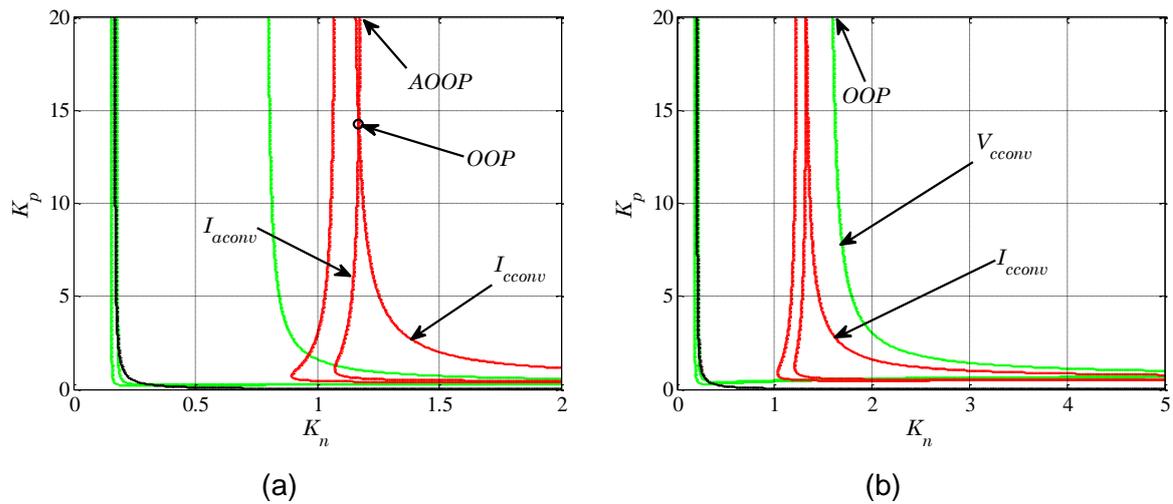


Figura 5.13. Curvas de limitación del convertidor. (a) Antes de la variación de tensión, (b) después de la variación de tensión.

Hay que destacar que antes de la variación de tensión el limitador aplica la Aproximación al Punto Óptimo de Operación (AOOP) en vez del Punto Óptimo de Operación (OOP). Se aprecia en la Figura 5.13 (a) que el OOP correspondería a la intersección entre las corrientes I_{aconv} e I_{cconv} con unos factores de limitación de $K_p = 14.26$ y $K_n = 1.17$. El limitador en cambio aplica el AOOP con unos factores de limitación de $K_p = \text{infinito}$ y $K_n = 1.19$ debido a la dificultad de calcular la intersección online. Cabe mencionar que el sistema sería capaz de generar un 2% más de secuencia negativa y un 7% de la secuencia positiva demandada si fuera posible calcular la intersección y aplicar el OOP. Después de la variación de tensión en el PCC el escenario cambia y tal como se puede observar en la Figura 5.13 (b) la variable limitadora es una de las fases de tensión (fase c) no existiendo intersecciones con ninguna otra curva. De este modo los factores de limitación calculados por el algoritmo corresponden al OOP sin cometer en este caso ningún error.

5.2. Escenario simulado: Parque eólico

El tercer y último escenario elegido ha sido un parque eólico compuesto por varios molinos. En este escenario el convertidor tratará de compensar la potencia reactiva del parque e inyectar corrientes reactivas para hacer cumplir las normativas. Debido a los diferentes modos de operación exigidos por normativas vigentes, este escenario requiere de dos modos de limitación diferentes, uno para el régimen equilibrado y el otro para el régimen perturbado de tensiones de red. Por lo tanto, el objetivo principal de estas simulaciones será demostrar la utilidad de los algoritmos de limitación propuestos en esta tesis en un escenario diferente a los ensayos en laboratorio. Además se ha querido comprobar la posibilidad de utilizar un convertidor comercial para tal fin, como es el LV400 de Ingeteam.

5.2.1. Descripción del parque

El parque eólico consta de varios molinos de velocidad fija, cada uno de ellos con su transformador de media tensión a baja tensión y un banco de condensadores. Por otro lado, cada molino se encuentra a 1km de distancia de la subestación del parque en donde se realiza la transformación de la tensión de alta tensión a media tensión. A esta subestación llegan varias líneas de alta tensión las cuales se modelan mediante dos líneas equivalentes. Una de ellas representa a la línea en donde suceden las faltas, de esa manera, la impedancia Z_2 representa la impedancia equivalente Thevenin de la línea de transporte hasta la localización de la falta. La impedancia Z_3 por su parte modela la impedancia correspondiente a la distancia entre la falta y la subestación del parque. Finalmente la impedancia Z_1 corresponde al equivalente Thevenin de las demás líneas que llegan a la subestación del parque y que no sufren ninguna falta. En la Figura 5.14 se muestra el esquema unifilar de la instalación completa.

Todo este modelo se ha simulado en Matlab-Simulink utilizando los modelos propios de molino eólico, máquina asíncrona de jaula de ardilla, líneas eléctricas, transformadores, bancos de condensadores y convertidor binivel de la librería SimPowerSystems. En el caso del convertidor binivel se ha utilizado un modelo compuesto por switches ideales. Los parámetros más importantes de los diferentes elementos simulados se presentan en la Tabla 5.1.

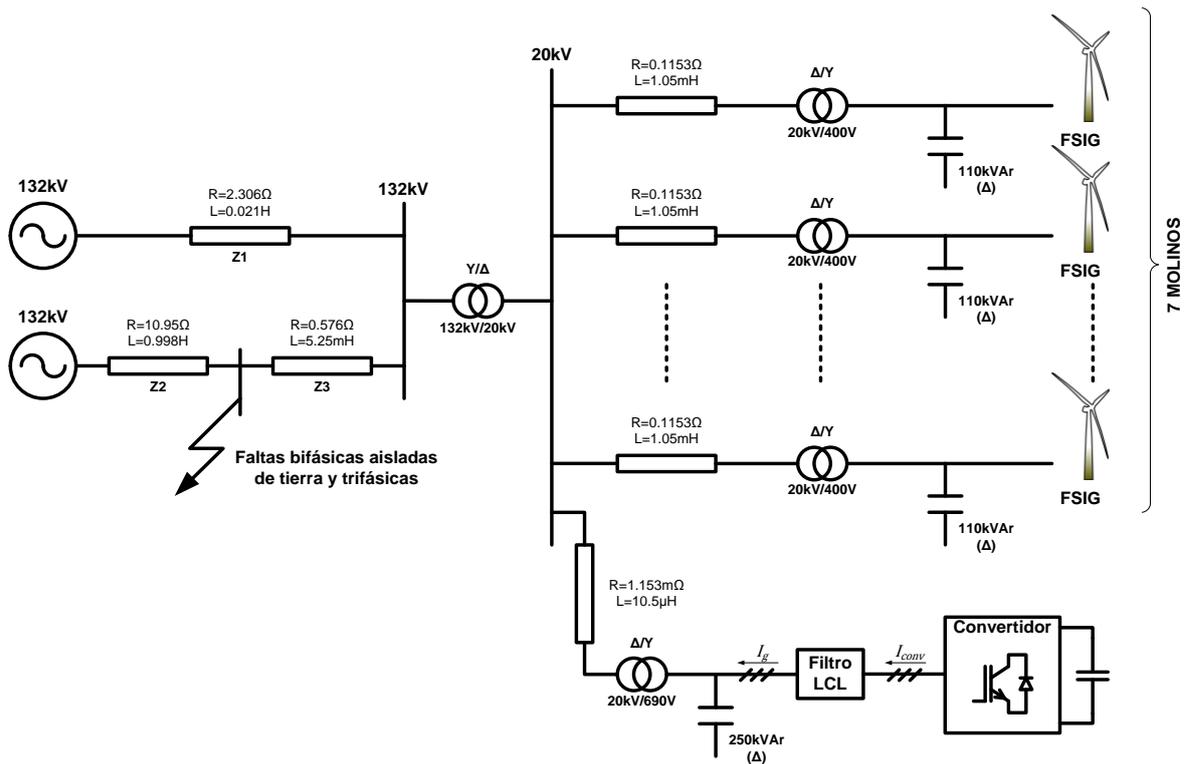


Figura 5.14. Esquema unifilar de la red eléctrica y el parque eólico.

Por otro lado cabe destacar que para la obtención del número de molinos a utilizar en el modelo simulado se ha realizado un análisis analítico previo a las simulaciones. En este análisis se ha calculado la potencia reactiva compensable por el convertidor considerado en este escenario (LV400 de Ingeteam) ante las variaciones de tensión contempladas para el régimen permanente. De esta manera, y teniendo en cuenta las exigencias del Procedimiento de Operación P.O.7.4, se ha llegado a la conclusión de que el convertidor podría llegar a ayudar a cumplir dicha normativa a un parque compuesto por siete molinos como los analizados. Fruto del mismo análisis han sido los valores de las potencias reactivas a compensar por los bancos de condensadores. En este caso el criterio utilizado para dimensionarlos ha sido el siguiente, el banco de condensadores de cada molino corregía el factor de potencia del molino y el banco de condensadores situado en paralelo con el convertidor corregía el factor de potencia del total de la instalación. En este aspecto es importante aclarar que aunque en instalaciones reales los bancos de condensadores constan de tomas intermedias para poder compensar diferentes valores de potencias reactivas [98], en este caso, al trabajar los molinos a potencia nominal en todas las simulaciones, los bancos de condensadores se han considerado constantes.

Con todo esto la tarea del convertidor se limita durante el régimen permanente a aportar la potencia reactiva adicional exigible por el operador del sistema según el P.O.7.4 tal como se mostrará en el apartado 5.2.4 de esta tesis.

Tabla 5.1. Parámetros de los diferentes dispositivos simulados.

Variable	Descripción	Valor
STATCOM		
C_{bus}	Capacidad del bus	19.8 mF
V_{bus}	Tensión de bus	1100 V
$V_{LLn(RMS)}$	Tensión de línea nominal	690 V
$I_{convn(RMS)}$	Corriente de convertidor nominal	1044 A
$Q_{STATCOM}$	Potencia reactiva nominal del STATCOM	1.243 MVAR
f_{sw}	Frecuencia de conmutación	2.5 kHz
$I_{convMAX}$	Corriente máxima de convertidor (pico)	$1044 \cdot \sqrt{2}$ A
$V_{convMAX}$	Tensión máxima de convertidor (pico de fase)	$1100 / \sqrt{3} \cdot 0.95$
ΔV_{busMAX}	Máxima oscilación de bus (pico)	$1100 \cdot 2.5\%$
Filtro LCL		
L_{conv}	Inductancia del lado convertidor	70 μ H
C	Capacidad del condensador	140 μ F
L_g	Inductancia del lado red	30 μ H
Generador eólico de velocidad fija (FSIG)		
P_n	Potencia activa nominal	275 kW
R_s	Resistencia de estator	12.1 m Ω
L_s	Inductancia de estator	0.12 mH
R_r'	Resistencia de rotor	11.3 m Ω
L_r'	Inductancia de rotor	0.12 mH
p	Pares de polos	2
J	Inercia del conjunto máquina + molino	300 kgm ²
Transformador AT/MT		
S_n	Potencia aparente nominal	5 MVA
X	Inductancia de fugas	5%
Transformador MT/BT (STATCOM)		
S_n	Potencia aparente nominal	2 MVA
X	Inductancia de fugas	5%
Transformador MT/BT (molinos)		
S_n	Potencia aparente nominal	500 kVA
X	Inductancia de fugas	10%

Utilizando este modelo de parque eólico compuesto por siete molinos y el convertidor se han realizado diferentes simulaciones. Por una parte se ha comprobado el cumplimiento de las normativas durante el régimen permanente y seguidamente se ha analizado el comportamiento del conjunto de la instalación durante diferentes profundidades de huecos de tensión tanto equilibrados como desequilibrados.

Por último, cabe recordar que la finalidad de todas las simulaciones llevadas a cabo en este apartado, al igual que todas las demás a lo largo de esta tesis, es demostrar la utilidad de los algoritmos de limitación propuestos en diferentes estrategias de control y aplicaciones industriales.

5.2.2. Estructura de control

Debido a que se distinguen dos escenarios diferentes en las normativas analizadas en el capítulo 4 de esta tesis, el control dispondrá de dos modos de operación, uno para el régimen permanente y otro para periodos de falta. Cuando el control detecte una falta el modo de control pasará automáticamente al modo de falta manteniéndose en este modo hasta que la tensión vuelva a sus valores de régimen permanente.

5.2.2.1. Modo de control en régimen permanente

En régimen permanente el STATCOM se encarga de controlar el factor de potencia de la instalación en el PCC. En este caso la consigna principal puede ser la potencia reactiva (Q_{PCC}^*) o el propio factor de potencia (FP_{PCC}^*). El esquema de control para cada caso se muestra en la Figura 5.15.

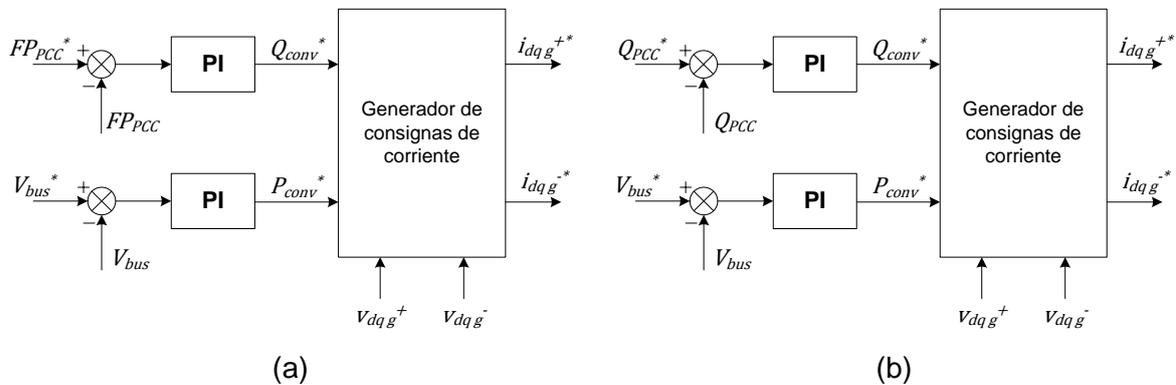


Figura 5.15. Estructura de control en régimen permanente. (a) Control de factor de potencia, (b) control de potencia reactiva.

Tal como se aprecia en la Figura 5.15 el control tanto de factor de potencia como de potencia reactiva se realiza mediante un regulador proporcional-integral el cual proporciona a su salida la potencia reactiva que el convertidor debería de suministrar (Q_{conv}^*) para cumplir dicho objetivo. La consigna de potencia activa (P_{conv}^*) en cambio siempre vendrá fijada por el lazo de tensión de bus el cual se encargará de controlar dicha tensión a un valor predeterminado (V_{bus}^*) mediante otro regulador proporcional-integral. Una vez se tienen las referencias para ambas potencias (Q_{conv}^* , P_{conv}^*) las referencias de corriente se calculan analíticamente mediante las ecuaciones (2.78)-(2.81) con el objetivo de minimizar las oscilaciones de la tensión de bus. Estas referencias de corriente se transfieren a los reguladores de corriente tal como se muestra mediante el diagrama de bloques de la Figura 2.21.

5.2.2.2. Modo de control en régimen perturbado

Cuando el control detecta que la tensión baja por debajo de 0.85pu se activa el modo de control para el régimen perturbado. En este modo de operación el STATCOM funcionará en modo de control de tensión siendo el valor de la referencia de tensión el valor de la tensión previo a la falta. El efecto de la corriente generada por el convertidor sobre la tensión del PCC se muestra mediante la Figura 5.16.

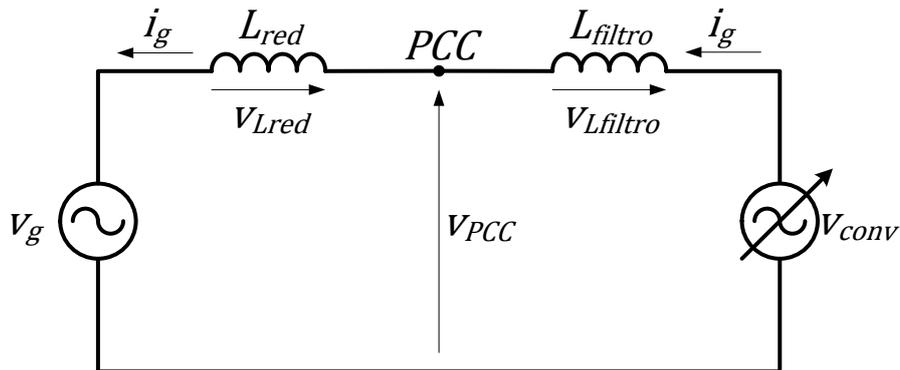


Figura 5.16. Esquema equivalente monofásico de un convertidor conectado a red junto con las tensiones y corrientes asociadas.

Además al controlar el sistema mediante un control dual se tiene la posibilidad de regular independientemente las cuatro componentes de corriente. De esta manera se tienen las relaciones matemáticas entre las diferentes componentes de corriente y tensión definidas mediante las ecuaciones (5.1)-(5.4).

$$v_{dPCC}^+ = v_{dg}^+ - L_{red}\omega_g i_{qg}^+ \quad (5.1)$$

$$v_{qPCC}^+ = v_{qg}^+ + L_{red}\omega_g i_{dg}^+ \quad (5.2)$$

$$v_{dPCC}^- = v_{dg}^- + L_{red}\omega_g i_{qg}^- \quad (5.3)$$

$$v_{qPCC}^- = v_{qg}^- - L_{red}\omega_g i_{dg}^- \quad (5.4)$$

Por lo tanto, y según las ecuaciones (5.1)-(5.4), se puede controlar independientemente cada componente de tensión inyectando una componente concreta de corriente. De esta manera, el control de la tensión se realiza mediante la filosofía de control expuesta mediante el diagrama de bloques de la Figura 5.17.

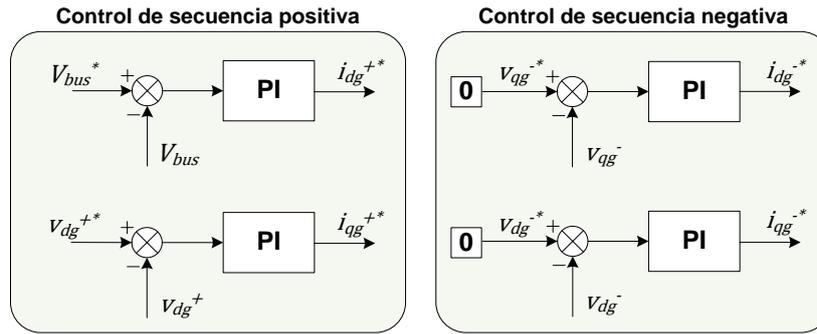


Figura 5.17. Estrategia de control de tensión.

La estrategia utilizada pretende reestablecer la tensión de secuencia positiva eliminando la secuencia negativa. Para ello se fuerzan a cero las consignas de secuencia negativa y la referencia para la componente d de secuencia positiva (v_{dg}^{+*}) será el valor de la tensión previo a la falta. Por último cabe destacar que la referencia para la corriente d de secuencia positiva (i_{dg}^{+*}) vendrá dada por el lazo de tensión de bus.

A diferencia del modo de control en régimen permanente, no hace falta un bloque adicional para el cálculo de las referencias de corriente ya que éstas han sido obtenidas directamente en los lazos de tensión. Estas referencias de corriente serán transferidas a los reguladores de corriente, siendo la estructura de control idéntica a la del control en régimen permanente a partir de este punto.

Por otro lado, cabe mencionar que el cambio de modo de control requiere resetear los integradores del control desactivado para que sus salidas no se saturan y provoquen funcionamientos bruscos e incluso inestabilidades al volver a activarlos.

5.2.3. Implementación del limitador

Al disponer de dos modos de control bien diferenciados, cada uno de ellos precisará de una forma de limitación diferente. En los apartados siguientes se mostrará la forma de implementar el limitador a cada modo de control.

5.2.3.1. Limitador para el régimen permanente

Tal como se ha expuesto en el apartado 5.2.2.1 de esta tesis, en el modo de control en régimen permanente se controla bien la potencia reactiva o bien el factor de potencia de la instalación. En ambos casos la salida de estos lazos proporcionará la referencia de potencia reactiva (Q_{conv}^*) y la referencia de potencia activa (P_{conv}^*) vendrá siempre fijada por el lazo de la tensión de bus. Una vez se tienen las referencias de las dos potencias, las referencias de corriente se obtienen analíticamente siguiendo el criterio de minimización de las oscilaciones de la tensión de bus. Por ello, el limitador que se

implementará en el modo de control para el régimen permanente será el expuesto en el apartado 3.4 de la presente tesis ya que cumple con todos los requisitos necesarios para esta aplicación. El diagrama de bloques del control en régimen permanente, incluyendo el limitador, se expone en la Figura 5.18.

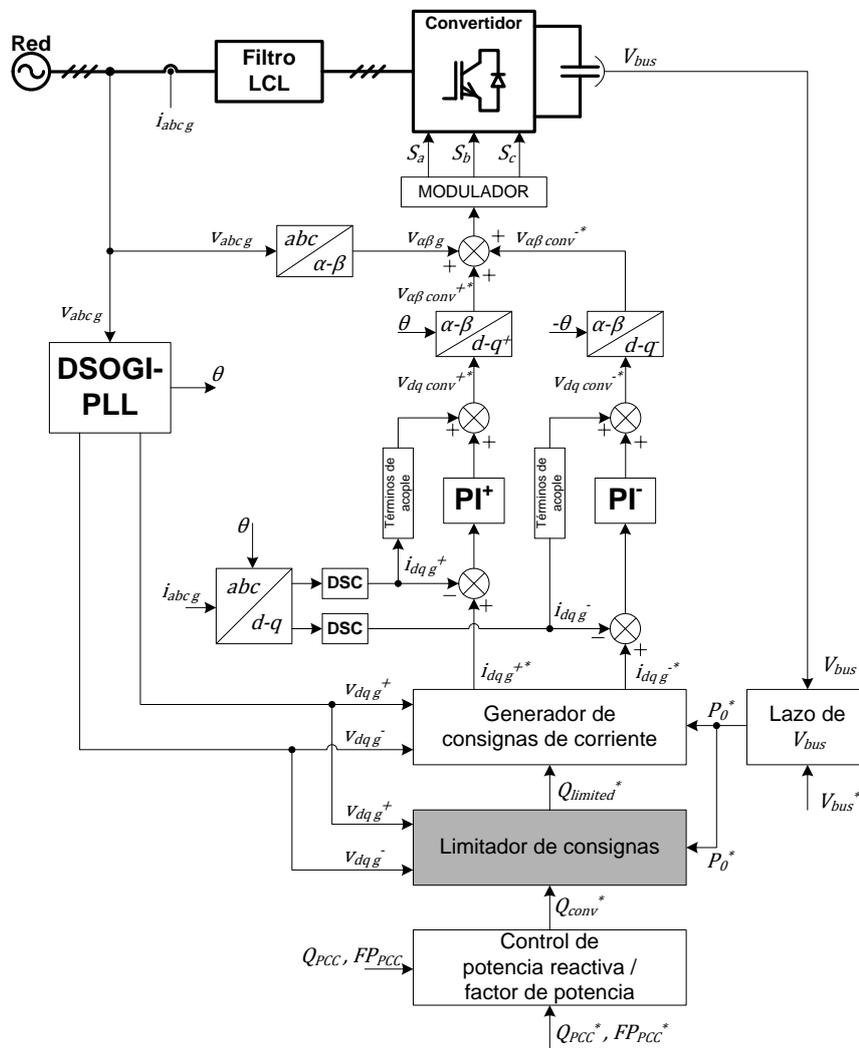


Figura 5.18. Estructura del control para el régimen permanente junto con el limitador asociado.

De esta manera el control intentará corregir el factor de potencia reduciendo la potencia reactiva demandada para que no se superen los límites de corriente, tensión y oscilaciones de bus. Por otro lado cabe señalar que el control implementado es similar al de la Figura 5.3 utilizado en las pruebas de laboratorio para la compensación de potencia reactiva.

5.2.3.2. Limitador para el régimen perturbado

A diferencia del régimen permanente, en el régimen perturbado se implementan lazos de tensión que a su salida proporcionan directamente las referencias de corriente. Tal como

se ha explicado en el apartado 5.2.2.2 de la presente tesis en este caso no existe referencia alguna de potencia reactiva y por lo cual se prescinde del bloque generador de consignas de corriente. Esto hace que se tengan que limitar directamente las referencias de corriente. Debido a esto el limitador que se implementará en el régimen perturbado será el desarrollado en el apartado 3.5 de esta tesis ya que cumple con todos los requisitos necesarios para esta aplicación. El diagrama de bloques de la estructura de control incluyendo el limitador se muestra en la Figura 5.19.

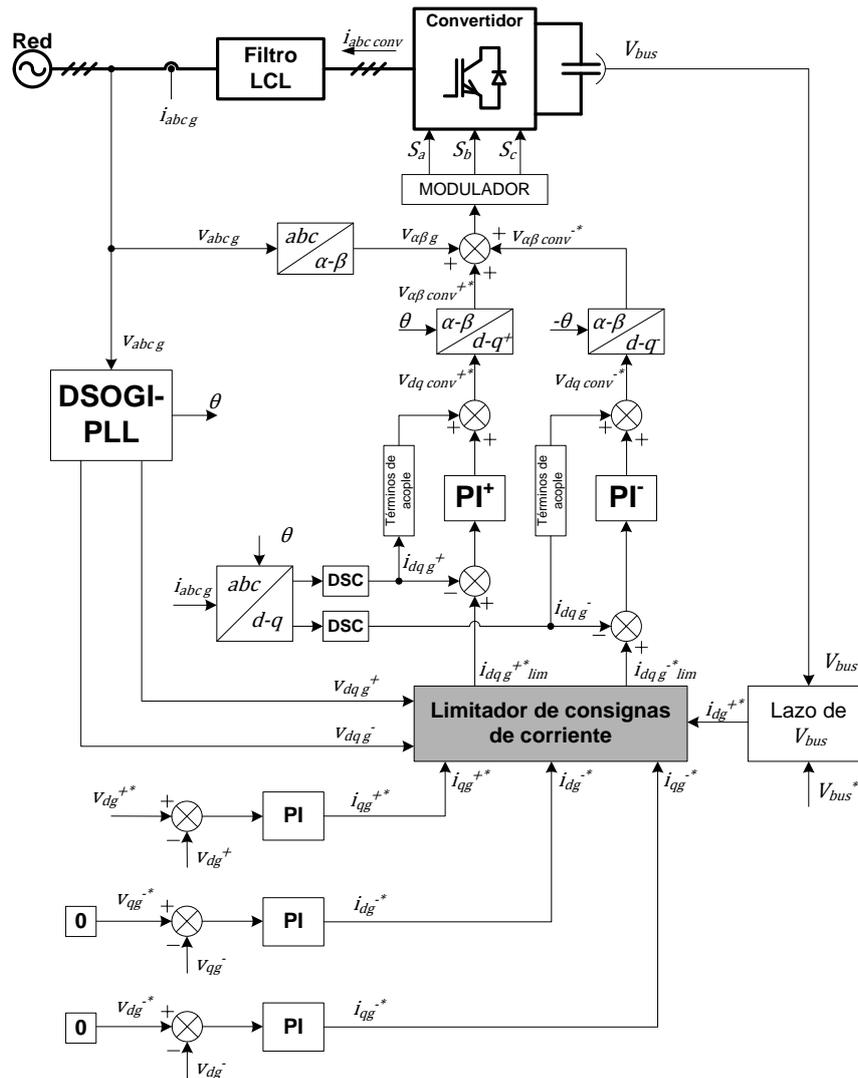


Figura 5.19. Estructura del control para el régimen perturbado junto con el limitador asociado.

En este caso se ha dado prioridad a la secuencia positiva ya que las normativas vigentes en España exigen la inyección de corrientes reactivas de secuencia positiva en periodos de falta. De esta manera, el control intentará ante todo reestablecer la amplitud de la tensión. Una vez recuperada dicha tensión y si existe desequilibrio de tensión el control tratará de eliminar la secuencia negativa.

5.2.4. Funcionamiento durante el régimen permanente

Las simulaciones llevadas a cabo en este apartado tienen como objetivo comprobar el cumplimiento de los requerimientos de las normativas mostrados en la Figura 4.2. Dichas normativas exigen la capacidad de intercambiar potencia reactiva para contribuir en el control de la tensión. En este sentido en la Figura 5.20 se muestra el comportamiento del parque eólico de la Figura 5.14 cuando la tensión en el punto de conexión varía dentro del rango considerado como régimen permanente.

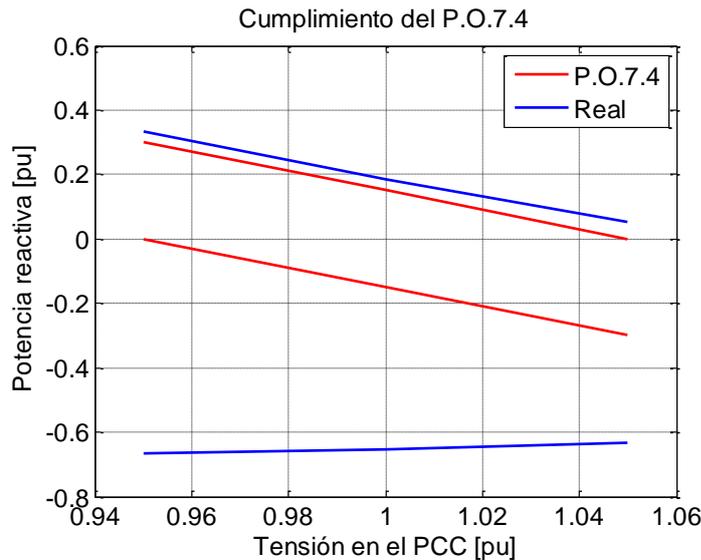


Figura 5.20. Respuesta del parque eólico ante variaciones de tensión en régimen permanente.

Tal como se puede apreciar el parque es capaz de satisfacer las exigencias de la normativa P.O.7.4 española en cuanto a potencia reactiva suministrada ante variaciones de tensión. Cuando el convertidor trabaja en modo capacitivo (valores positivos de potencia en la gráfica) su potencia viene limitada por la máxima tensión que puede generar a su salida. En la Figura 5.21 se muestran las tres tensiones de convertidor junto con sus espectros para una tensión de 0.95pu en el punto de conexión común y exigiendo al convertidor su máxima potencia reactiva capacitiva posible.

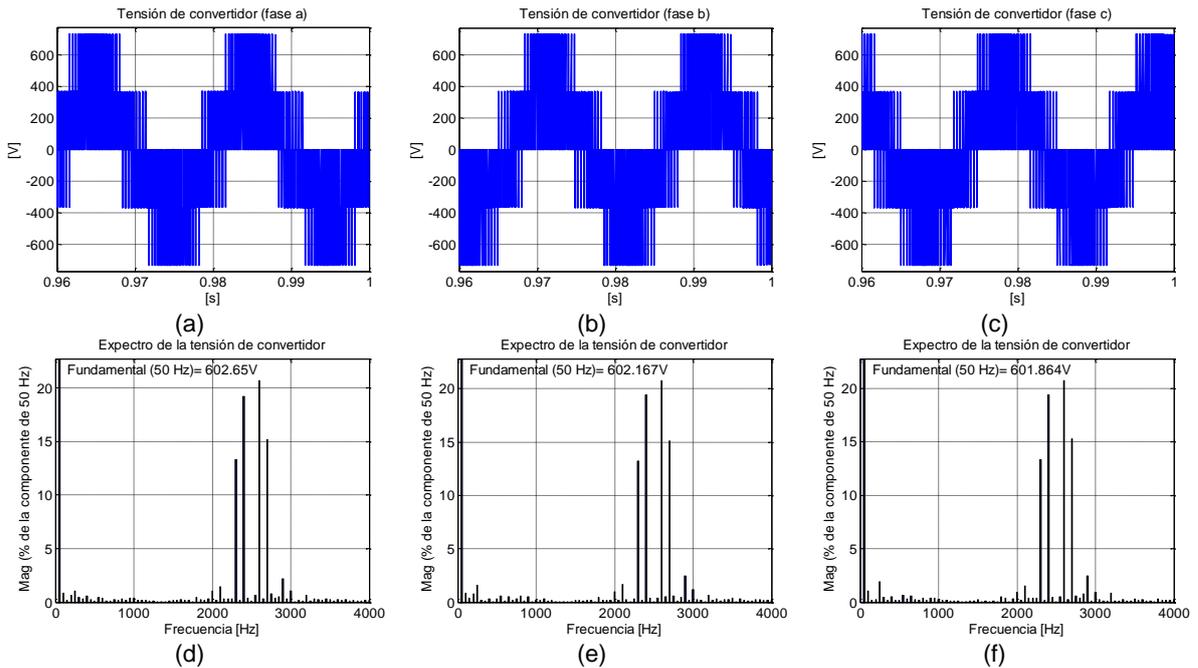


Figura 5.21. Tensiones de convertidor en modo capacitivo ante una tensión de 0.95pu en el punto de conexión a red. (a) Tensión de la fase a, (b) Tensión de la fase b, (c) Tensión de la fase c, (d) Espectro de la tensión de fase a, (e) Espectro de la tensión de la fase b, (f) Espectro de la tensión de la fase c.

Se aprecia claramente que las tensiones se encuentran limitadas a un valor muy próximo al máximo valor posible $V_{convMAX}$ (603.33V). Esto se consigue limitando la consigna de potencia reactiva al valor adecuado para que ninguna de las variables supere su máximo permitido. En la Figura 5.22 se muestra la consigna de potencia reactiva junto con los valores máximos de las consignas en función de la tensión y la corriente, según el algoritmo mostrado en la Figura 3.8.

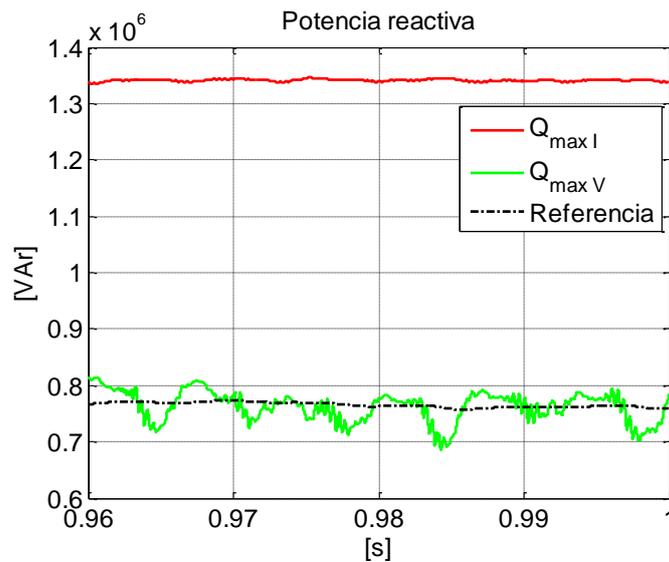


Figura 5.22. Consigna de potencia reactiva y límites de consigna por tensión y corriente para el modo capacitivo ante una tensión de 0.95pu en el punto de conexión a red.

Tal como se aprecia en la Figura 5.22 existen dos límites de potencia reactiva uno debido a la tensión y otro debido a la corriente. En este caso, al estar trabajando en modo capacitivo, la referencia se encuentra saturada al valor del límite establecido por las tensiones de convertidor ($Q_{max \ v}$). Cabe destacar que este valor máximo ($Q_{max \ v}$) se filtra antes de utilizarlo como referencia para el controlador de potencia para evitar posibles oscilaciones en las variables controladas. Debido a esto, en la Figura 5.22 se aprecia que el valor de la referencia de potencia equivale al límite de potencia reactiva debido a la tensión de convertidor ($Q_{max \ v}$).

Por otro lado, el límite de potencia reactiva debido a las oscilaciones de la tensión de bus ($Q_{max \ \Delta V_{bus}}$) no se muestra debido a que presenta un valor muy elevado y fuera del rango de la Figura 5.22. Esto se debe a que la propia estrategia de generación de consignas de corriente minimiza las oscilaciones de dicha tensión, tal como se ha expuesto en el apartado 2.3.3.3 de esta tesis.

Así mismo, en la Figura 5.23 se pueden observar las corrientes de convertidor (a-c) junto con sus respectivos espectros (d-f) en donde se aprecia que se encuentran lejos de su valor máximo.

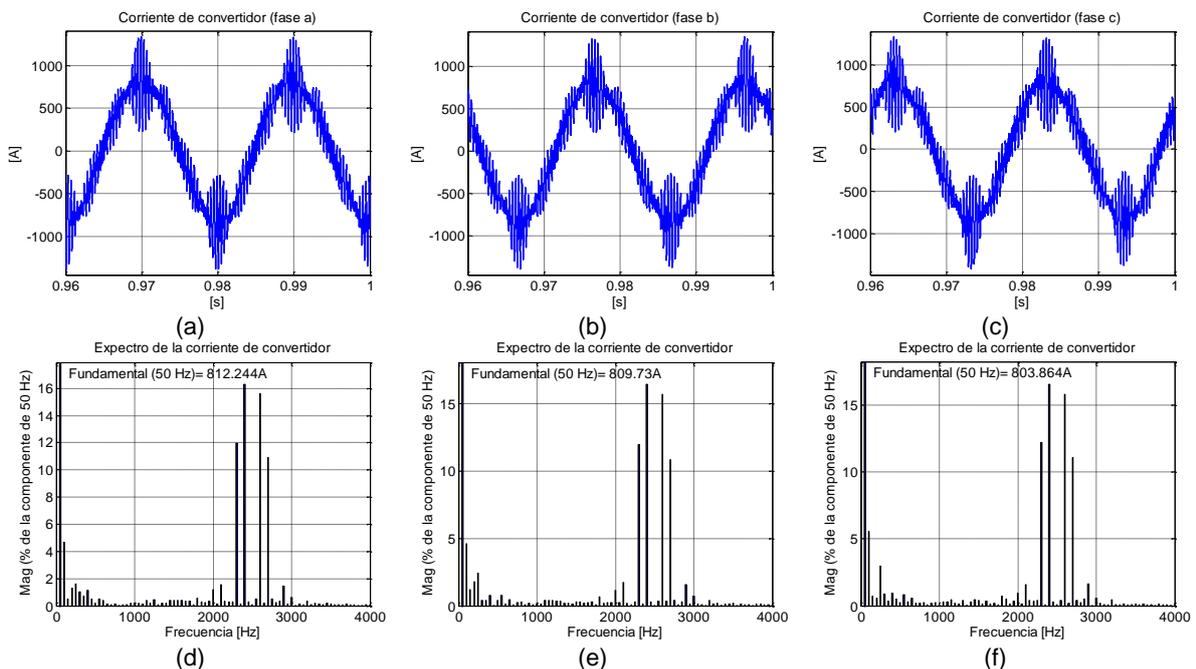


Figura 5.23. Corrientes de convertidor en modo capacitivo ante una tensión de 0.95pu en el punto de conexión a red. (a) Corriente de la fase a, (b) Corriente de la fase b, (c) Corriente de la fase c, (d) Espectro de la corriente de fase a, (e) Espectro de la corriente de la fase b, (f) Espectro de la corriente de la fase c.

El hecho de que las corrientes tengan un valor menor que su límite también se puede justificar mediante la Figura 5.22 en donde el límite de potencia reactiva debido a las corrientes ($Q_{max \ i}$) es considerablemente mayor que el mismo límite impuesto por las

tensiones de convertidor ($Q_{max} v$). Además de ser menores que el límite, las corrientes se pueden considerar equilibradas ya que la desviación estándar entre las tres fases es menor que un 1%.

En cambio cuando el convertidor trabaja en modo inductivo su potencia reactiva se limita por el límite de corriente. En este modo de funcionamiento el convertidor tiene que generar una tensión menor que la tensión de red, de este modo las tensiones se encuentran muy por debajo del límite, tal como se puede comprobar en la Figura 5.24.

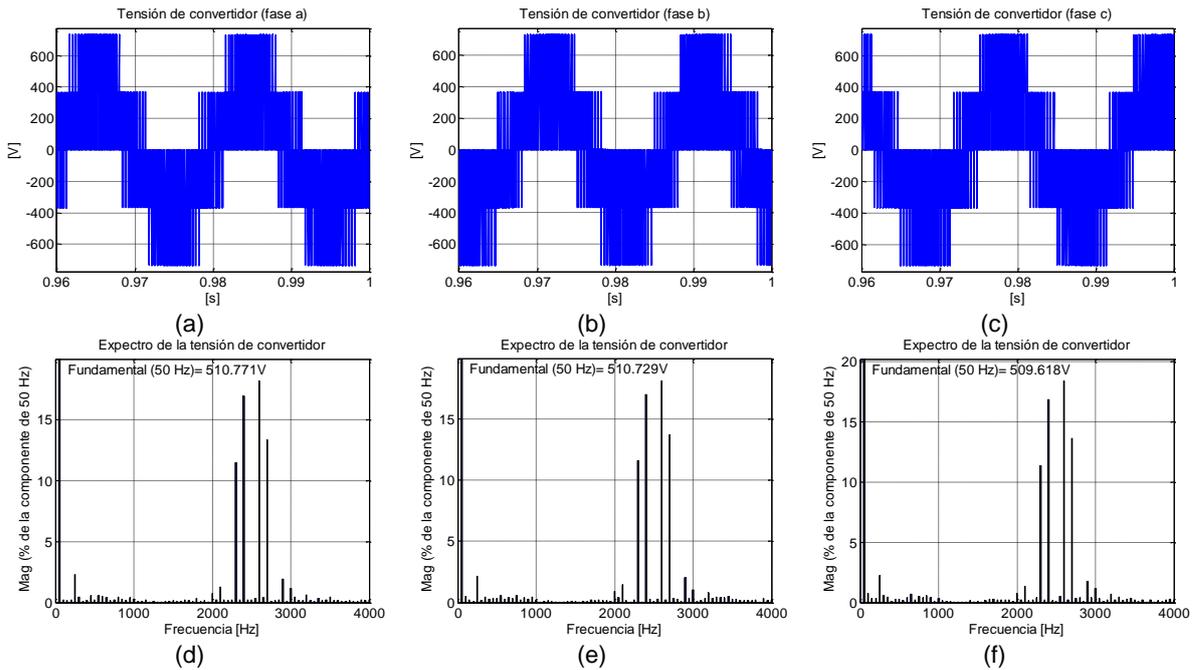


Figura 5.24. Tensiones de convertidor en modo inductivo ante una tensión de 1.05pu en el punto de conexión a red. (a) Tensión de la fase a, (b) Tensión de la fase b, (c) Tensión de la fase c, (d) Espectro de la tensión de fase a, (e) Espectro de la tensión de la fase b, (f) Espectro de la tensión de la fase c.

Tal como se preveía las corrientes se encuentran limitadas a su máximo valor permitido ($I_{convMAX}$), tal como se aprecia en la Figura 5.25, en donde se muestran las formas de onda de las tres corrientes junto con sus respectivos espectros. También en este caso se puede considerar que se tiene un sistema equilibrado de corrientes ya que la desviación estándar de las tres corrientes es inferior al 1%.

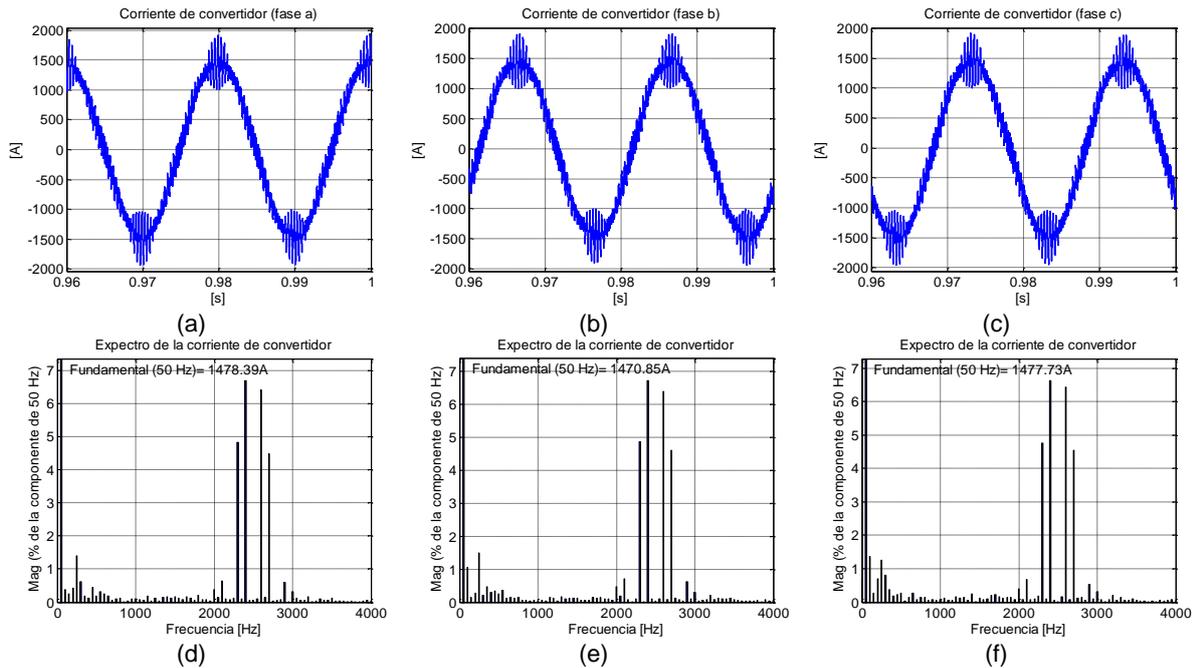


Figura 5.25. Corrientes de convertidor en modo inductivo ante una tensión de 1.05pu en el punto de conexión a red. (a) Corriente de la fase a, (b) Corriente de la fase b, (c) Corriente de la fase c, (d) Espectro de la corriente de fase a, (e) Espectro de la corriente de la fase b, (f) Espectro de la corriente de la fase c.

Al igual que en el modo capacitivo, la limitación de corriente se consigue saturando la referencia de potencia reactiva al valor fijado por la variable más restrictiva. Este hecho se aprecia en la Figura 5.26 en donde la referencia de potencia reactiva adquiere el mismo valor que el límite de potencia delimitado por la corriente de convertidor (Q_{maxI}).

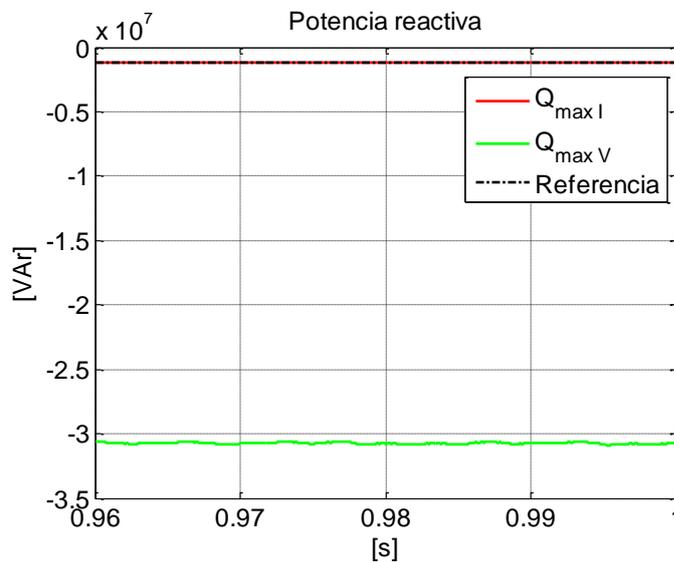


Figura 5.26. Referencia de potencia reactiva y máximos admisibles por tensión y corriente.

En este caso, al trabajar en modo inductivo, la tensión no supone una limitación ya que el convertidor tiene que generar en su salida una tensión menor en amplitud que la tensión

de red. Por este motivo el límite de potencia reactiva por tensión de convertidor ($Q_{max \ v}$) es considerablemente mayor que el mismo límite fijado por la corriente ($Q_{max \ i}$).

Por último y al igual que en el caso capacitivo, el límite de potencia fijado por las oscilaciones de la tensión de bus ($Q_{max \ \Delta V_{bus}}$) no se muestra debido a que la propia estrategia utilizada para el cálculo de las referencias de corriente minimiza las oscilaciones de esta tensión. Por esta razón, este límite ($Q_{max \ \Delta V_{bus}}$) alcanza unos valores muy elevados y muy alejados del rango de la Figura 5.26.

5.2.5. Funcionamiento en régimen perturbado

En este apartado se analizará el funcionamiento del parque durante faltas tanto equilibradas como desequilibradas. Se comprobará además el cumplimiento por parte de la instalación del Procedimiento de Operación P.O.12.3.

5.2.5.1. Faltas bifásicas aisladas de tierra

Para este tipo de faltas se ha simulado el escenario más desfavorable que contempla la normativa, con una profundidad de tensión en las fases en falta de 0.6pu durante medio segundo. En la Figura 5.27 se muestra la evolución de las tres tensiones de fase en el punto de conexión común (PCC) durante la falta.

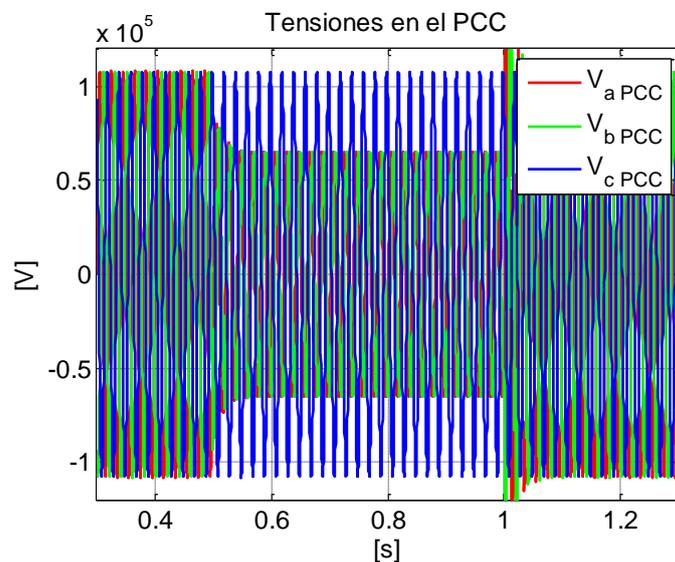


Figura 5.27. Tensiones abc en el punto de conexión común (PCC) con falta desequilibrada.

En la Figura 5.28 en cambio se muestra la evolución del valor eficaz de cada una de las tensiones de fase, siendo el mínimo de entre los tres el utilizado para determinar el inicio y el final de la falta así como su profundidad.

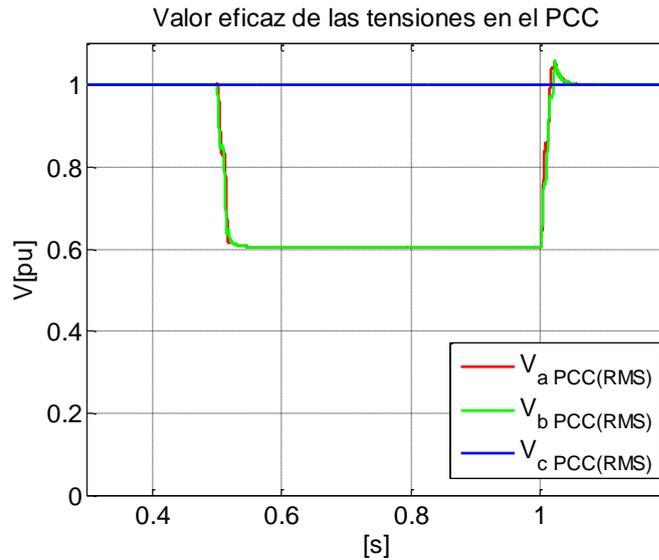


Figura 5.28. Valor eficaz normalizado de las tensiones de fase en el PCC. Tensión de base: $132kV/\sqrt{3}$.

Cabe destacar que ante huecos de tensión desequilibrados el Procedimiento de Operación P.O.12.3 exige el funcionamiento capacitivo de la instalación sin llegar a establecer valores mínimos de corriente reactiva. De todas formas, todos los requisitos contemplados en la normativa plantean valores de potencias y energías calculadas a partir de tensiones y corrientes de secuencia positiva (véase el apartado 4.2.1.1). Por ello en esta aplicación la secuencia prioritaria para el limitador será la secuencia positiva. Además, al ser las tensiones de red desequilibradas, el convertidor tiene que generar a su salida tensiones también desequilibradas para poder intercambiar unas corrientes equilibradas con la red. Además las normativas exigen un comportamiento capacitivo de las instalaciones para contribuir en la mitigación de la falta teniendo que generar el convertidor una tensión mayor en amplitud que la tensión de red. Esto hace que una de las fases de tensión de convertidor sea mayor que las otras dos pudiendo llegar a superar el máximo valor permitido. De esta manera, en la mayoría de los casos las variables restrictivas suelen ser bien la tensión de convertidor o bien las oscilaciones de la tensión de bus por trabajar con tensiones desequilibradas. Para poder comprobar el buen funcionamiento del limitador se analizarán a continuación las diferentes variables del convertidor en los dos últimos periodos del hueco de tensión así como el intercambio de potencias y energías durante el transcurso de la falta. En la Figura 5.29 se muestran las tensiones de convertidor (a)-(c) junto con sus respectivos espectros (d)-(f) en donde se aprecia que la fase *c* de tensión se encuentra limitada a su máximo valor ($V_{convMAX}$) siendo las fases *a* y *b* considerablemente menores.

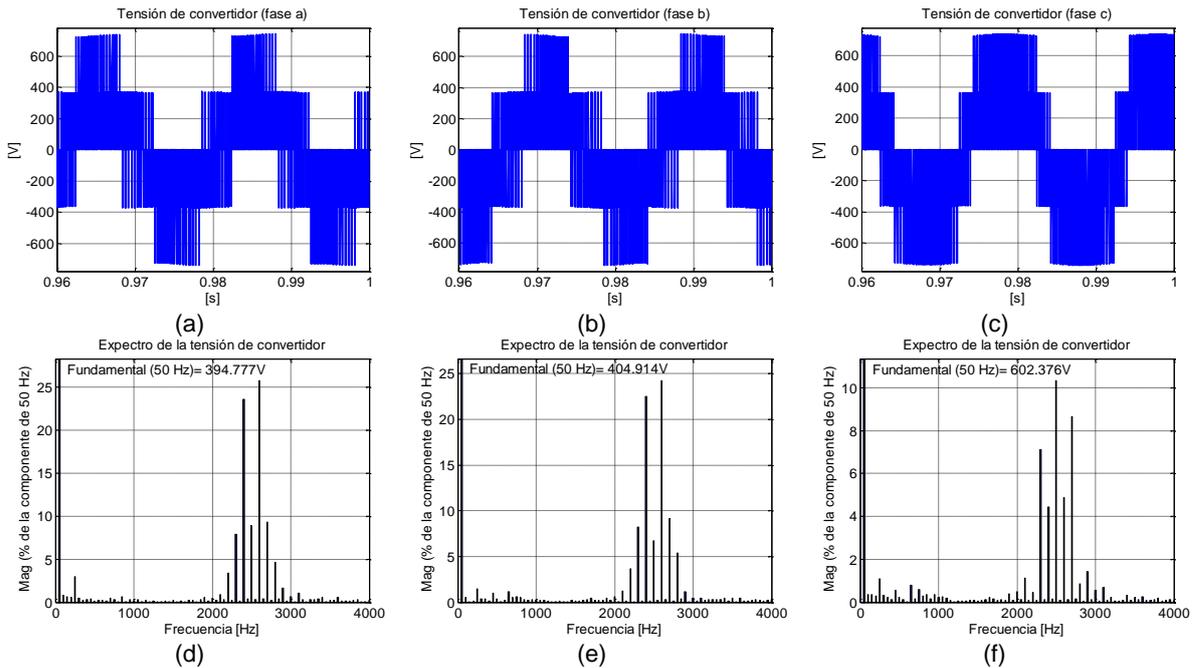


Figura 5.29. Tensiones de convertidor con hueco desequilibrado. (a) Tensión de la fase a, (b) Tensión de la fase b, (c) Tensión de la fase c, (d) Espectro de la tensión de fase a, (e) Espectro de la tensión de la fase b, (f) Espectro de la tensión de la fase c.

Al estar el sistema limitado por las tensiones de convertidor, las corrientes no alcanzan su máximo valor permitido. En la Figura 5.30 se pueden observar las tres corrientes de convertidor (a)-(c) junto con sus respectivos espectros (d)-(f).

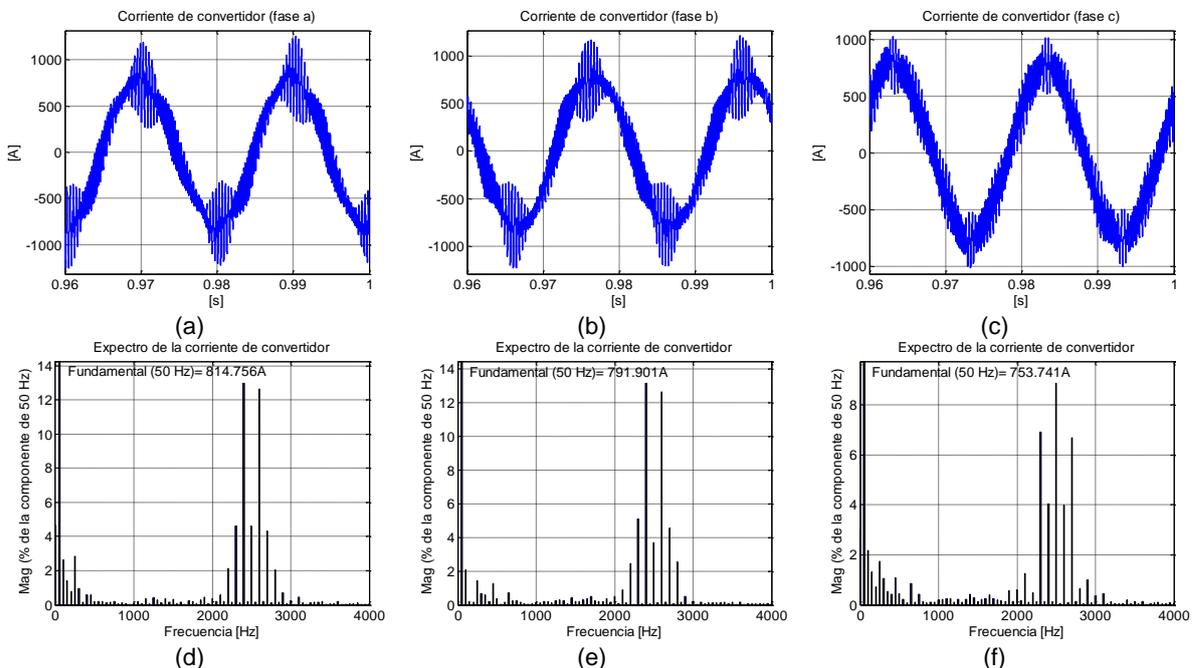


Figura 5.30. Corrientes del lado convertidor ante un hueco desequilibrado. (a) Corriente de la fase a, (b) Corriente de la fase b, (c) Corriente de la fase c, (d) Espectro de la corriente de fase a, (e) Espectro de la corriente de la fase b, (f) Espectro de la corriente de la fase c.

En este punto de funcionamiento sólo se genera secuencia positiva de corriente en el lado red del filtro ya que el limitador elimina la consigna de corriente de secuencia negativa. Esto se aprecia en la Figura 5.31 en donde el factor de limitación de la secuencia negativa tiene un valor de 100000. Además de la eliminación de las consignas de secuencia negativa, las consignas de secuencia positiva son reducidas en aproximadamente un 19% para evitar el sobrepasamiento del límite de tensión de convertidor.

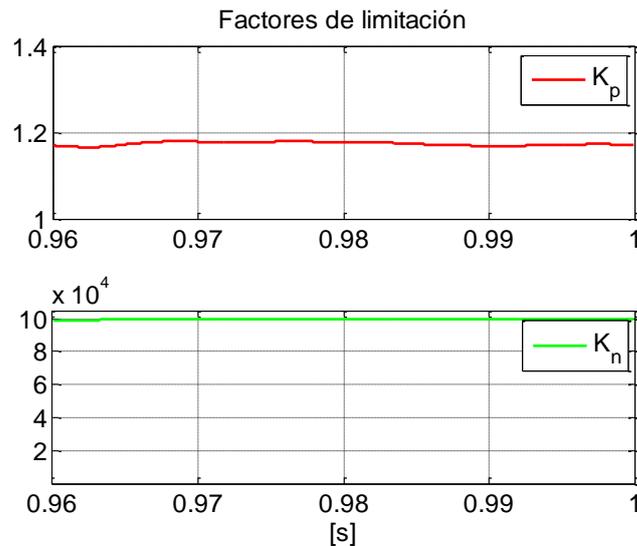


Figura 5.31. Factores de limitación de las consignas de corriente con falta desequilibrada.

El hecho de eliminar las consignas de corriente de secuencia negativa significa que las corrientes tendrían que ser equilibradas. Sin embargo en la Figura 5.30 se aprecia que las corrientes en el lado convertidor no son del todo equilibradas existiendo una desviación estándar de aproximadamente un 4%. De todas formas cabe recordar que las corrientes en la estrategia de control propuesta se controlan en el lado red del filtro siendo en este punto en donde las corrientes deberían de ser equilibradas. La Figura 5.32 muestra las tres corrientes del lado red del filtro (a)-(c) junto con sus respectivos espectros (d)-(f) en donde se puede comprobar que comprenden un sistema equilibrado existiendo una desviación estándar de aproximadamente un 0.7%.

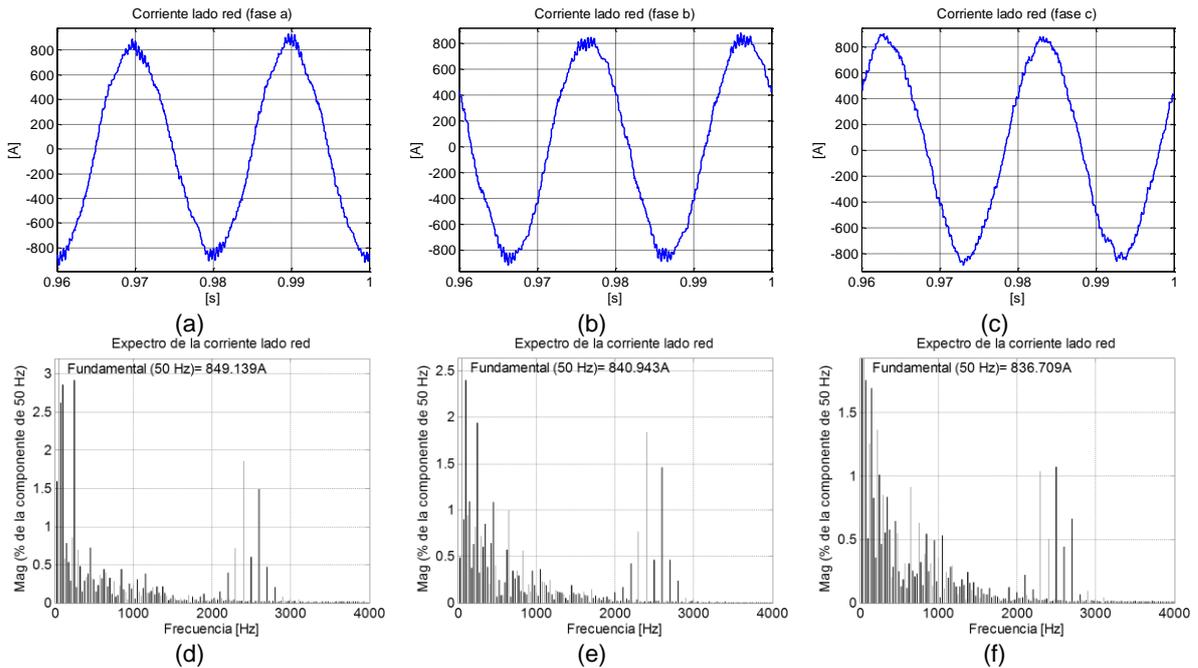


Figura 5.32. Corrientes del lado red ante un hueco desequilibrado.

Tal como se ha comentado anteriormente, el hecho de que existan desequilibrios de tensión hace que se generen oscilaciones de tensión en el bus DC. En la Figura 5.33 se muestran la tensión de bus (a) junto con su espectro (b) en donde se aprecia que su oscilación no supera el límite permitido (ΔV_{busMAX}). En este caso la amplitud de la oscilación de 100Hz es inferior al 0.8% de la componente DC cuando el máximo permitido en nuestro caso es del 2.5%.

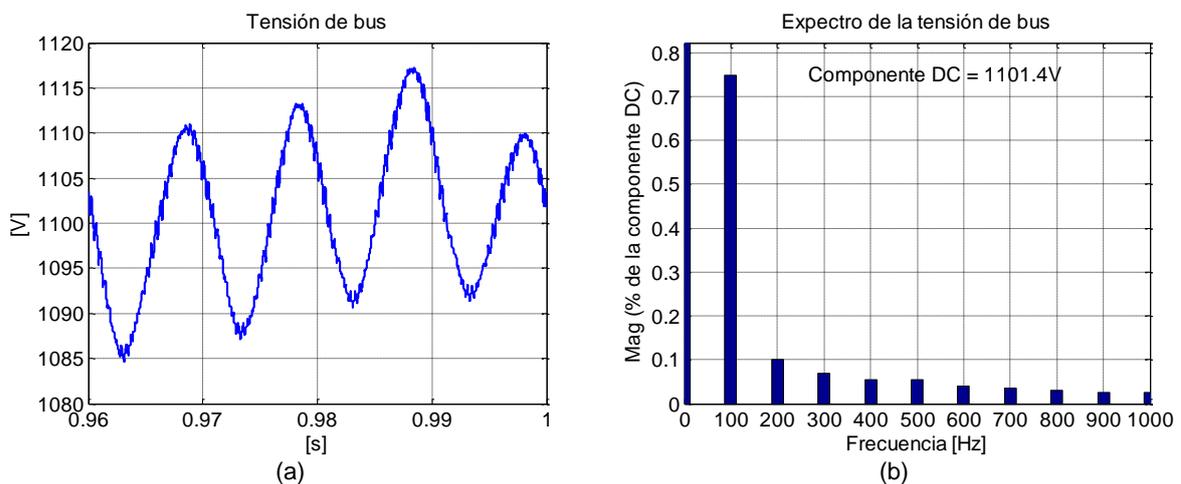


Figura 5.33. Tensión de bus y su espectro durante un hueco desequilibrado.

Tal como se ha mencionado en apartados anteriores, si el hueco es desequilibrado, como en este caso, no existen exigencias mínimas para la corriente reactiva. Lo que se le pide al sistema es que se mantenga conectado y cumpla con los requisitos de energía y potencia definidos en la Tabla 4.6. Para la comprobación del cumplimiento se muestran

en la Tabla 5.2 tanto las exigencias como las medidas reales, resaltados en verde todos aquellos valores que cumplen satisfactoriamente los requisitos del P.O.12.3.

Tabla 5.2. Requisitos mínimos exigidos por el P.O.12.3 y las medidas reales para faltas desequilibradas.

	Zona 1		Zona 2		Zona 3	
	P.O.12.3	Medida	P.O.12.3	Medida	P.O.12.3	Medida
P	Sin límite	-1.027e6	577500	-1.016e6	Sin límite	-9.019e5
Q	Sin límite	1.833e5	770000	-2.956e5	Sin límite	1.180e6
E _r	Sin límite	-8.961e4	77000	-8.961e4	Sin límite	5.094e4
E _a	Sin límite	-1.879e5	86625	-1.879e5	Sin límite	-2.912e5

En la Figura 5.34 se muestran la potencia activa (a) y reactiva (b) de secuencia positiva proporcionadas por el parque durante el hueco de tensión. Estas medidas de potencia son utilizadas para el cálculo de todos los parámetros contemplados en el Procedimiento de Operación P.O.12.3 y resumidos en la Tabla 5.2.

En este caso se puede confirmar el cumplimiento de la normativa por parte del parque ante faltas bifásicas aisladas de tierra.

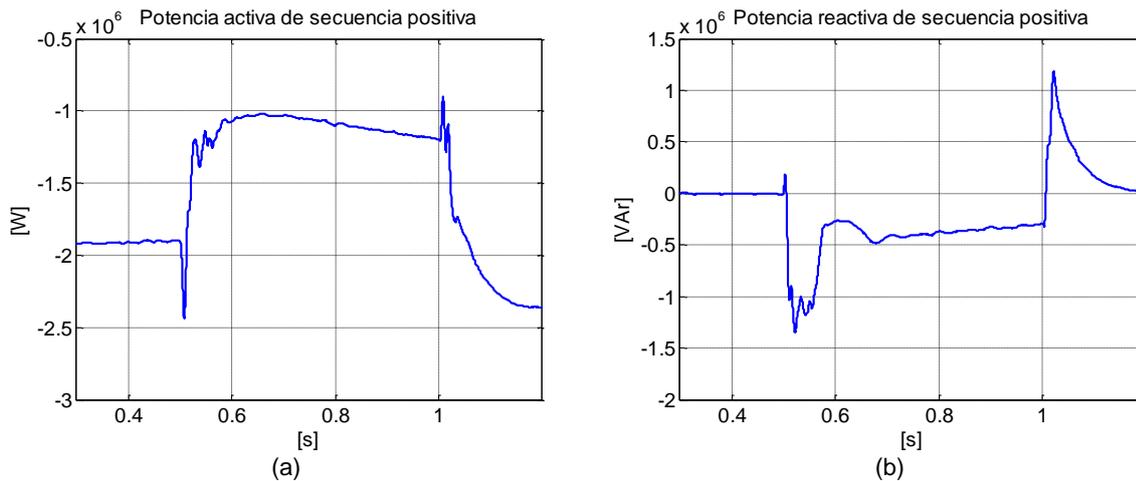


Figura 5.34. Potencias del parque eólico con falta desequilibrada. (a) Potencia activa, (b) Potencia reactiva.

5.2.5.2. Faltas trifásicas equilibradas

Al igual que en el caso de las faltas desequilibradas, para el caso de las faltas equilibradas se ha simulado el hueco más desfavorable contemplado por la normativa española con una tensión residual de 0.2pu durante medio segundo. En la Figura 5.35 se muestra la evolución de las tres tensiones de fase en el punto de conexión común (PCC) durante la falta equilibrada.

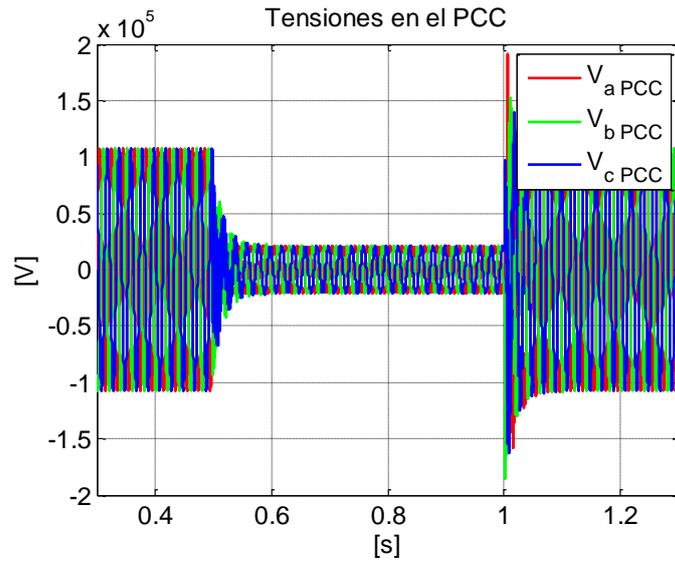


Figura 5.35. Tensiones abc en el punto de conexión común (PCC) con falta equilibrada

En la Figura 5.36 en cambio se muestra la evolución del valor eficaz de cada una de las tensiones de fase, siendo este valor el utilizado para determinar el inicio y el final de la falta así como su profundidad. En este caso al tratarse de una falta equilibrada, las tres señales alcanzan la misma profundidad, 0.2pu, siendo éste el valor que define la tensión residual de la falta.

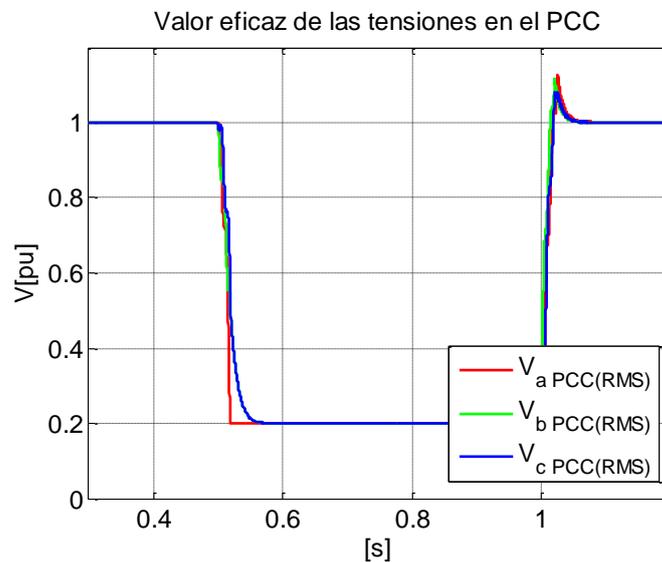


Figura 5.36. Tensión residual en el PCC con una falta equilibrada.

Al igual que en las faltas desequilibradas, para las faltas equilibradas el Procedimiento de Operación P.O.12.3 exige el funcionamiento capacitivo de la instalación pero en este caso se especifican unos valores mínimos de corriente reactiva en función de la tensión residual de la falta. Además de la corriente también existen requisitos de potencia y

energía de secuencia positiva al igual que en las faltas desequilibradas. Por lo tanto, al no existir secuencia negativa de tensiones en la red ni secuencia negativa de corriente a generar es predecible que todas las variables del convertidor serán equilibradas. Asimismo, la tensión de bus tampoco tendrá las oscilaciones en ella presentes ante faltas desequilibradas. Para comprobar todos estos aspectos y verificar el correcto funcionamiento del limitador se analizarán las diferentes variables del convertidor durante los dos últimos periodos del hueco de tensión así como el intercambio de potencias y energías durante el transcurso de la falta. En la Figura 5.37 se pueden observar las tensiones de convertidor (a)-(c) junto con sus respectivos espectros (d)-(f). Se aprecia que las tensiones no alcanzan su máximo valor permitido ($V_{convMAX}$) ya que aun trabajando en modo capacitivo el margen de tensión es tal que se alcanza antes el límite de corriente ($I_{convMAX}$) que el límite de tensión ($V_{convMAX}$).

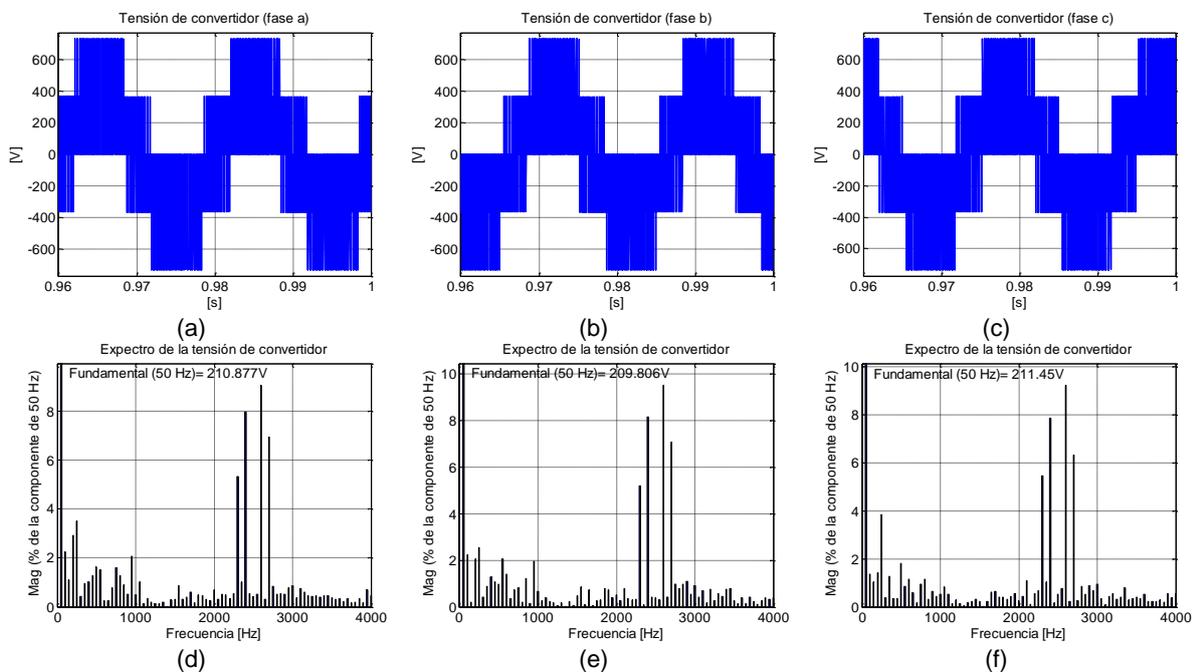


Figura 5.37. Tensiones de convertidor ante un hueco equilibrado.

Tal como se ha comentado previamente las corrientes de convertidor también comprenden un sistema equilibrado y ajustado a su valor máximo permitido. Este detalle se aprecia en la Figura 5.38 en donde se muestran las tres corrientes de convertidor (a)-(c) junto con sus respectivos espectros (d)-(f) existiendo una desviación estándar inferior al 0.3%.

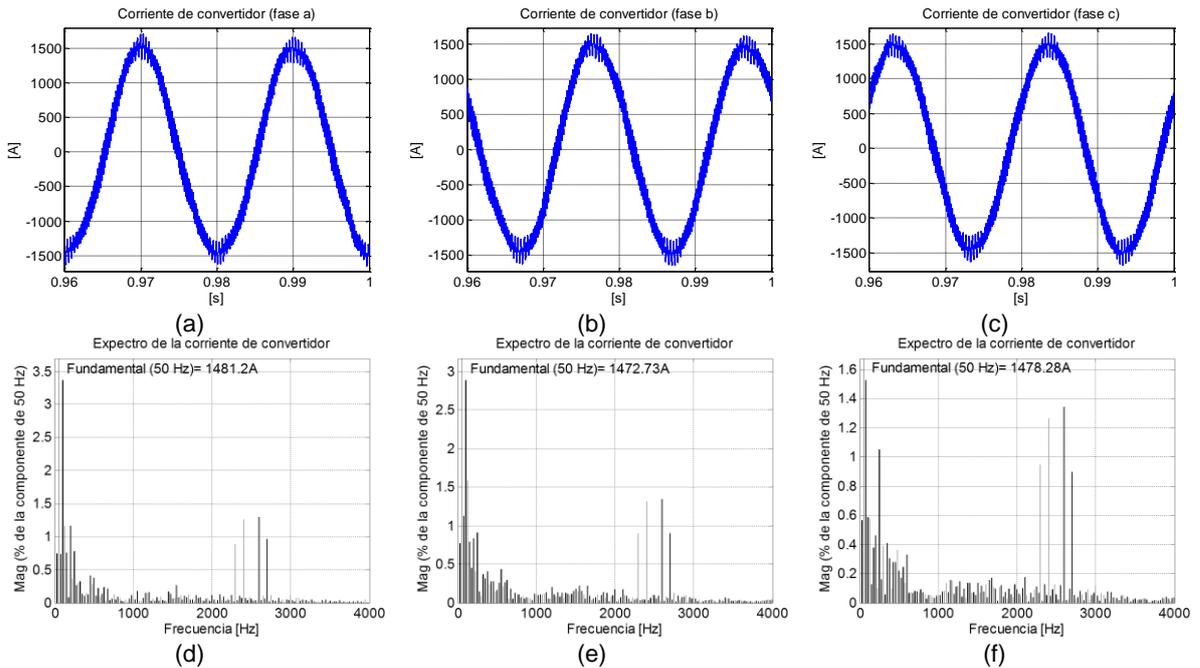


Figura 5.38. Corrientes del lado convertidor ante un hueco equilibrado.

En la Figura 5.39 por su lado se muestran los factores de limitación tanto de la secuencia positiva como de la negativa. Se aprecia cómo las consignas de secuencia positiva se reducen en aproximadamente un 28% para que todas las variables respeten su límite establecido. Las referencias de corriente de secuencia negativa en cambio se eliminan por completo.

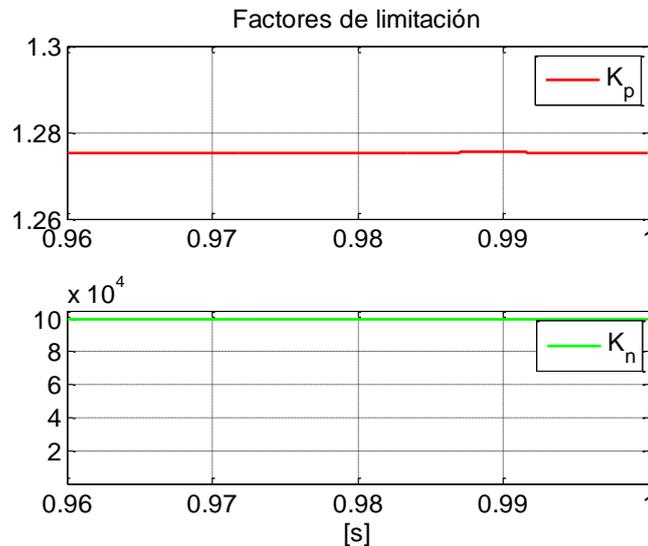


Figura 5.39. Factores de limitación de las consignas de corriente con falta equilibrada.

Las corrientes del lado red del filtro por su parte tienen el aspecto mostrado en la Figura 5.40 formando, también en este caso, un sistema equilibrado.

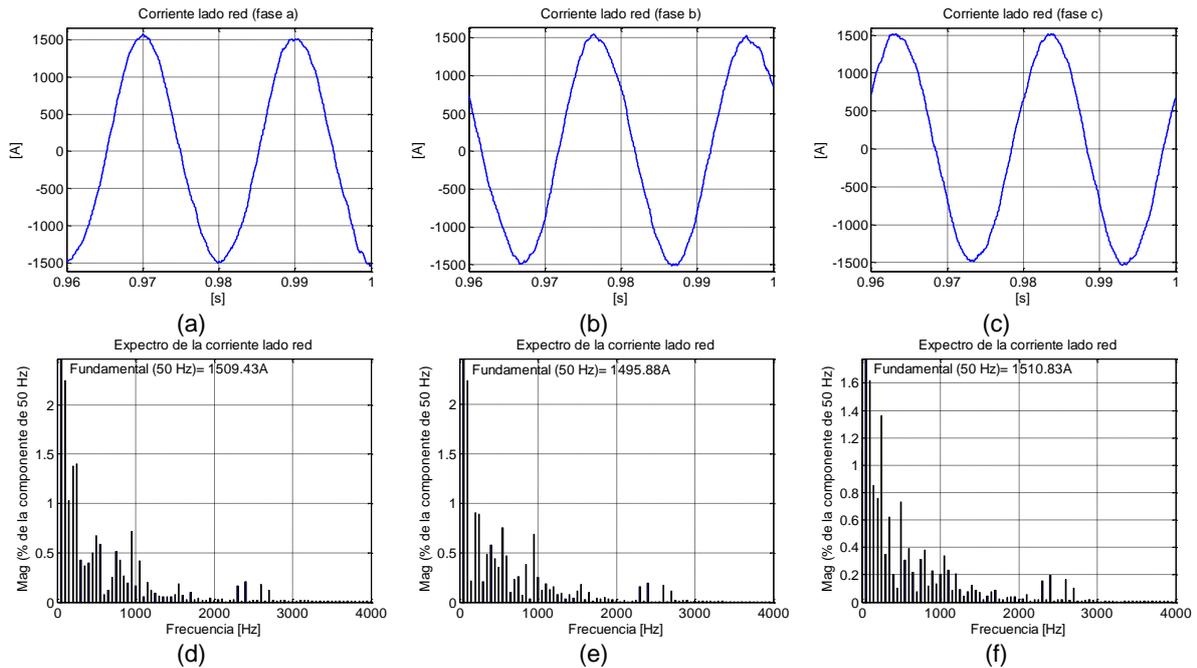


Figura 5.40. Corrientes del lado red ante un hueco equilibrado.

La tensión de bus, tal como se esperaba, no presenta las oscilaciones que tenía en el caso de faltas desequilibradas. Esto se debe a que sólo se intercambian tensiones y corrientes de secuencia positiva entre la red y el convertidor. En la Figura 5.41 se puede observar la evolución de la tensión de bus (a) junto con su espectro (b) en donde se aprecia que las componentes frecuenciales que existen son totalmente despreciables, inferiores incluso al 0.1%.

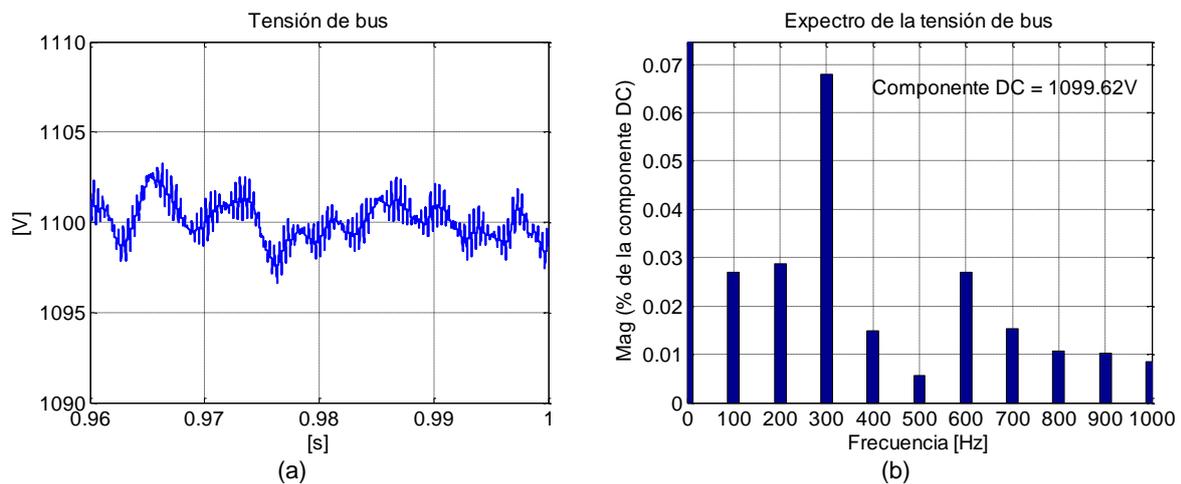


Figura 5.41. Tensión de bus y su espectro ante un hueco equilibrado.

Por otra parte, al tratarse de una falta equilibrada, el sistema debe ser capaz de transferir a la red una cantidad mínima de corriente reactiva fijada por el Procedimiento de Operación P.O.12.3 (véase la Figura 4.17). En la Figura 5.42 por su parte se muestra la corriente reactiva del conjunto del parque durante toda la duración de la perturbación.

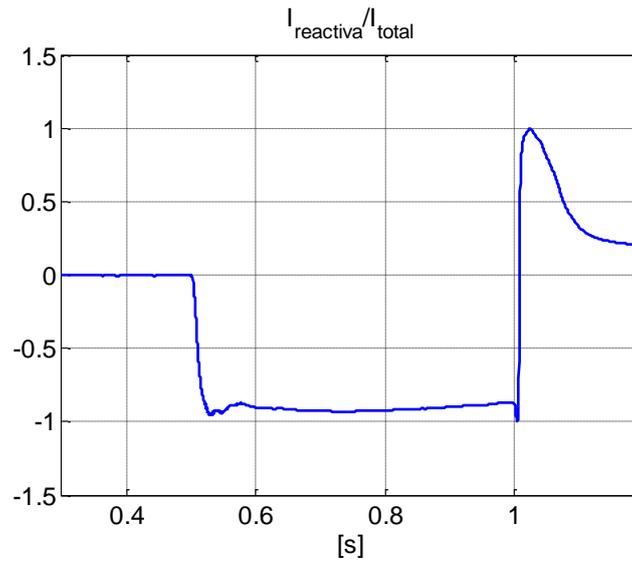


Figura 5.42. Corriente reactiva inyectada a la red por el conjunto del parque ante una falta equilibrada.

Al ser la profundidad del hueco de 0.2pu, según la Figura 4.17, el sistema debería ser capaz de transferir una corriente reactiva capacitiva de 0.9pu. Además, debería alcanzar esta aportación de intensidad antes de transcurridos 150ms desde el inicio de la falta. En este caso en cambio, el sistema aun siendo capaz de inyectar una corriente capacitiva no alcanza los niveles exigidos por la normativa. Además de los requisitos de corriente, el parque en su conjunto debería ser capaz de cumplir con las exigencias en cuanto a potencias y energías definidas en la Tabla 4.6 para faltas equilibradas. Todos estos parámetros se resumen en la Tabla 5.3 para la falta equilibrada analizada.

Tabla 5.3. Requisitos mínimos exigidos por el P.O.12.3 y las medidas reales para faltas equilibradas.

	Zona 1		Zona 2		Zona 3	
	P.O.12.3	Medida	P.O.12.3	Medida	P.O.12.3	Medida
P	Sin límite	-1.288e5	<1.925e5	-9.593e4	Sin límite	5.426e5
Q	<1.155e6	-7.055e3	Capacitiva	-2.149e5	Sin límite	2.928e6
E _r	Sin límite	-8.593e4	Sin límite	-8.347e4	<173250	168670
I _r	Sin límite	-0.0038	<-0.9	-0.869	<1.5xI _n	1.561xI _n

Las celdas resaltadas en verde en la Tabla 5.3 indican que el parámetro en cuestión cumple con los requisitos de la normativa. Los resultados en rojo en cambio advierten del incumplimiento de las exigencias en la zona en cuestión.

En la Figura 5.43 se muestran la potencia activa (a) y reactiva (b) de secuencia positiva proporcionadas por el parque durante el hueco de tensión. Estas medidas de potencia son utilizadas para el cálculo de todos los parámetros contemplados en el Procedimiento de Operación P.O.12.3 y resumidos en la Tabla 5.3.

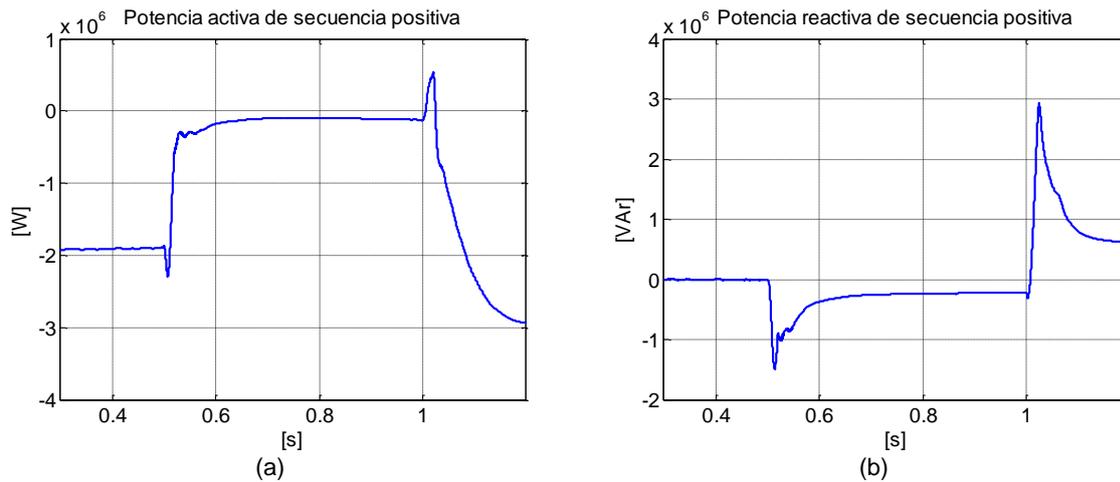


Figura 5.43. Potencias del parque eólico con falta equilibrada. (a) Potencia activa, (b) Potencia reactiva.

Cabe destacar que en el caso de las faltas equilibradas el límite para la corriente reactiva consumida en la zona 3 del desequilibrio se normaliza con respecto a la corriente nominal del sistema en vez de la corriente total. En la Figura 5.44 se muestra dicha corriente normalizada.

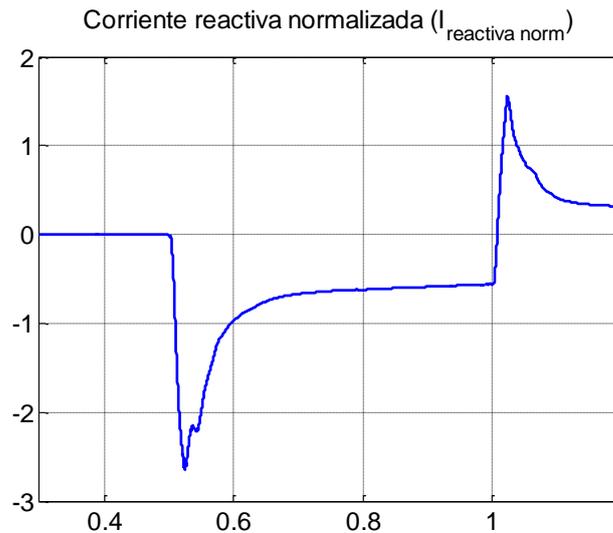


Figura 5.44. Corriente reactiva normalizada con respecto a la corriente nominal durante falta equilibrada.

En este caso, tal como se ha mostrado en la Tabla 5.3, la corriente reactiva normalizada con respecto a la corriente nominal excede el límite de 1.5pu en la zona 3. Se puede concluir por lo tanto que la instalación es incapaz de cumplir con las exigencias del Procedimiento de Operación P.O.12.3 en algunos aspectos concretos. Debido a esta razón se plantea como posible solución reducir el número de molinos a los cuales da soporte el convertidor. De esta manera, se realizarán simulaciones ante huecos equilibrados para comprobar el cumplimiento de los requisitos en un parque compuesto

por seis molinos. El resto de la instalación se mantendrá sin cambios y acorde al esquema mostrado en la Figura 5.14.

Parque eólico con seis molinos

Al igual que en el parque compuesto por siete molinos se analizarán las diferentes variables del convertidor durante los dos últimos periodos del hueco de tensión así como el intercambio de potencias y energías durante el transcurso de la falta. En la Figura 5.45 se muestran las tres tensiones de convertidor (a)-(c) junto con sus respectivos espectros (d)-(f).

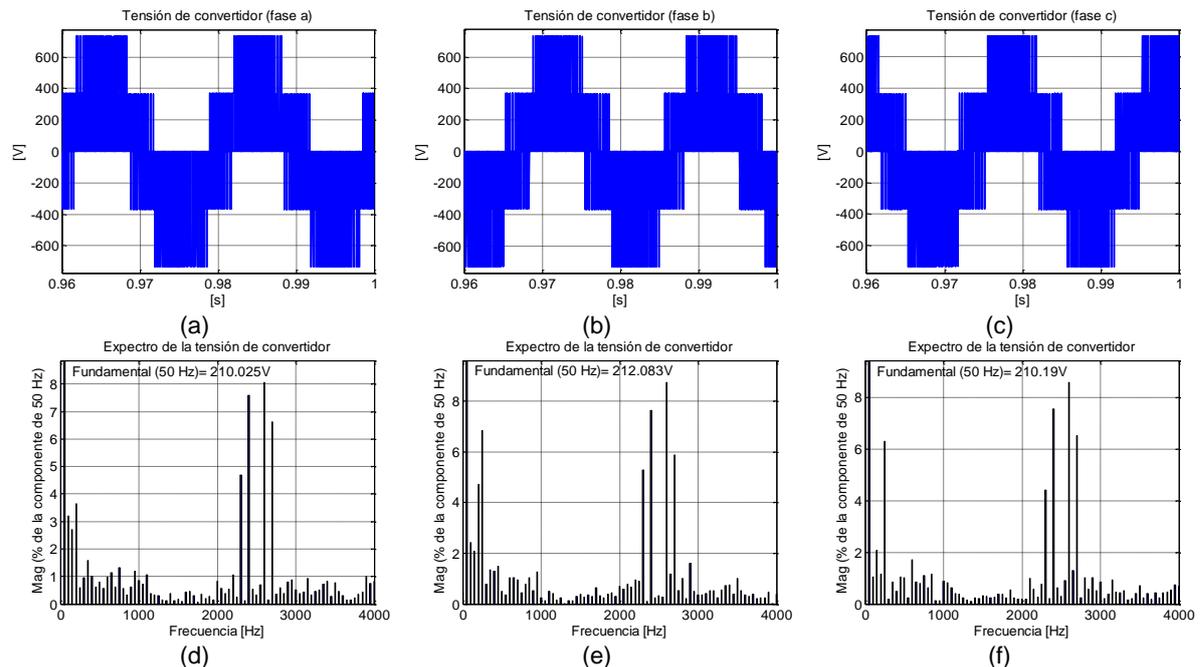


Figura 5.45. Tensiones de convertidor con hueco equilibrado y seis molinos.

Al igual que en el caso anterior las tensiones son equilibradas y además su valor es idéntico al caso anterior. Esto significa que el convertidor se encuentra limitado por corriente y trabajando en las mismas condiciones que con siete molinos. En la Figura 5.46 se muestran las corrientes de convertidor (a)-(c) junto con sus respectivos espectros (d)-(f). Como cabía esperar las tres corrientes conforman un sistema trifásico equilibrado existiendo una desviación estándar de solo 0.2%.

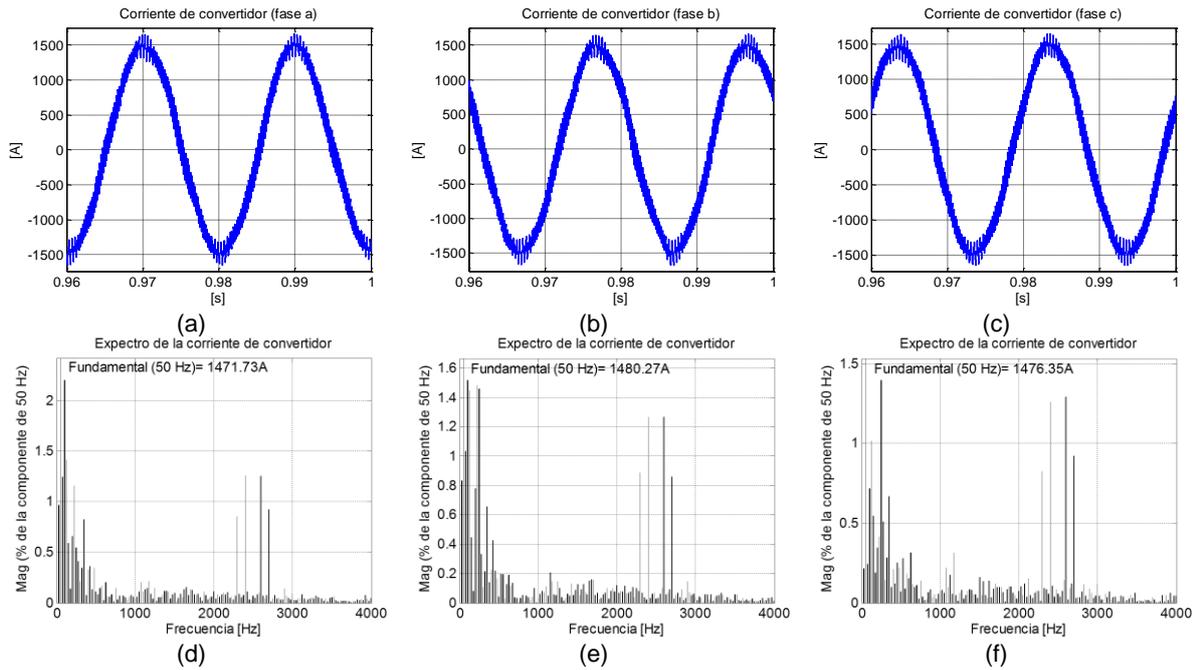


Figura 5.46. Corrientes del lado convertidor ante un hueco equilibrado y seis molinos.

En la Figura 5.47 se puede comprobar que los factores de limitación aplicados son idénticos al caso con siete molinos reduciendo la secuencia positiva en aproximadamente un 28% y eliminando completamente la secuencia negativa.

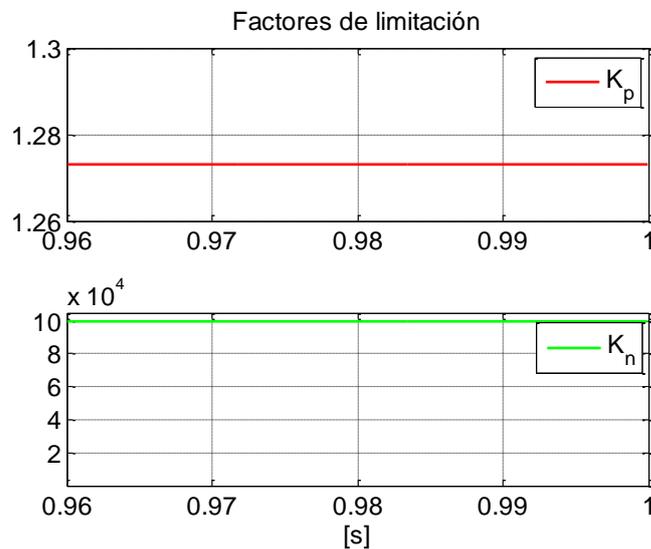


Figura 5.47. Factores de limitación de las consignas de corriente con falta equilibrada y seis molinos.

Por otro lado, las corrientes del lado red del filtro se pueden observar en la Figura 5.48 en donde se puede comprobar que constituyen un sistema equilibrado.

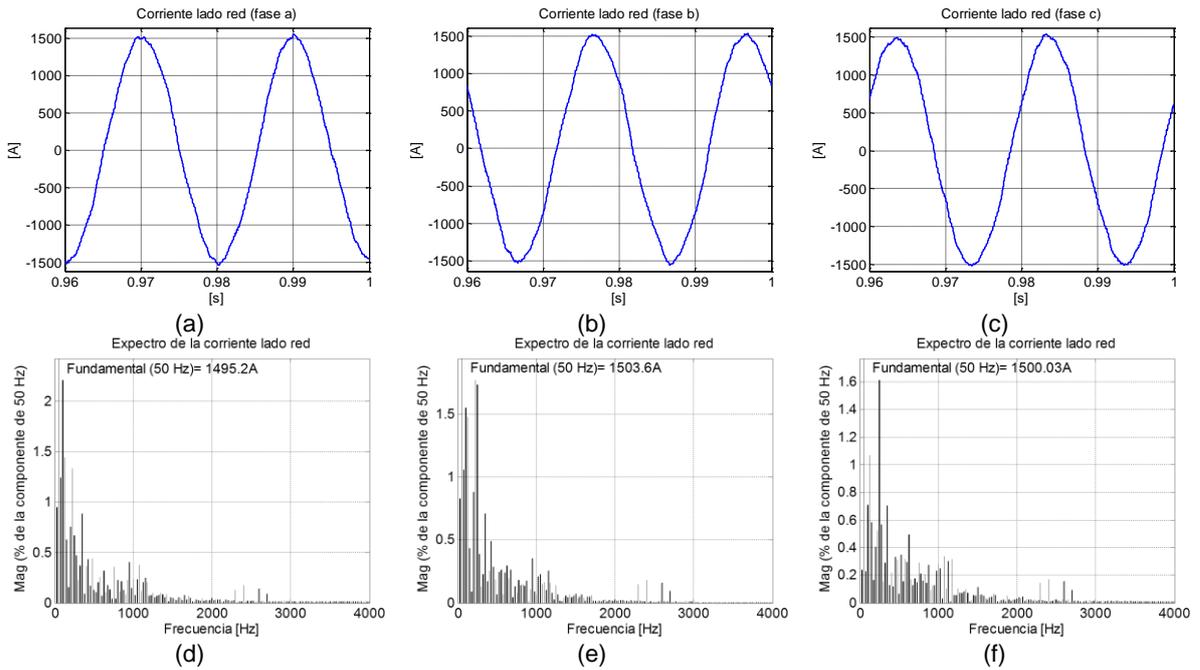


Figura 5.48. Corrientes del lado red ante un hueco equilibrado y seis molinos.

También en el caso de la tensión de bus el sistema se comporta igual que con siete molinos existiendo unas oscilaciones totalmente despreciables. Esto se debe al hecho de que no existe secuencia negativa ni de tensión ni de corriente. En la Figura 5.49 se muestra la evolución de la tensión de bus (a) junto con su espectro frecuencial (b).

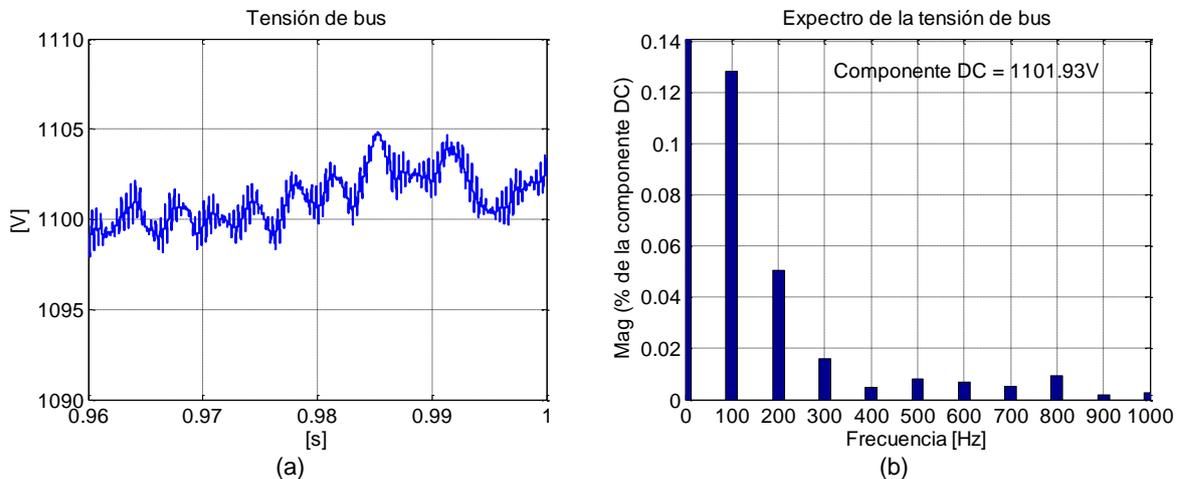


Figura 5.49. Tensión de bus y su espectro ante un hueco equilibrado y seis molinos.

En el caso de la corriente reactiva, el parque debe cumplir los mismos requisitos que con siete molinos, teniendo que ser capaz de transferir a la red una cantidad mínima de corriente reactiva. La Figura 5.50 muestra dicha corriente en donde se aprecia que en este caso la instalación es capaz de cumplir con las exigencias del Procedimiento de Operación P.O.12.3.

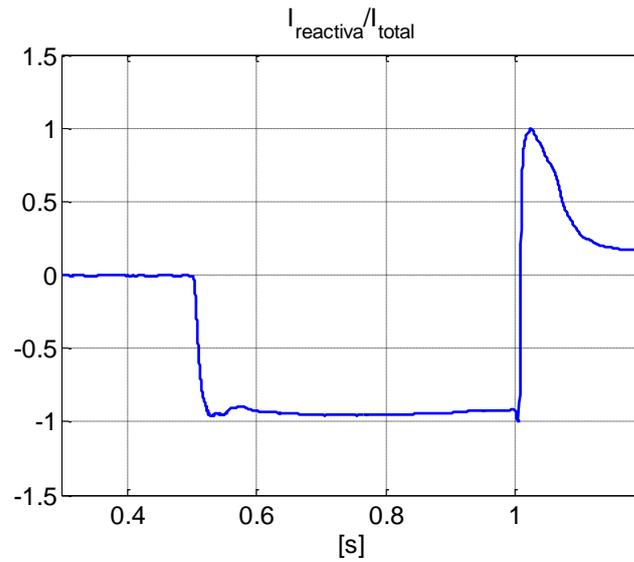


Figura 5.50. Corriente reactiva inyectada a la red por el conjunto del parque ante una falta equilibrada y seis molinos.

Para poder comprobar con más detalle el cumplimiento de los requisitos exigidos en cuanto a corriente reactiva, potencia y energía se resumen en la Tabla 5.4 todos los parámetros contemplados en la normativa en cuestión. Al igual que en el caso anterior se resaltan en verde todos aquellos puntos en donde se cumplen las exigencias.

Tabla 5.4. Requisitos mínimos exigidos por el P.O.12.3 y las medidas reales para faltas equilibradas.

	Zona 1		Zona 2		Zona 3	
	P.O.12.3	Medida	P.O.12.3	Medida	P.O.12.3	Medida
P	Sin límite	-1.023e5	<165000	-7.573e4	Sin límite	5.006e5
Q	<9.9e5	-6.975e3	Capacitiva	-2.237e5	Sin límite	2.334e6
E _r	Sin límite	-7.953e4	Sin límite	-8.548e4	<1.485e5	1.3e5
I _r	Sin límite	-0.0043	<-0.9	-0.9174	<1.5xI _n	1.454xI _n

Por otro lado en la Figura 5.51 se pueden contemplar la potencia activa (a) y la potencia reactiva (b) de secuencia positiva proporcionadas por el parque durante el hueco de tensión y utilizadas para el cálculo de los diferentes parámetros mostrados en la Tabla 5.4.

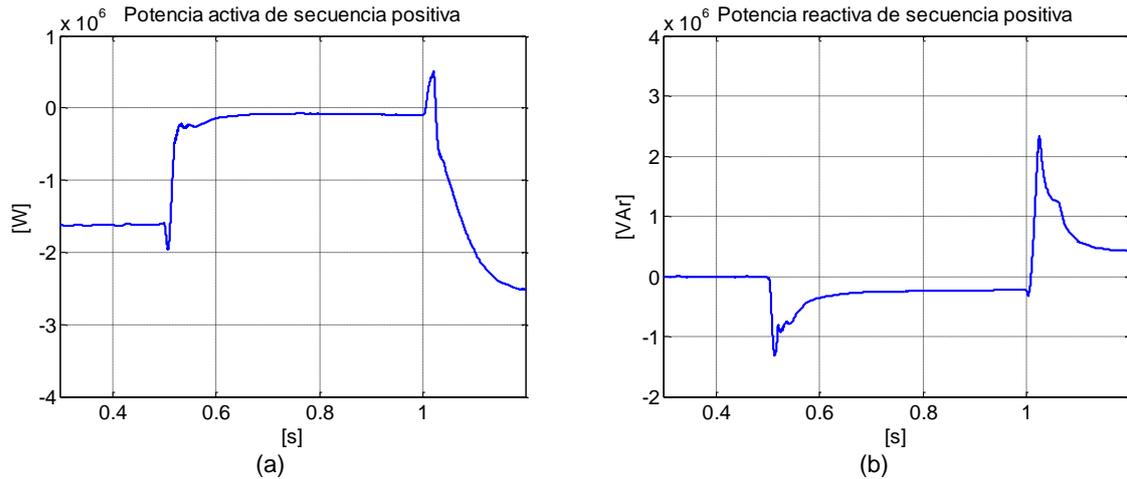


Figura 5.51. Potencias del parque eólico con falta equilibrada y seis molinos. (a) Potencia activa, (b) Potencia reactiva

Cabe recordar que en el caso de las faltas equilibradas el límite para la corriente reactiva consumida en la zona 3 de la falta se normaliza con respecto a la corriente nominal del sistema en vez de la corriente total. En la Figura 5.52 se muestra la evolución de dicha corriente durante la falta.

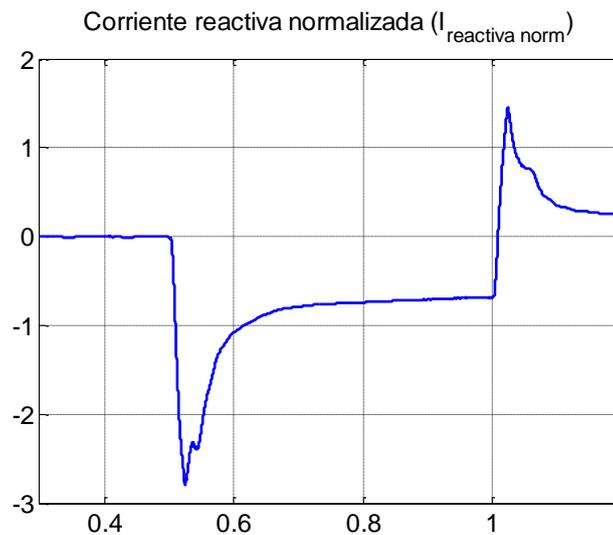


Figura 5.52. Corriente reactiva normalizada con respecto a la corriente nominal con hueco equilibrado y seis molinos.

En este caso, a diferencia de la instalación con siete molinos, todos los requisitos contemplados en el Procedimiento de Operación P.O.12.3 se cumplen satisfactoriamente tal como se ha comprobado en la Tabla 5.4. Una conclusión preliminar podría ser que este convertidor es suficiente para ayudar a cumplir la normativa española a parques eólicos con seis molinos como los analizados o utilizando un convertidor cada seis

molinos en parques con más molinos. De todas formas cualquier variación de las características del parque tendría que ser analizado y simulado para poder asegurar el cumplimiento de las normativas vigentes en cada país.

5.2.6. Resumen de resultados obtenidos

En la Tabla 5.5 se resumen los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas con el modelo del parque eólico.

Tabla 5.5. Resumen del cumplimiento de las normativas vigentes por parte del parque eólico.

Régimen de funcionamiento	7 Molinos	6 Molinos
Régimen permanente	CUMPLE	CUMPLE
Faltas desequilibradas	CUMPLE	CUMPLE
Faltas equilibradas	NO CUMPLE	CUMPLE

Se aprecian las diferentes condiciones en donde cada parque es capaz de cumplir las normativas vigentes en España. Se deduce por lo tanto que utilizando el convertidor y los molinos considerados en esta tesis se podrían cumplir las normativas de conexión a red con hasta un total de seis molinos.

5.3. Conclusiones

En este capítulo se han implementado tanto en simulación como en una plataforma experimental los algoritmos de limitación propuestos en capítulos anteriores. Mediante los diferentes experimentos realizados se ha demostrado el correcto funcionamiento de los dos modos de funcionamiento abordados en esta tesis: el funcionamiento con consigna de potencia reactiva y el funcionamiento con consignas de corriente. Para el caso del funcionamiento con consigna de potencia reactiva, los resultados obtenidos muestran que el algoritmo es capaz de reducir dicha consigna para que ninguna de las tres variables consideradas críticas supere su límite permitido. Además se ha verificado este funcionamiento tanto para el modo inductivo como para el modo capacitivo. Cabe destacar que en el caso analizado, debido a la estrategia utilizada para la generación de consignas de corriente, las oscilaciones de la tensión de bus nunca se convierten en la variable restrictiva, siendo bien la tensión o bien la corriente las que alcanzan sus respectivos límites haciendo reducir la consigna de potencia reactiva. Por otra parte, en el

funcionamiento con consignas de corriente, el algoritmo se ha verificado en laboratorio en una aplicación grid-balancer y en simulación controlando el cumplimiento de las normativas de un parque eólico. En ambos casos el algoritmo ha sido capaz de reducir las consignas de corriente, haciendo que ninguna variable excediese su correspondiente límite y respetando además la prioridad elegida, la cual ha sido diferente en el ensayo experimental y en simulación. En el caso del ensayo de laboratorio, la secuencia prioritaria ha sido la secuencia negativa, ya que el objetivo era eliminar al máximo posible dicha secuencia consiguiendo unas corrientes de red lo más equilibradas posibles. En el caso del parque eólico en cambio, la secuencia prioritaria ha sido la secuencia positiva, debido a que la normativa española vigente exige la inyección de corriente reactiva de secuencia positiva durante los huecos de tensión. En este método de limitación es importante recalcar que se ha implementado un algoritmo simplificado con el objetivo de reducir el coste computacional. De esa manera, el limitador se ha encargado de encontrar la Aproximación al Punto Óptimo de Operación (AOOP) en los casos en donde la obtención del Punto Óptimo de Operación (OOP) requería del cálculo de alguna intersección entre diferentes curvas. De todas formas, los resultados obtenidos demuestran que la diferencia entre el AOOP y el OOP es despreciable y que por lo tanto el comportamiento del algoritmo es totalmente aceptable en los casos analizados. Asimismo, es importante destacar que el punto de funcionamiento AOOP, aun no siendo el punto óptimo, corresponde a un punto límite del Area de Operación Segura (SOA) en donde alguna de las variables alcanza su máximo valor permitido. Con ello se asegura que el sistema esté correctamente corregido aunque no esté transfiriendo las potencias que alcanzaría trabajando en el Punto Óptimo de Operación (OOP).

Capítulo 6

Conclusiones y líneas futuras

En el presente capítulo se resumirán las conclusiones obtenidas sobre el trabajo elaborado en esta tesis. Además, se mostrarán las contribuciones científicas realizadas con los resultados obtenidos. Finalmente se plantearán diferentes propuestas para las investigaciones futuras basadas en el trabajo realizado.

6.1. Conclusiones

En esta tesis se ha abordado el problema de la limitación de consignas en convertidores conectados a red. Para poder llevar a cabo esta tarea de la forma más genérica posible se han analizado las tensiones de red mediante componentes simétricas y el filtro de armónicos mediante funciones de transferencia. De esta manera se ha posibilitado trabajar con diferentes perturbaciones en la tensión de red y diferentes topologías de filtros de armónicos. Por otra parte, el hecho de desacoplar las tensiones y corrientes mediante componentes simétricas ha permitido usar un control dual de corrientes posibilitando la aplicación de diferentes estrategias de control como la eliminación de secuencias negativas de corriente, minimización de oscilaciones de la tensión de bus, etc.... Además, cabe destacar que el uso del control dual de corriente hace necesaria la utilización de sincronizadores avanzados para poder extraer las secuencias positiva y negativa de cada variable de una manera rápida y robusta. Para ello en esta tesis se ha optado por utilizar un DSOGI-PLL para captar las secuencias de tensión y DSCs para filtrar las corrientes. Por otra parte, se han definido las variables del convertidor que se han considerado críticas analizando las consecuencias de superar sus respectivos límites. Dichas variables son la corriente del lado AC del convertidor, la tensión del lado AC del convertidor y las oscilaciones de la tensión de bus.

Por estas razones se ha desarrollado un nuevo limitador, con dos variantes, capaz de limitar la actividad del convertidor respetando tanto los límites de las tres variables consideradas críticas así como la estrategia de control utilizada. Una de las variantes ha sido diseñada para aplicaciones en donde la consigna principal se genera en forma de potencia reactiva y la segunda variante contempla aplicaciones en donde se tienen directamente consignas de corriente generadas arbitrariamente sin ninguna estrategia concreta. En esta segunda variante además es destacable la nueva forma de representación de los límites de un convertidor que se ha desarrollado. Esta nueva forma de representación se basa en siete curvas, cada una de ellas correspondiendo a una de las tensiones, corrientes u oscilaciones del convertidor delimitando entre todas ellas lo que se ha denominado el Area de Operación Segura (SOA) del convertidor. Este método además permite fijar prioridades entre secuencias positivas y negativas estableciendo de este modo diferentes puntos de operación según la prioridad seleccionada.

Para poder comprobar el correcto funcionamiento de los limitadores propuestos se han llevado a cabo diferentes pruebas tanto en plataforma experimental como en simulación. En ambos casos ha quedado patente la utilidad de las dos variantes propuestas del

limitador en aplicaciones típicas del compensador paralelo de reactiva. Las pruebas realizadas en la plataforma experimental de laboratorio han estado compuestas de dos funcionalidades diferentes: la compensación de potencia reactiva (funcionalidad STATCOM) y el equilibrado de corrientes consumidas por una carga desequilibrada (funcionalidad grid balancer). Las pruebas realizadas en simulación en cambio han contemplado el escenario de un parque eólico en su totalidad. Dicho parque eólico incluía un compensador paralelo de reactiva para contribuir en el cumplimiento de las normativas vigentes tanto en régimen permanente como en régimen perturbado. También en este caso han sido necesarias las dos variantes del limitador debido a que el modo de control varía en función de si se trabaja en régimen permanente o perturbado.

Por último cabe destacar el análisis realizado sobre las normativas vigentes en cuanto a conexión a red de instalaciones generadoras. Dicho análisis se ha centrado en las normativas de España y Alemania incluyendo las propuestas realizadas por la Asociación Europea de Operadores de Redes Eléctricas (ENTSO-E). Este análisis ha servido para concluir si el conjunto de parque eólico y compensador paralelo de reactiva contemplados en simulación serían capaces de cumplir con las normativas vigentes incluyendo los limitadores propuestos en esta tesis.

Como conclusión final se puede decir que los resultados han sido del todo satisfactorios, demostrando la efectividad de los limitadores propuestos, implementados en diferentes controles y trabajando con tensiones y corrientes desequilibradas. En este sentido, se resumen en la Tabla 6.1 las principales ventajas que aportaría la implementación de los algoritmos de limitación propuestos.

Tabla 6.1. Beneficios aportados por los nuevos algoritmos de limitación.

Variable limitada	Beneficios
Corriente de convertidor	<ul style="list-style-type: none"> - Se controlan las corrientes lado red del filtro limitando las corrientes lado convertidor. - Trabajando en modo capacitivo, las corrientes lado red son mayores que las corrientes lado convertidor del filtro LCL. Al limitar las corrientes del lado convertidor se consigue inyectar a la red más corriente que la corriente máxima de convertidor. Este detalle es un beneficio muy considerable sobre todo cuando se exige la máxima corriente posible como en los parques eólicos ante faltas.
Tensión de convertidor	<ul style="list-style-type: none"> - Se estima el valor que alcanzará la tensión en cada fase a la salida del convertidor. De esta manera se limitan las consignas para que no superen el máximo establecido. - Muy útil cuando se trabaja con tensiones y corrientes desequilibradas. De esta manera, se identifica la fase con mayor amplitud y se reducen las consignas para que dicha fase no supere su máximo establecido. - Se evita la sobremodulación, evitando la generación de armónicos y asegurando la estabilidad del control.

Variable limitada	Beneficios
Oscilaciones de la tensión de bus	<ul style="list-style-type: none"> - Aportación importante para poder controlar las oscilaciones generadas en el bus DC a causa del intercambio de tensiones y corrientes desequilibradas con la red. - Se asegura que las oscilaciones de 100Hz (en el caso de una red de 50Hz) no superan el máximo establecido. Se evitan así incrementos de temperatura en los condensadores, sobremodulaciones puntuales incluso pérdidas de estabilidad del control. - Muy útil para aplicaciones en donde se trabaja con tensiones y corrientes desequilibradas pudiendo generar oscilaciones muy importantes en el bus.
Beneficios genéricos	<ul style="list-style-type: none"> - Con el limitador de consignas de potencia reactiva se mantienen las estrategias de control utilizadas para la generación de consignas de corriente. - Con el limitador de consignas de corriente se tiene la posibilidad de priorizar una de las dos secuencias.

6.2. Contribuciones científicas

Durante el desarrollo de esta tesis se han publicado los siguientes artículos científicos. Cabe destacar que dichos artículos se encuentran aceptados y disponibles online a falta de asignarles el número de revista y volumen en el cual serán publicados.

- Milicua, A.; Abad, G.; Rodriguez Vidal, M.A., "**Online Reference Limitation Method of Shunt-Connected Converters to the Grid to Avoid Exceeding Voltage and Current Limits Under Unbalanced Operation—Part I: Theory,**" *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 2015.
- Milicua, A.; Abad, G.; Rodriguez Vidal, M.A., "**Online Reference Limitation Method of Shunt-Connected Converters to the Grid to Avoid Exceeding Voltage and Current Limits Under Unbalanced Operation—Part II: Validation,**" *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 2015.

6.3. Líneas futuras

En esta tesis se ha afrontado el problema de intercambiar potencias y corrientes reactivas con la red. En este aspecto sería interesante adaptar los nuevos algoritmos de limitación propuestos para aplicaciones en donde se intercambia tanto potencia activa como reactiva. De esta manera se podría incluso plantear la posibilidad de dar prioridad a alguna de las dos potencias.

Otro campo abordable puede ser la consideración de los armónicos a la hora de limitar consignas. Esto posibilitaría implementar los algoritmos de limitación en aplicaciones tales como el filtrado activo en donde las corrientes y tensiones en el lado AC del convertidor están compuestos por multitud de armónicos. Estos armónicos incrementan el valor eficaz de las tensiones y corrientes pudiendo generar diferentes problemas. En el caso de las tensiones, los armónicos podrían generar picos de amplitud dando lugar a posibles sobremodulaciones pudiendo llegar a perder el control sobre algunos armónicos. Los armónicos de corriente en cambio generarían mayores pérdidas por conducción en los semiconductores, aumentando su temperatura y pudiendo llegar a calentarse en exceso. Todos estos problemas se podrían evitar si el algoritmo de limitación fuera capaz de limitar el valor eficaz total de las tensiones y corrientes reduciendo cada armónico en su justa medida. De este modo además se podrían dar prioridades a los diferentes armónicos anteponiendo la eliminación de algunos de ellos en situaciones de limitación.

Por otro lado, sería interesante analizar la limitación por oscilaciones de la tensión de bus para otras topologías de convertidor. Cabe recordar que en esta tesis la topología analizada ha sido la de un convertidor binivel. Parece evidente que en topologías multinivel en donde existen buses con puntos intermedios como los NPC o cuando existen varios buses aislados como es el caso de los puentes en H en cascada, las variaciones de potencia en el lado AC del convertidor tendrán un efecto diferente en las tensiones de cada bus. Debido a esto, sería interesante obtener las relaciones entre las oscilaciones de potencia y oscilaciones de tensión de bus para poder desarrollar algoritmos de limitación para dichas topologías.

Finalmente, parece interesante analizar la posibilidad de optimizar el código de los nuevos algoritmos de limitación. Tal como se ha demostrado en esta tesis dichos algoritmos de limitación son implementables en una plataforma real pero las pruebas han sido realizadas en una plataforma experimental de laboratorio. Su implementación en un convertidor comercial por lo tanto, podría requerir de una optimización y depuración del código de los limitadores.

Referencias

- [1] L. Tillemann, F. Beck, J. Brodrick, A. Brown, D. Feldman, T. Nguyen and J. Ward, "Revolution Now: The Future Arrives for Four Clean Energy Technologies," *US Department of Energy*, vol. 20, September 17, 2013.
- [2] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre and A. V. Timbus, "Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems," *Industrial Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 53, pp. 1398-1409, 2006.
- [3] A. Ortiz, M. Aredes, L. G. B. Rolim, E. Bueno and P. Rodriguez, "A new current control for the STATCOM based on secondary order generalized integrators," in *Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE*, 2008, pp. 1378-1383.
- [4] A. E. Leon, J. M. Mauricio, J. A. Solsona and A. Gomez-Exposito, "Adaptive Control Strategy for VSC-Based Systems Under Unbalanced Network Conditions," *Smart Grid, IEEE Transactions On*, vol. 1, pp. 311-319, 2010.
- [5] J. Eloy-García Carrasco, *Control Directo De Potencia De Convertidores Electrónicos Conectados a La Red*, 2007.
- [6] P. Cortes, J. Rodriguez, P. Antoniewicz and M. Kazmierkowski, "Direct Power Control of an AFE Using Predictive Control," *Power Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 23, pp. 2516-2523, 2008.
- [7] Yun Wei Li, M. Pande, N. R. Zargari and Bin Wu, "An Input Power Factor Control Strategy for High-Power Current-Source Induction Motor Drive With Active Front-End," *Power Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 25, pp. 352-359, 2010.
- [8] X. Q. Guo, W. Y. Wu and H. R. Gu, "Phase locked loop and synchronization methods for grid-interfaced converters: a review," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 87, pp. 182-187, 2011.
- [9] M. Boyra and J. L. Thomas, "A review on synchronization methods for grid-connected three-phase VSC under unbalanced and distorted conditions," in *Power Electronics and Applications (EPE 2011), Proceedings of the 2011-14th European Conference On*, 2011, pp. 1-10.
- [10] R. Teodorescu, M. Liserre and P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Wiley-IEEE Press, 2011.
- [11] Yongsug Suh and T. A. Lipo, "Control scheme in hybrid synchronous stationary frame for PWM AC/DC converter under generalized unbalanced operating conditions," *Industry Applications, IEEE Transactions On*, vol. 42, pp. 825-835, 2006.
- [12] H. Song and K. Nam, "Dual current control scheme for PWM converter under unbalanced input voltage conditions," *Industrial Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 46, pp. 953-959, 1999.
- [13] J. Dixon, L. Moran, J. Rodriguez and R. Domke, "Reactive power compensation technologies: State-of-the-art review," *Proc IEEE*, vol. 93, pp. 2144-2164, 2005.
- [14] H. Tyll, "FACTS technology for reactive power compensation and system control," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES*, 2004, pp. 976-980.
- [15] Y. Sumi, Y. Harumoto, T. Hasegawa, M. Yano, K. Ikeda and T. Matsuura, "New static var control using force-commutated inverters," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions On*, pp. 4216-4224, 1981.
- [16] S. Mori, K. Matsuno, T. Hasegawa, S. Ohnishi, M. Takeda, M. Seto, S. Murakami and F. Ishiguro, "Development of a large static var generator using self-commutated inverters for improving power system stability," *Power Systems, IEEE Transactions On*, vol. 8, pp. 371-377, 1993.

- [17] B. Williams W., *Principles and Elements of Power Electronics: Devices, Drivers, Applications and Passive Components*. University of Strathclyde, Glasgow: 2006.
- [18] Yao Xu and Fangxing Li, "Adaptive PI Control of STATCOM for Voltage Regulation," *Power Delivery, IEEE Transactions On*, vol. 29, pp. 1002-1011, 2014.
- [19] ABB, "Advanced Power Electronics. STATCOM to compensate long power line with heavy load," .
- [20] M. Peterson and B. N. Singh, "Smart grid technologies for reactive power compensation in motor start applications," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES*, 2010, pp. 1-6.
- [21] C. N. Rowe, T. J. Summers, R. E. Betz and D. J. Gay, "The correction of voltage sag on mining machines utilising a locally connected STATCOM in the IDEA lab," in *Power Engineering Conference (AUPEC), 2013 Australasian Universities*, 2013, pp. 1-6.
- [22] ABB, "Advanced Power Electronics. STATCOM for Industrial Plants to start large motors," .
- [23] M. Molinas, J. A. Suul and T. Undeland, "Low Voltage Ride Through of Wind Farms With Cage Generators: STATCOM Versus SVC," *Power Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 23, pp. 1104-1117, 2008.
- [24] D. Ramirez, S. Martinez, F. Blazquez and C. Carrero, "Use of STATCOM in wind farms with fixed-speed generators for grid code compliance," *Renewable Energy*, vol. 37, pp. 202-212, 2012.
- [25] C. Wessels, N. Hoffmann, M. Molinas and F. W. Fuchs, "StatCom control at wind farms with fixed-speed induction generators under asymmetrical grid faults," *Industrial Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 60, pp. 2864-2873, 2013.
- [26] ABB, "Advanced Power Electronics. STATCOM for Wind Farm to meet Grid Code requirements. Substation with STATCOMs inside," .
- [27] Asociación Española de Normalización y Certificación, "UNE-EN 50160: Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución," 2011.
- [28] R. Wierda, "Flicker o parpadeo de las fuentes luminosas," *Cuaderno Técnico nº176. Schneider Electric*, .
- [29] W. Qiao and R. G. Harley, "Power quality and dynamic performance improvement of wind farms using a STATCOM," in *Power Electronics Specialists Conference, 2007. PESC 2007. IEEE*, 2007, pp. 1832-1838.
- [30] R. Fadaeinedjad, G. Moschopoulos and A. Ghareveisi, "Utilizing a STATCOM to prevent the flicker propagation in a wind power system," in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE*, 2010, pp. 679-686.
- [31] A. Hernández Bayo, "Voltage fluctuations and flicker - case study," in *Handbook of Power Quality*, A. Baghini, Ed. Chichester, England: John Wiley & Sons, Ltd., 2008, pp. 32-42.
- [32] A. Yazdani, M. L. Crow and J. Guo, "An Improved Nonlinear STATCOM Control for Electric Arc Furnace Voltage Flicker Mitigation," *Power Delivery, IEEE Transactions On*, vol. 24, pp. 2284-2290, 2009.
- [33] R. Strzelecki, D. Wojciechowski and G. Benysek, "Static shunt PE voltage-quality controllers," in *Power Quality. Mitigation Technologies in a Distributed Environment*, Antonio Moreno-Muñoz, Ed. London: Springer, 2007, pp. 183-204.
- [34] M. K. Mishra, A. Ghosh, A. Joshi and H. M. Suryawanshi, "A Novel Method of Load Compensation Under Unbalanced and Distorted Voltages," *Power Delivery, IEEE Transactions On*, vol. 22, pp. 288-295, 2007.
- [35] A. Bueno, J. M. Aller, J. A. Restrepo, R. Harley and T. G. Habetler, "Harmonic and Unbalance Compensation Based on Direct Power Control for Electric Railway Systems," *Power Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 28, pp. 5823-5831, 2013.

- [36] R. Grunbaum, "FACTS for voltage control and power quality improvement in distribution grids," in *SmartGrids for Distribution, 2008. IET-CIRED. CIRED Seminar, 2008*, pp. 1-4.
- [37] H. Akagi, "Active Harmonic Filters," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, pp. 2128-2141, 2005.
- [38] C. Lascu, L. Asiminoaei, I. Boldea and F. Blaabjerg, "Frequency Response Analysis of Current Controllers for Selective Harmonic Compensation in Active Power Filters," *Industrial Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 56, pp. 337-347, 2009.
- [39] Quoc-Nam Trinh and Hong-Hee Lee, "An Advanced Current Control Strategy for Three-Phase Shunt Active Power Filters," *Industrial Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 60, pp. 5400-5410, 2013.
- [40] A. Milicua, S. Piasecki, M. Bobrowska, K. Rafal and G. Abad, "Coordinated control for grid connected power electronic converters under the presence of voltage dips and harmonics," in *Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference On*, 2009, pp. 1-10.
- [41] M. Liserre, R. Teodorescu and F. Blaabjerg, "Multiple harmonics control for three-phase grid converter systems with the use of PI-RES current controller in a rotating frame," *Power Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 21, pp. 836-841, 2006.
- [42] I. Etxeberria-Otadui, A. L. de Heredia, H. Gaztanaga, S. Bacha and M. R. Reyer, "A Single Synchronous Frame Hybrid (SSFH) Multifrequency Controller for Power Active Filters," *Industrial Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 53, pp. 1640-1648, 2006.
- [43] M. Rizo, M. Liserre, E. J. Bueno, F. J. Rodriguez and A. Rodriguez, "Distortion-Free Saturators for Power Converters Under Unbalanced Conditions," *Power Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 30, pp. 3364-3375, 2015.
- [44] Z. Ivanovic, M. Vekic, S. Grabic and V. Katic, "Control of multilevel converter driving variable speed wind turbine in case of grid disturbances," in *Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. EPE-PEMC 2006. 12th International*, 2006, pp. 1569-1573.
- [45] Hae-Gwang Jeong, Ui-Min Choi and Kyo-Beum Lee, "Control strategies for wind power systems to meet grid code requirements," in *IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2011, pp. 1250-1255.
- [46] J. A. Suul, A. Luna, P. Rodríguez and T. Undeland, "Virtual-Flux-Based Voltage-Sensor-Less Power Control for Unbalanced Grid Conditions," *Power Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 27, pp. 4071-4087, 2012.
- [47] X. Juankorena, "Conversión de Energía en Generadores Eólicos con MSIP de Gran Potencia," 2014.
- [48] J. A. Suul, "Control of Grid Integrated Voltage Source Converters under Unbalanced Conditions," *Philosophiae Doctor, Department of Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim*, 2012.
- [49] M. Castilla, J. Miret, A. Camacho, J. Matas and L. Garcia de Vicuna, "Voltage Support Control Strategies for Static Synchronous Compensators Under Unbalanced Voltage Sags," *Industrial Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 61, pp. 808-820, 2014.
- [50] P. Rodriguez, A. Luna, J. R. Hermoso, I. Etxeberria-Otadui, R. Teodorescu and F. Blaabjerg, "Current control method for distributed generation power generation plants under grid fault conditions," in *IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2011, pp. 1262-1269.
- [51] P. Rodriguez, G. Medeiros, A. Luna, M. C. Cavalcanti and R. Teodorescu, "Safe current injection strategies for a STATCOM under asymmetrical grid faults," in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE*, 2010, pp. 3929-3935.
- [52] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, A. Borrell and L. Garcia de Vicuna, "Active and Reactive Power Strategies With Peak Current Limitation for Distributed Generation Inverters During Unbalanced Grid Faults," *Industrial Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 62, pp. 1515-1525, 2015.

- [53] R. Ottersten and J. Svensson, "Vector current controlled voltage source converter-deadbeat control and saturation strategies," *Power Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 17, pp. 279-285, 2002.
- [54] F. Carnielutti, C. Rech and H. Pinheiro, "Space Vector Modulation for Cascaded Asymmetrical Multilevel Converters Under Fault Conditions," *Industry Applications, IEEE Transactions On*, vol. 51, pp. 344-352, 2015.
- [55] L. S. Iribarnegaray, *Teoría De Los Fasores Espaciales: Introducción Y Aplicaciones Industriales*. Marcombo, 2001.
- [56] H. Markiewicz and A. Klajn, *Perturbaciones De Tensión. Norma EN 50160. Características De La Tensión Suministrada Por Las Redes Generales De Distribución*. Leonardo Power Quality Initiative, 2004.
- [57] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. IEEE press New York, 2000.
- [58] M. H. Bollen, *Understanding Power Quality Problems*. IEEE press New York, 2000.
- [59] C. L. Fortescue, "Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks," *American Institute of Electrical Engineers, Transactions of The*, vol. 37, pp. 1027-1140, 1918.
- [60] W. V. Lyon, *Applications of the Method of Symmetrical Components*. McGraw-Hill book company, inc., 1937.
- [61] M. Kazmierkowski and M. Dzieniakowski, "Review of current regulation techniques for three-phase PWM inverters," in *Industrial Electronics, Control and Instrumentation, 1994. IECON'94., 20th International Conference On*, 1994, pp. 567-575.
- [62] S. M. Fazeli, H. W. Ping, N. B. Abd Rahim and B. Ooi T., "Individual-phase decoupled P-Q control of three-phase voltage source converter," *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 7, pp. 1219-1228, 2013.
- [63] D. N. Zmood, D. G. Holmes and G. H. Bode, "Frequency-domain analysis of three-phase linear current regulators," *Industry Applications, IEEE Transactions On*, vol. 37, pp. 601-610, 2001.
- [64] S. Fukuda and T. Yoda, "A novel current-tracking method for active filters based on a sinusoidal internal model [for PWM invertors]," *Industry Applications, IEEE Transactions On*, vol. 37, pp. 888-895, 2001.
- [65] W. C. Duesterhoeft, M. W. Schulz and E. Clarke, "Determination of Instantaneous Currents and Voltages by Means of Alpha, Beta, and Zero Components," *American Institute of Electrical Engineers, Transactions of The*, vol. 70, pp. 1248-1255, 1951.
- [66] D. N. Zmood and D. G. Holmes, "Stationary frame current regulation of PWM inverters with zero steady-state error," *Power Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 18, pp. 814-822, 2003.
- [67] J. G. Hwang, P. W. Lehn and M. Winkelkemper, "A Generalized Class of Stationary Frame-Current Controllers for Grid-Connected AC-DC Converters," *Power Delivery, IEEE Transactions On*, vol. 25, pp. 2742-2751, 2010.
- [68] A. V. Timbus, M. Ciobotaru, R. Teodorescu and F. Blaabjerg, "Adaptive resonant controller for grid-connected converters in distributed power generation systems," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2006. APEC '06. Twenty-First Annual IEEE*, 2006, pp. 6 pp.
- [69] Xiaoming Yuan, W. Merk, H. Stemmler and J. Allmeling, "Stationary-frame generalized integrators for current control of active power filters with zero steady-state error for current harmonics of concern under unbalanced and distorted operating conditions," *Industry Applications, IEEE Transactions On*, vol. 38, pp. 523-532, 2002.
- [70] R. H. Park, "Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part I," *American Institute of Electrical Engineers, Transactions of The*, vol. 48, pp. 716-727, 1929.

- [71] A. Junyent-Ferré, O. Gomis-Bellmunt, T. C. Green and D. E. Soto-Sanchez, "Current Control Reference Calculation Issues for the Operation of Renewable Source Grid Interface VSCs Under Unbalanced Voltage Sags," *Power Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 26, pp. 3744-3753, 2011.
- [72] H. Awad, J. Svensson and M. Bollen, "Mitigation of unbalanced voltage dips using static series compensator," *Power Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 19, pp. 837-846, 2004.
- [73] P. Rodriguez, A. Luna, R. S. Munoz-Aguilar, I. Etxeberria-Otadui, R. Teodorescu and F. Blaabjerg, "A stationary reference frame grid synchronization system for three-phase grid-connected power converters under adverse grid conditions," *Power Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 27, pp. 99-112, 2012.
- [74] G. Abad, J. López, M. Rodríguez, L. Marroyo and G. Iwanski, *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation*. Wiley-IEEE Press, 2011.
- [75] D. G. Holmes and T. A. Lipo, *Pulse Width Modulation for Power Converters: Principles and Practice*. John Wiley & Sons, 2003.
- [76] C. Dubilier, "Aluminum electrolytic capacitor application guide," *Accessed 6th Sept*, 2011.
- [77] M. T. Bina and M. D. Eskandari, "Consequence of unbalance supplying condition on a distribution static compensator," in *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*, 2004, pp. 3900-3904 Vol.5.
- [78] G. Abad, M. A. Rodriguez, G. Iwanski and J. Poza, "Direct power control of doubly-fed-induction-generator-based wind turbines under unbalanced grid voltage," *Power Electronics, IEEE Transactions On*, vol. 25, pp. 442-452, 2010.
- [79] A. Leon, J. M. Mauricio, A. Gomez-Exposito and J. A. Solsona, "An Improved Control Strategy for Hybrid Wind Farms," *Sustainable Energy, IEEE Transactions On*, vol. 1, pp. 131-141, 2010.
- [80] Kuang Li, Jinjun Liu, Zhaoan Wang and Biao Wei, "Strategies and Operating Point Optimization of STATCOM Control for Voltage Unbalance Mitigation in Three-Phase Three-Wire Systems," *Power Delivery, IEEE Transactions On*, vol. 22, pp. 413-422, 2007.
- [81] E. Bézout, *Théorie Générale Des Équations Algébriques; Par M. Bézout...* de l'imprimerie de Ph.-D. Pierres, rue S. Jacques, 1779.
- [82] Jefatura del Estado, "Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico," 28 de noviembre, 1997.
- [83] Ministerio de Economía, "Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica." *54/1997, De 27 De Noviembre, Del Sector Eléctrico*, vol. 310, 27 de diciembre de 2000, 1997.
- [84] Ministerio de Industria y Energía, "Procedimiento de Operación P.O.1.4: Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema," 1998.
- [85] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, "Procedimiento de Operación P.O.12.2: Instalaciones Conectadas a la Red de Transporte: Requisitos Mínimos de Diseño, Equipamiento, Funcionamiento y Seguridad y Puesta en Servicio," 2005.
- [86] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, "Procedimiento de Operación P.O.12.3: Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones de producción en régimen especial." 2006.
- [87] Ministerio de Industria y Energía, "Procedimiento de Operación P.O.7.4: Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte," 2000.
- [88] Jefatura del Estado, "Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico," 2013.
- [89] Red Eléctrica de España, "Separata del borrador de P.O.12.2. Restringida a los Requisitos Técnicos de las Instalaciones Eólicas y Fotovoltaicas," 2008.

- [90] Ministerio de Industria y Energía, "Procedimiento de Operación P.O.7.1: Servicio Complementario de Regulación Primaria," 1998.
- [91] Red Eléctrica de España, "Propuesta de Modificación de P.O.12.2. Instalaciones Conectadas a la Red de Transporte y Equipo Generador: Requisitos Mínimos de Diseño, Equipamiento, Funcionamiento, Puesta en Servicio y Seguridad," 2009.
- [92] Red Eléctrica de España, "Propuesta de Modificación de P.O.12.2. (SEIE) Instalaciones Conectadas a la Red de Transporte y Equipo Generador: Requisitos Mínimos de Diseño, Equipamiento, Funcionamiento, Puesta en Servicio y Seguridad," 2009.
- [93] Verband der Netzbetreiber VDN eV beim VDEW, "TransmissionCode 2007. Network and System Rules of the German Transmission System Operators," 2007.
- [94] Tennet TSO GmbH, "Grid Code for High and Extra High Voltage," 2012.
- [95] 50Hertz Transmission GmbH, "Netzanschluss und Netzzugangsregeln. Technisch-organisatorische Mindestanforderungen." 2008.
- [96] ENTSO-E, "Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators," 2013.
- [97] Red Eléctrica de España, "Procedimientos de Verificación, Validación y Certificación de los Requisitos del P.O.12.3 sobre la Respuesta de las Instalaciones Eólicas y Fotovoltaicas ante Huecos de Tensión. Versión 9," 2011.
- [98] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari and S. Kouro, *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*. John Wiley & Sons, 2011.