

SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE TURBINAS EÓLICAS BASADAS EN DFIG ANTE HUECOS DE TENSION

Memoria que, para optar al grado de Doctor
Ingeniero Industrial, presenta

Iker Esandi Uriz

Realizada bajo la dirección de

Jesús López Taberna



**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

Pamplona, 2014

Agradecimientos

Con estas líneas deseo expresar mi agradecimiento a todos aquellos que han hecho posible la realización de esta tesis, tanto técnica como económicamente.

A mi director de tesis, Jesús López por confiar en mi desde el principio, por su apoyo y por su paciencia.

A todos los que alguna vez han pertenecido al grupo Ingeper, por crear un ambiente de trabajo tan agradable y por ayudarme a solucionar tantas y tantas dudas.

A Ingeteam por confiar en la Universidad Pública de Navarra, y en mi particularmente; y por darme la oportunidad de entrar a formar parte de su plantilla.

A mis compañeros de “huecos”, sea cual sea su procedencia, por hacer más soportables las interminables campañas de huecos.

A mi familia, particularmente a mis padres, por confiar en la educación pública para educar a sus hijos. Y especialmente a Ainara, por estar todo el día preguntando ¿cómo lo llevas?, sin ella no habría sido capaz de terminar esta tesis.

Índice

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Introducción y objetivos | 9 |
| 1.1 | Introducción..... | 9 |
| 1.2 | Objetivos de la presente tesis..... | 14 |
| 2 | Comportamiento de la topología DFIG ante huecos de tensión | 17 |
| 2.1 | Introducción..... | 17 |
| 2.2 | Modelización y control vectorial..... | 19 |
| 2.2.1 | Modelización del generador DFIG..... | 19 |
| 2.2.2 | Control del convertidor del lado del rotor | 21 |
| 2.2.3 | Control del convertidor del lado de red | 30 |
| 2.3 | Problemática de los huecos de tensión | 33 |
| 2.3.1 | Introducción a los huecos de tensión..... | 33 |
| 2.3.2 | Huecos trifásicos | 34 |
| 2.3.3 | Huecos asimétricos | 35 |
| 2.4 | Respuesta de la DFIG ante huecos de tensión..... | 37 |
| 2.4.1 | Introducción..... | 37 |
| 2.4.2 | Huecos trifásicos | 38 |
| 2.4.3 | Huecos asimétricos | 48 |
| 2.5 | Inyección de corriente reactiva..... | 55 |
| 2.5.1 | Códigos de red..... | 55 |
| 2.5.2 | Huecos tipo..... | 59 |
| 3 | Crowbar tradicional..... | 63 |
| 3.1 | Introducción..... | 63 |
| 3.2 | Sistema de protección tipo crowbar..... | 63 |
| 3.2.1 | Elección del valor de la resistencia del crowbar..... | 66 |
| 3.3 | Comportamiento del crowbar activo frente a huecos de tensión..... | 71 |
| 3.3.1 | Funcionamiento ante huecos trifásicos..... | 71 |
| 3.3.2 | Funcionamiento ante huecos asimétricos | 74 |
| 3.4 | Conclusiones..... | 77 |
| 4 | Optimización del crowbar | 79 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 4.1 | Introducción..... | 79 |
| 4.2 | Corrientes desmagnetizantes | 80 |
| 4.2.1 | Cálculo del flujo | 81 |
| 4.2.2 | Implementación práctica..... | 84 |
| 4.3 | Crowbar y Corrientes desmagnetizantes | 85 |
| 4.3.1 | Comportamiento ante huecos trifásicos..... | 86 |
| 4.3.2 | Comportamiento ante huecos asimétricos | 89 |
| 4.4 | Crowbar y chopper | 91 |
| 4.4.1 | Introducción..... | 91 |
| 4.4.2 | Inserción de un chopper en el bus DC..... | 91 |
| 4.4.3 | Comportamiento del sistema ante huecos de tensión | 94 |
| 4.4.4 | Desconexión del crowbar | 97 |
| 4.5 | Crowbarless: Utilización del chopper como crowbar..... | 104 |
| 4.5.1 | Comportamiento del sistema ante hueco de tensión..... | 107 |
| 4.6 | Resultados experimentales | 112 |
| 4.6.1 | Descripción del sistema físico | 113 |
| 4.6.2 | Huecos trifásicos | 114 |
| 4.7 | Conclusiones..... | 117 |
| 5 | Crowbar On-line..... | 119 |
| 5.1 | Introducción..... | 119 |
| 5.2 | Inversor funcionando mientras el crowbar está conectado..... | 120 |
| 5.3 | Control de la corriente rotórica..... | 121 |
| 5.4 | Control de la corriente del convertidor..... | 122 |
| 5.4.1 | Control con feed-forward de la tensión del crowbar | 122 |
| 5.4.2 | Control de la corriente del convertidor teniendo en cuenta el sistema completo. | 126 |
| 5.5 | Cálculo de las consignas de corriente del convertidor rotórico..... | 130 |
| 5.6 | Dimensionamiento de la inductancia de desacoplo y de la resistencia del crowbar. | 133 |
| 5.7 | Comportamiento ante huecos de tensión | 136 |
| 5.7.1 | Comportamiento ante huecos simétricos..... | 136 |
| 5.7.2 | Comportamiento ante huecos asimétricos | 138 |
| 5.7.3 | Desconexión del crowbar | 141 |

| | | |
|-----------|---|------------|
| 5.8 | Resultados experimentales | 142 |
| 5.8.1 | Descripción del sistema físico | 142 |
| 5.8.2 | Huecos trifásicos | 144 |
| 5.8.3 | Huecos bifásicos | 148 |
| 5.9 | Conclusiones..... | 152 |
| 6 | Crowbar serie | 153 |
| 6.1 | Introducción..... | 153 |
| 6.2 | Crowbar serie resistivo | 155 |
| 6.3 | Crowbar serie y corrientes desmagnetizantes..... | 159 |
| 6.3.1 | Elección del valor de la resistencia del crowbar serie | 161 |
| 6.3.2 | Comportamiento del crowbar serie frente a huecos de tensión | 163 |
| 6.4 | Reducción de la tensión del bus DC..... | 169 |
| 6.5 | Crowbar serie: técnica de control alternativa. | 171 |
| 6.5.1 | Elección del valor de la resistencia del crowbar serie | 175 |
| 6.5.2 | Comportamiento del crowbar serie y la nueva técnica de control ante huecos de tensión..... | 177 |
| 6.6 | Resultados experimentales | 183 |
| 6.6.1 | Descripción del banco de ensayos | 183 |
| 6.6.2 | Huecos trifásicos totales | 184 |
| 6.7 | Conclusiones..... | 189 |
| 7 | Huecos totales de tensión | 191 |
| 7.1 | Introducción..... | 191 |
| 7.2 | Control de tensión del bus desde el convertidor del lado del rotor | 193 |
| 7.3 | Control de tensión del bus desde el convertidor del lado del rotor sin necesidad de estimar el flujo del estátor..... | 195 |
| 7.4 | Conclusiones..... | 199 |
| 8 | Conclusiones y líneas futuras | 201 |
| 8.1 | Conclusiones..... | 201 |
| 8.2 | Aportaciones..... | 210 |
| 8.3 | Líneas futuras | 211 |
| 9 | Bibliografía..... | 213 |
| 10 | Terminología..... | 217 |
| | Anexo A: Ejemplo de lazo de control industrial. | 219 |

| | |
|---|------------|
| A.1 Esquema de control | 219 |
| Anexo B: Turbinas industriales | 221 |
| B.1 Turbina industrial 1 | 221 |
| B.2 Turbina Industrial 2 | 222 |
| Anexo C: Sistema experimental de laboratorio | 223 |
| C.1 Sistema experimental..... | 223 |
| Anexo D: Evolución del flujo libre con crowbar serie..... | 225 |
| D.1 Explicación de la evolución del flujo libre con técnicas de control alternativas a corrientes desmagnetizantes | 225 |
| D.2 Cortocircuito del rotor | 226 |
| D.3 Técnica de cuadratura negativa | 228 |
| D.4 Técnica de cuadratura positiva | 229 |

1

Introducción y objetivos

1.1 Introducción

Ya desde tiempos tempranos, el viento ha sido fuente de energía motriz para la humanidad. Así, ha sido utilizado para impulsar barcos o para mover las aspas de los molinos.

Con el descubrimiento de la electricidad y los generadores eléctricos surgió una nueva posibilidad para el viento: generar energía eléctrica. Así comenzaron a diseñarse los primeros aerogeneradores eléctricos capaces de generar electricidad a partir del movimiento de las aspas de los molinos movidas por el viento. Desde que Charles F. Brush desarrollara el primer aerogenerador para la generación de electricidad allá por 1887, la tecnología existente se ha desarrollado de una forma espectacular. En la actualidad la industria eólica presenta una madurez tal que no es extraño encontrar aerogeneradores de varios MW de potencia.

La sociedad demanda una gran cantidad de energía eléctrica. Esta electricidad se obtenía hasta hace relativamente poco tiempo casi exclusivamente de la quema de combustibles fósiles en centrales térmicas, en centrales hidroeléctricas o bien mediante reacciones de fisión nuclear en centrales nucleares.

Estas fuentes de energía tienen un impacto medioambiental enorme: En las centrales térmicas se emite gran cantidad de CO₂, principal gas responsable del Calentamiento Global, en las centrales nucleares se crean residuos radioactivos muy difíciles de controlar y manejar. Por ende, es necesario buscar un compromiso global para tratar de reducir, si no eliminar, este tipo de fuentes de energía que tantos problemas causan, y sustituirlas por fuentes de energía más limpias y duraderas como son las energías renovables.

En la actualidad, la energía eólica es la que mayor peso aporta de todas las energías renovables, siendo la única que está proporcionando una relativa credibilidad a un supuesto modelo energético basado en las energías renovables.

En España se ha producido un desarrollo espectacular de la energía eólica, llegando en 2013 a cubrir el 21.2% de la demanda eléctrica (datos R.E.E.).

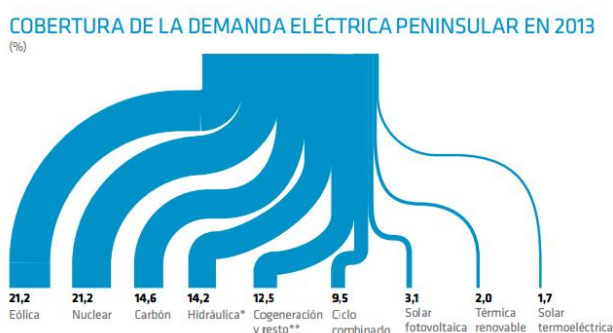


Figura 1.1 Mix energético español en 2013. Fuente: REE

Este desarrollo, sin embargo, se está viendo decelerado por los problemas derivados del incremento de la penetración de la energía eólica en la red eléctrica. Hasta hace poco, cuando la potencia eólica instalada era prácticamente despreciable, su influencia sobre la red no era problemática.

A medida que la penetración de energía eólica aumentaba comenzaron a aparecer problemas de integración entre la red eléctrica y los parques eólicos. El incidente del 26 de enero de 2007, por ejemplo, en el que un hueco bifásico en la línea de Olmedilla-Romica provocó la desconexión de 800 MW eólicos [REE 07], refleja la sensibilidad de los aerogeneradores frente a perturbaciones en la red eléctrica.

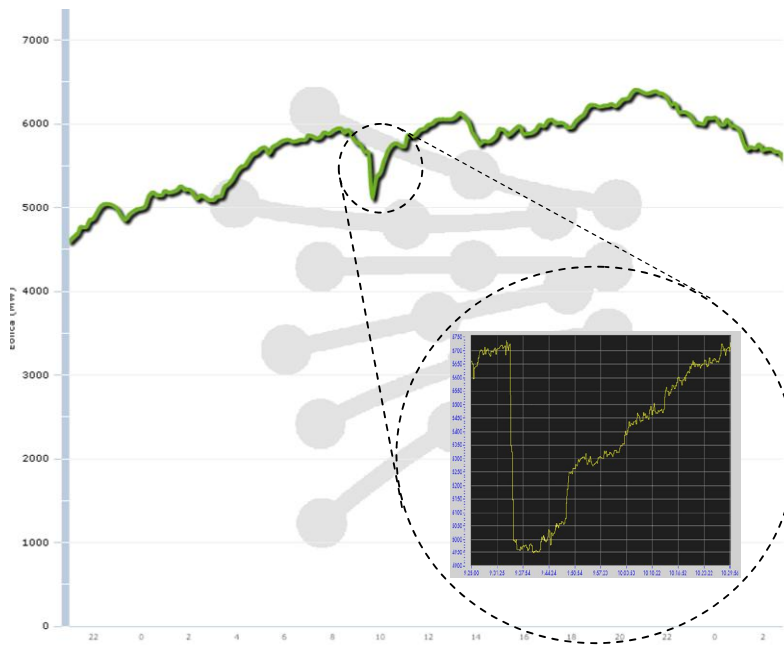


Figura 1.2 Perdida de generación eólica debido a un hueco bifásico en Olmedilla-Romica.

Como se aprecia en la Figura 1.3 desde que este incidente ocurriera, la potencia eólica mundial instalada prácticamente se ha triplicado. La penetración de la energía eólica en la red, junto con posibles problemas como el comentado, han hecho que sea necesario exigir a los sistemas de generación eólica estrategias de control que no impliquen la desconexión de los aerogeneradores de la red cuando se detecta una anomalía en la misma.

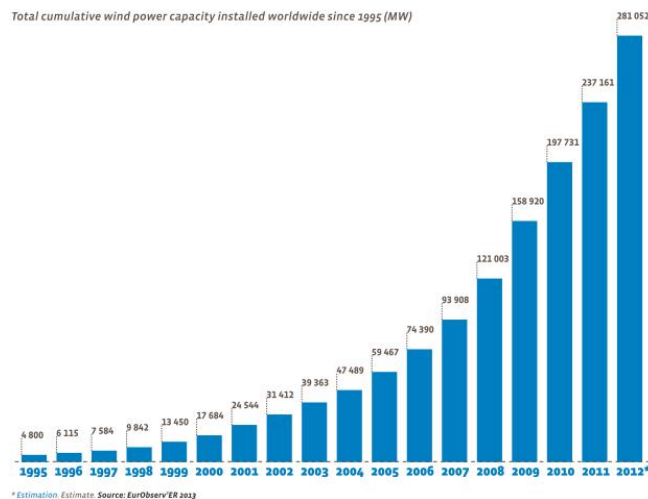


Figura 1.3 Potencia eólica mundial. Fuente: EurObserv'ER

Uno de los mayores problemas a los que deben hacer frente los aerogeneradores desde el punto de vista de la estabilidad de la red eléctrica, son las fluctuaciones en la tensión de red, especialmente los huecos de tensión como el que se muestra en la Figura 1.2. Además, una de las topologías más utilizadas sobre la que se centra esta tesis, la DFIG (de sus siglas en inglés, *Doubly Fed Induction Generator*), es especialmente sensible a este tipo de perturbaciones.

A diferencia de la otra gran topología de conversión (topología *full-converter*) donde el generador se encuentra totalmente desacoplado de la red mediante un convertidor *back to back*, en la topología DFIG el estátor del generador se encuentra conectado directamente a la red, por lo que los transitorios en la red, especialmente los huecos de tensión, hacen a esta topología especialmente vulnerable. La sensibilidad de esta máquina supone una amenaza para su liderazgo entre los aerogeneradores de gran potencia, hasta el punto de que la capacidad que tenga para adaptarse a los cada vez más exigentes códigos de red supondrá su supervivencia.

En caso de un hueco de tensión, se produce un transitorio en la máquina que hace que aparezca una elevada corriente en el rotor de la máquina. En estos casos, los aerogeneradores trataban de protegerse de la perturbación sin importar lo que le sucediera a la red.

La sobrecorriente que aparece en el rotor en caso de un hueco puede hacer que el convertidor rotórico llegue a destruirse. Para evitar este tipo de situaciones, los fabricantes optaron por cortocircuitar el convertidor por medio del denominado crowbar. Este dispositivo, en sus orígenes de tipo pasivo, protege eficazmente el convertidor del rotor, provocando un elevado pico de corriente en el estátor de la máquina que hace que salte la protección del estátor por sobreintensidad, provocando una situación de emergencia y quedando el aerogenerador desconectado de la red.

Este tipo de actuaciones, lejos de solucionar el problema, tienden a acentuarlo, pues se pierde una parte de la producción eléctrica del momento. En redes eléctricas donde la generación eólica no tiene un peso específico relevante, la desconexión del aerogenerador de la red no supone ningún problema para la red.

Con el incremento de la potencia eólica instalada en muchos países, se comenzó a tomar conciencia del problema que puede suponer a la red eléctrica este tipo de actuaciones. Es por ello que en estos países, se comenzó a regular el comportamiento de los aerogeneradores frente a perturbaciones en la red. Así, los operadores de red crearon los primeros códigos de red en los que se obligaba a los aerogeneradores a permanecer conectados a la red durante los huecos de tensión. En ellos se establece una serie de

huecos que el aerogenerador debe ser capaz de soportar. Estas normativas hacen que soluciones como el crowbar pasivo no tengan cabida.

Ante esta situación los fabricantes diseñaron variantes del crowbar pasivo que evitaban la desconexión del aerogenerador. Sin embargo, este tipo de soluciones hacen que durante el hueco de tensión, el aerogenerador consuma potencia reactiva de la red. Este consumo provoca que la tensión en bornes del aerogenerador descienda aún más, por lo que no favorecen la desaparición de la falta, sino que tienden a empeorarla.

En la actualidad, la potencia eólica instalada en países como Alemania o España (Figura 1.4), hace necesario regular aún más el comportamiento de los aerogeneradores ante huecos de tensión.

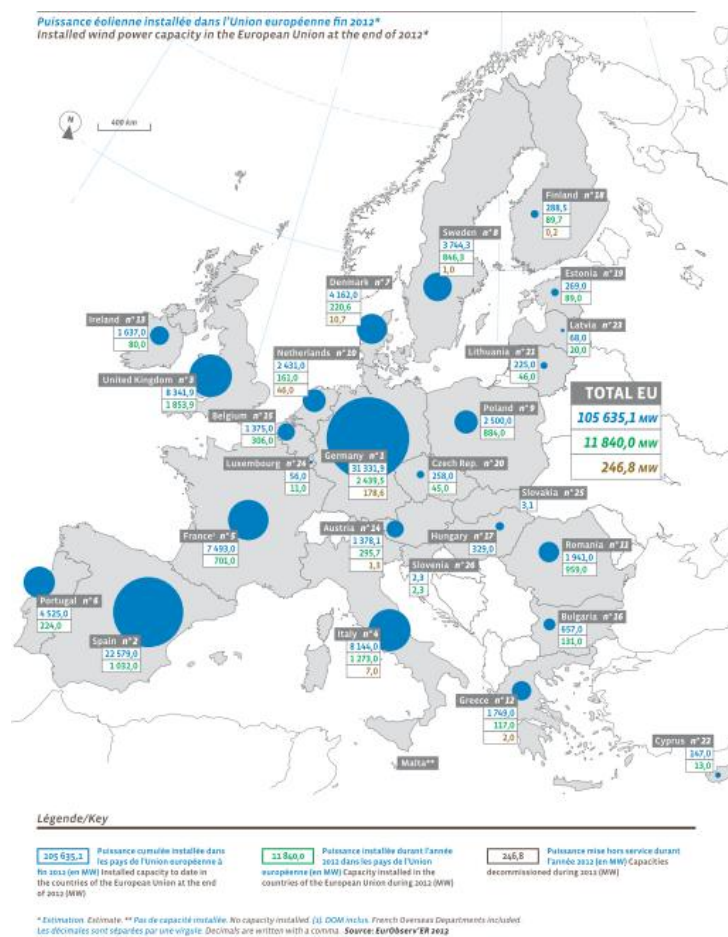


Figura 1.4 Potencia eólica en Europa en 2013. Fuente: EurObserv'ER

En este nuevo contexto, surgen normativas como las alemanas E.ON 2006 [EON06] y SDL&BDEW [SDL08], o la española P.O.12.3 [REE06] y la futura P.O.

12.2 [REE09]. Estas normativas limitan los consumos de potencia reactiva, y exigen que se empiece a inyectar corriente reactiva en muy cortos espacios de tiempo.

La aparición de este tipo de normativas, que exigen tiempos de inyección cada vez más breves, supone un reto enorme para fabricantes e investigadores. Las nuevas turbinas que se instalen en estos países deberán ser capaces de protegerse ante huecos de tensión y a la vez ser capaces de inyectar corriente reactiva a la red para ayudar en su recuperación.

1.2 Objetivos de la presente tesis

Durante mucho tiempo, los huecos de tensión han supuesto un enorme quebradero de cabeza para muchos trabajadores de este sector. Era sabido que durante los huecos de tensión aparecía un elevado valor de corriente en el rotor que podía dañar el equipo, pero las causas de este comportamiento no estaban del todo claras y los estudios teóricos no aportaban demasiada luz al respecto. Sin embargo en los últimos años, se han sucedido las investigaciones que trataban esta problemática. Destacan por su calidad, trabajos como [LOP08], donde se realiza un profundo análisis del comportamiento de una turbina eólica con Generador Asíncrono Doblemente Alimentado ante huecos de tensión.

La presente tesis se basa en la teoría postulada en este trabajo para tratar de encontrar soluciones que permitan a los aerogeneradores basados en DFIG combinar la función de protección y la de soporte de la red en caso de huecos de tensión.

En la literatura aparecen numerosos estudios que abordan la problemática de los huecos de tensión en topología doblemente alimentada, donde se abordan teóricamente los efectos de los huecos de tensión, así como soluciones que permitan proteger a los equipos y dar soporte a la red eléctrica.

De esta forma se pueden encontrar tanto soluciones a nivel de parque como soluciones a nivel de turbina. Dentro de las soluciones a nivel de parque destacan soluciones tipo STATCOM como el presentado en [GAM05] o en [WEI09], o soluciones tipo DVR (*Dinamic Voltage Restorer*) como las descritas en [LEO11], que no son más que enormes convertidores de potencia, que por su elevado coste no son empleados más que en ocasiones excepcionales.

A nivel de turbina se han propuesto costosos DVRs a la salida de la turbina ([ABD10], [WES11]). Se han podido encontrado en la literatura, variantes topológicas

del convertidor como la descrita en [FLA08] donde se propone incluir un convertidor en la estrella del estator, lo que permite a la máquina aguantar sin problemas los huecos de tensión. Esta solución resulta inviable ya el nuevo convertidor debe estar dimensionado para una potencia cercana a la nominal. También se han encontrado complicadas soluciones basadas en superconductores aplicados a limitadores de corriente [WEN12].

Sin embargo, las soluciones más populares pasan por sistemas más simples que puedan formar parte del convertidor *back to back* de la turbina. Dentro de este tipo de sistemas, abundan los estudios de estructuras de protección similares al crowbar, tales como las descritas en [GAM03] o [ABB04], o como el Smart[®] Crowbar de Ingeteam [ING05], que evita que el aerogenerador se desconecte de la red, protegiendo eficazmente el equipo.

De forma adicional, se han encontrado en la literatura sistemas de protección alternativos basados en la colocación de impedancias adicionales en el rotor [YAN10] o bien basados en la colocación de un chopper en el bus DC [ERL07].

El objetivo de la presente tesis es buscar alternativas al crowbar tradicional que permitan proteger al convertidor de la turbina sin que ésta se desconecte de la red eléctrica e inyectar corriente reactiva lo más rápido posible. Se tratará de buscar soluciones tanto a nivel hardware, a nivel software como soluciones combinación de ambas.

A continuación se describirá brevemente el contenido de los capítulos desarrollados en esta tesis:

En el capítulo 2 de la tesis se describe el comportamiento de la topología DFIG ante huecos de tensión. En él se describe la modelización del generador y su control, así como la respuesta ante diferentes tipos de huecos de tensión, presentándose los efectos de los mismos sobre el convertidor de rotor debido a transitorios en el flujo magnético del estátor.

En el capítulo 3 se presenta el crowbar tradicional y se describe su funcionamiento ante huecos de tensión, presentándose sus ventajas a la hora de proteger el convertidor y sus limitaciones a la hora de cumplir con los requerimientos de inyección de reactiva de los últimos códigos de red.

En el capítulo 4 se propone un sistema para la optimización del crowbar apoyado en la técnica de corrientes desmagnetizantes y en la inclusión de un chopper en el bus DC. Se ha propuesto un sistema basado sólo en chopper denominado *crowbarless*.

En el capítulo 5 se ha desarrollado un sistema de protección basado en el crowbar denominado crowbar on-line, caracterizado por un funcionamiento simultáneo de crowbar y convertidor.

El capítulo 6 describe un último sistema de protección denominado crowbar serie estático.

Por último, en el capítulo 7 se propone un método para poder operar el convertidor durante huecos totales de tensión inyectando corriente a la red.

2

Comportamiento de la topología DFIG ante huecos de tensión

2.1 Introducción

La madurez de tecnología actual ha permitido que la casi totalidad de los aerogeneradores de gran potencia instalados funcionen a velocidad variable. Tradicionalmente, la topología preferida para la obtención de velocidad variable ha sido la basada en la máquina asíncrona doblemente alimentada (DFIG). Esta configuración está basada en la máquina de inducción de rotor bobinado, al que se puede acceder desde el exterior, de forma que el rotor y el estátor se pueden alimentar de forma independiente, lográndose una gran versatilidad.

Cuando esta máquina se utiliza en aerogeneradores, el estátor de la máquina se conecta directamente a la red, mientras que el rotor se conecta a un convertidor *back to back*. El convertidor del lado del rotor genera las corrientes necesarias para que el estátor de la máquina genere las potencias activa y reactiva requeridas por el control del aerogenerador, mientras que el convertidor de red se encarga de controlar la tensión de bus. Esta topología se muestra en la siguiente figura (más detalle en Anexo B: Turbinas industriales).

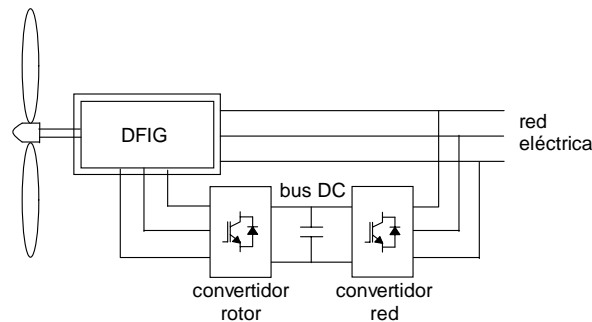


Figura 2.1 Topología de conversión de un aerogenerador basado en DFIG.

En esta máquina, al estar el estátor de la máquina directamente conectado a la red, la tensión de red crea un flujo en el estátor que gira a velocidad de sincronismo. Por su parte, las corrientes del rotor son calculadas para generar un segundo campo magnético que también gire a la velocidad de sincronismo respecto del estátor. La interacción entre ambos campos magnéticos genera un par en el rotor de la máquina, y en consecuencia una transferencia de potencia.

La principal ventaja de esta estructura de conversión es que por el rotor de la máquina sólo circula una fracción de la potencia de la máquina, proporcional al deslizamiento de la máquina. Dado que en aplicaciones eólicas de velocidad variable la velocidad de giro de la máquina se limita a un pequeño rango en torno a la velocidad de sincronismo, la potencia que circula por el rotor será una parte de la potencia nominal de la máquina (se demostrará más adelante). De esta forma, las pérdidas en el convertidor son menores que el caso de una topología *full-converter*, así como los armónicos que se inyectan en la red.

El reducido coste de este sistema ha propiciado que en los años de mayor crecimiento de la energía eólica la mayoría de fabricantes de aerogeneradores incorporaran este generador en sus turbinas.

Hay que destacar que los aerogeneradores basados en DFIG son especialmente sensibles a las perturbaciones en la tensión de red, principalmente a los huecos de tensión. Las perturbaciones de red pueden hacer que el convertidor de la máquina sufra daños, pudiendo incluso llegar a destruirlo, lo que hace que sea conveniente instalar elementos de protección para evitar que esto ocurra. Inicialmente, para evitar daños se cortocircuitaba el rotor, de forma que el convertidor se desconectaba y quedaba así protegido. Con esta estrategia los aerogeneradores generalmente se desconectaban de la red, con lo que no contribuían a solucionar el problema causado por los huecos de tensión, sino que tendían a incrementarlo. Posteriormente y debido a las exigencias de

los códigos de red en este aspecto, han ido surgiendo sistemas de protección que tratan de solucionar este problema.

2.2 Modelización y control vectorial

En este apartado se va a tratar de definir las ecuaciones que rigen el comportamiento del generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), y de definir las estructuras de control de los convertidores empleados para operar el generador.

2.2.1 Modelización del generador DFIG

A diferencia de una máquina asíncrona, donde el rotor se encuentra cortocircuitado, el campo magnético del rotor en la máquina asíncrona doblemente alimentada ya no es inducido por el estátor. El campo magnético del rotor se puede controlar tanto en magnitud como en fase por medio del convertidor del lado del rotor, por lo que puede tener velocidad relativa respecto del rotor. Con esta configuración el estátor puede funcionar a frecuencia fija (directamente conectado a la red) y a su vez se puede disponer de velocidad variable en el rotor.

En la siguiente figura se muestra de forma esquemática una máquina asíncrona de rotor bobinado. En el caso de un generador DFIG, los terminales del rotor se encuentran conectados al convertidor rotórico.

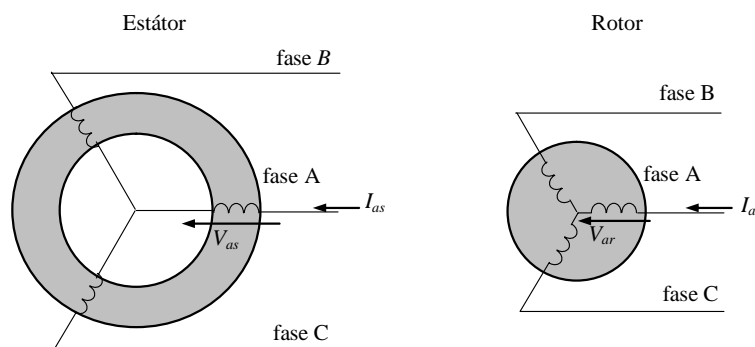


Figura 2.2 Representación esquemática de una MAS de rotor bobinado.

Observando la Figura 2.2, se plantean las ecuaciones de tensión de una fase del estátor y del rotor:

$$(2.1) \quad \begin{aligned} v_{as} &= R_s i_{as} + \frac{d\psi_{as}}{dt} \\ v_{ar} &= R_r i_{ar} + \frac{d\psi_{ar}}{dt} \end{aligned}$$

Para tratar de analizar el funcionamiento del generador representado en la figura anterior, se va a presentar el modelo de Park de la máquina asíncrona. Este modelo permite diseñar los lazos de corriente necesarios para regular la potencia activa y reactiva entregada a la red por el aerogenerador.

El modelo de Park se basa en la sustitución de las tres fases de la máquina por dos fases equivalentes, que se sitúan sobre unos ejes que pueden ser estáticos o giratorios, tal y como muestra la Figura 2.3.

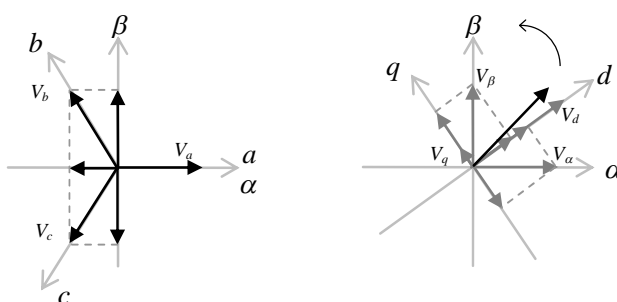


Figura 2.3 Principio de la transformación de Clarke/Park.

Si la velocidad de giro de los ejes es nula, es decir, la referencia es estática, la transformación se denomina transformación de Clarke y los ejes resultantes α y β . Por el contrario, si los ejes que se utilizan giran a una velocidad determinada, la transformación se denomina transformación de Park y los ejes son los denominados eje directo y eje de cuadratura (d y q). La transformación de Park permite representar cualquier variable del sistema trifásico en forma vectorial donde la variable en cuestión (x) es la suma de la componente d y la componente q de acuerdo a la expresión:

$$(2.2) \quad \bar{x} = x_d + jx_q$$

Todos los parámetros y variables se referirán al estátor. Además, se pasarán las variables a un mismo sistema de referencia giratorio a la velocidad de sincronismo mediante la transformación de Park. También se supondrá que la máquina no presenta saturación magnética y se utilizará convenio motor (corrientes entrantes).

De esta forma se pueden reescribir las tensiones de estátor y rotor expresadas en (2.1) utilizando notación vectorial:

$$(2.3) \quad \begin{aligned} \vec{v}_s &= R_s \cdot \vec{i}_s + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s + j\omega_s \vec{\psi}_s \\ \vec{v}_r &= R_r \cdot \vec{i}_r + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_r + j\omega_r \vec{\psi}_r \end{aligned}$$

Por otra parte, los flujos de la máquina pueden formularse como:

$$(2.4) \quad \begin{aligned} \vec{\psi}_s &= L_s \vec{i}_s + L_m \vec{i}_r \\ \vec{\psi}_r &= L_r \vec{i}_r + L_m \vec{i}_s \end{aligned}$$

Las ecuaciones (2.1) y (2.3) pueden representarse en un circuito eléctrico equivalente, válido para representar el régimen estático y dinámico. Este circuito se muestra en la siguiente figura.

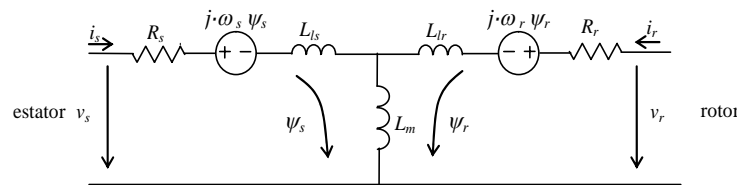


Figura 2.4 Circuito equivalente de la máquina asíncrona en referencia síncrona

Debido a que los ejes de referencia giran respecto a las fases reales de la máquina aparecen unas fuentes de tensión en el circuito equivalente de la máquina, fuentes que son proporcionales a la velocidad de los ejes respecto a los bobinados de las fases. Estas tensiones generalmente se denominan términos cruzados.

Teniendo en cuenta la ecuación (2.3), puede observarse cómo al estar el estátor de la máquina conectado directamente a la red eléctrica, el flujo del estátor viene impuesto por la tensión de red (despreciando el efecto la resistencia del estátor). Esto es especialmente importante porque hace que este flujo sea “independiente” de las corrientes de la máquina y de la tensión que se imponga en el rotor.

2.2.2 Control del convertidor del lado del rotor

El principio de funcionamiento de la topología DFIG en un aerogenerador consiste en regular las corrientes del rotor mediante el convertidor rotórico. Así, al estar el flujo del estátor fijado por la tensión de la red eléctrica, se consigue controlar de forma indirecta las corrientes del estátor y, por tanto, la transferencia tanto de potencia activa como de potencia reactiva del estátor a la red. El control vectorial de una DFIG consiste en la regulación de las corrientes del rotor de la máquina en los ejes *d* y *q*

síncronos, de forma que controlando las componentes d y q de la corriente del rotor pueden controlarse las potencias activa y reactiva de la máquina.

Lazo de potencia

Si se opta por orientar el eje de cuadratura del marco de referencia síncrono con la tensión del estátor, pueden simplificarse en gran medida las ecuaciones que definen el comportamiento dinámico de la máquina. En este caso, y despreciando el efecto de la resistencia del estátor, se tiene que la tensión es:

$$(2.5) \quad \begin{aligned} v_{sd} &= 0 \\ v_{sq} &= V_{red} \approx \omega_s \psi_{sd} \end{aligned}$$

De la misma forma, la expresión que define el flujo en función de las corrientes de la máquina queda:

$$(2.6) \quad \begin{aligned} i_{sd} L_s + i_{rd} L_m &= \psi_{sd} \\ i_{sq} L_s + i_{rq} L_m &= 0 \end{aligned}$$

A partir de la ecuación anterior pueden expresarse las corrientes del estátor en función de las corrientes del rotor:

$$(2.7) \quad \begin{aligned} i_{sd} &= \frac{\psi_{sd}}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} \cdot i_{rd} \\ i_{sq} &= -\frac{L_m}{L_s} \cdot i_{rq} \end{aligned}$$

Si se multiplican las corrientes anteriores por las tensiones calculadas en (2.5) se obtiene la potencia activa y reactiva del estátor:

$$(2.8) \quad \begin{aligned} P_s &= v_{sq} \cdot i_{sq} = -V_{red} \frac{L_m}{L_s} \cdot i_{rq} \\ Q_s &= v_{sq} \cdot i_{sd} = V_{red} \frac{\psi_{sd}}{L_s} - V_{red} \frac{L_m}{L_s} \cdot i_{rd} = \frac{V_{red}^2}{\omega_s L_s} - V_{red} \frac{L_m}{L_s} \cdot i_{rd} \end{aligned}$$

Como puede comprobarse, la potencia activa depende únicamente de i_{rq} , mientras que la potencia reactiva sólo depende de i_{rd} . A partir de la ecuación anterior pueden calcularse las corrientes que deben introducirse en el rotor (referidas al estátor) para obtener las potencias P_s y Q_s deseadas. Es decir:

$$(2.9) \quad \begin{aligned} i_{rq} &= -\frac{L_s}{L_m} \frac{P_s}{V_{red}} \\ i_{rd} &= \left(\frac{V_{red}^2}{\omega_s L_s} - Q_s \right) / \left(V_{red} \frac{L_m}{L_s} \right) \end{aligned}$$

La relación anterior entre corrientes del rotor y potencias no es exacta. En ella se ha despreciado el efecto de las resistencias del estátor. Esto implica que las potencias activa y reactiva reales sean ligeramente diferentes a las potencias de referencia. Este error, junto con posibles desviaciones en la estimación de los diferentes parámetros de la máquina, suele ser solucionado con la inclusión de dos lazos de potencia. Un lazo para controlar la potencia activa y otro para la potencia reactiva. En la siguiente figura se muestra el esquema completo incluyendo estos dos lazos de control.

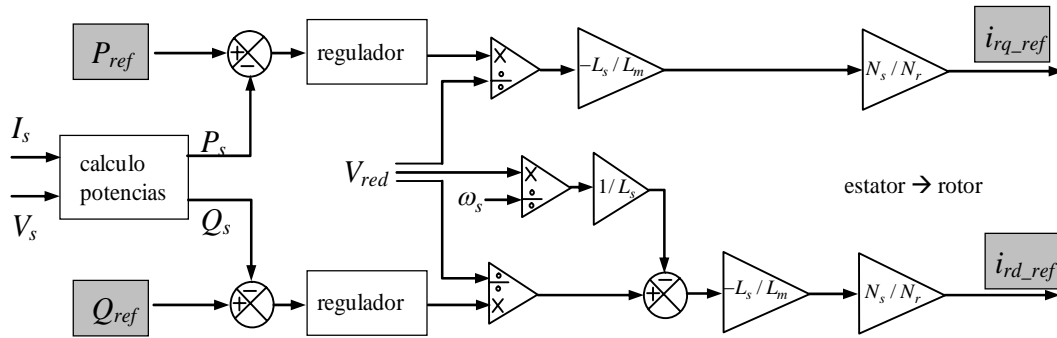


Figura 2.5 Esquema del control vectorial incluyendo lazos de potencia

Para el estudio que se va a realizar en esta tesis y dado que se conocen correctamente los parámetros de la máquina, en la mayoría de casos se utilizarán directamente las expresiones (2.9), sin tener en cuenta los lazos de potencia.

A partir de la expresión (2.4), puede representarse el flujo del rotor en función del flujo del estátor:

$$(2.10) \quad \vec{\psi}_r = \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) \cdot \vec{i}_r + \frac{L_m}{L_s} \vec{\psi}_s$$

El término $(L_r - L_m^2 / L_s)$ es denominado inductancia transitoria del rotor y es la inductancia equivalente de la suma de L_{lr} y el paralelo de L_m y L_s :

$$(2.11) \quad \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) = L_{lr} + L_m // L_s = \sigma L_r$$

De acuerdo a la orientación de los ejes descrita, la ecuación (2.10) puede descomponerse en:

$$(2.12) \quad \begin{aligned} \psi_{rd} &= \sigma L_r i_{rd} + \frac{L_m}{L_s} \psi_{sd} \\ \psi_{rq} &= \sigma L_r i_{rq} \end{aligned}$$

Suponiendo régimen permanente y despreciando el efecto de la resistencia del rotor, la tensión de rotor puede expresarse de acuerdo a (2.12) como:

$$(2.13) \quad \begin{aligned} v_{rd} &= -\omega_r \sigma L_r i_{rq} \\ v_{rq} &= \omega_r \frac{L_m}{L_s} \psi_{sd} + \omega_r \sigma L_r i_{rd} \end{aligned}$$

Una vez analizada la tensión de rotor en régimen permanente, puede calcularse la potencia del rotor como:

$$(2.14) \quad P_r = v_{rd} i_{rd} + v_{rq} i_{rq} = \omega_r \frac{L_m}{L_s} \psi_{sd} i_{rq}$$

Si se compara la ecuación anterior con la parte superior de (2.8) teniendo en cuenta que el flujo de estátor viene impuesto por la tensión de red, se extrae la relación entre potencia de rotor, potencia de estátor y potencia total en régimen permanente:

$$(2.15) \quad P_r = -s \cdot P_s = -\frac{s}{1-s} P_{mec}$$

De acuerdo a la expresión anterior, se observa cómo la potencia del rotor es una fracción de la potencia total de la turbina. Así, para un deslizamiento máximo hipsíncrono del 25%, la potencia del rotor será el 20% de la potencia de la turbina. Tal y como se comentó anteriormente, esta es la principal ventaja de la topología DFIG frente a la topología *full-converter*, en la que el convertidor debe estar dimensionado para el 100% de la potencia de la turbina.

Observando la ecuación (2.15), se aprecia cómo cuando la máquina funciona como generador a velocidades subsíncronas ($s > 0$), la potencia del rotor tendrá signo contrario a la del estátor y a la mecánica, lo que significa que el rotor absorberá energía del convertidor. Por el contrario, cuando la máquina funciona a velocidades hipsíncronas ($s < 0$) la potencia mecánica se repartirá por el rotor y por el estátor antes de ser entregada a la red. Estas dos situaciones se ilustran en la Figura 2.6.

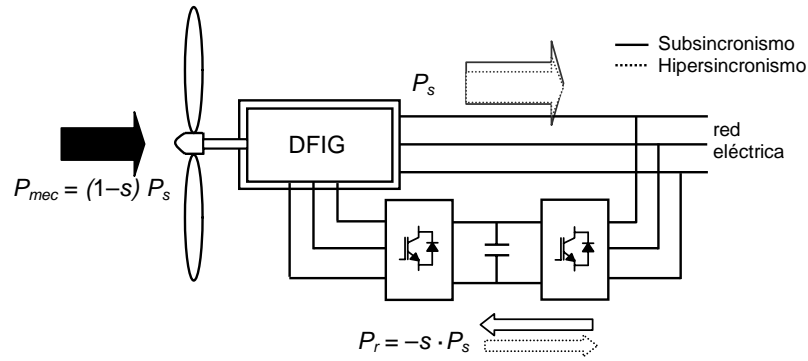


Figura 2.6 Flujo de potencias en la estructura de conversión en ambos regímenes de funcionamiento.

Lazo de corriente

Una vez definidas las referencias de corriente calculadas en (2.9), es necesario implementar lazos de corriente que se encarguen de controlar la corriente del rotor.

En la Figura 2.7 se muestra un lazo de control genérico, en el que aparece un regulador, un actuador y la planta de sistema, así como un sensor. En la aplicación en estudio el lazo mostrado se implementa para controlar las corrientes del rotor, de forma que el regulador calcula las tensiones que el convertidor del lado de máquina (actuador) debe imponer para que la corriente por el rotor (planta) sea igual a la corriente deseada.

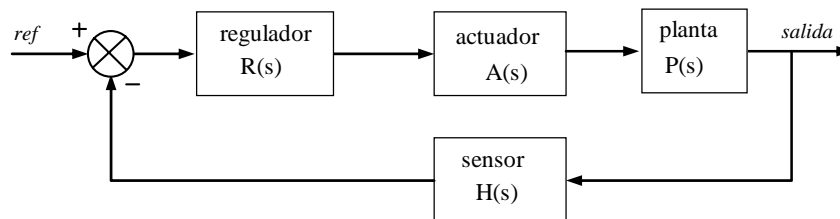


Figura 2.7 Lazo de control genérico

El regulador mostrado en el lazo anterior puede ser de varios tipos, pero por su simplicidad y robustez en este tipo de aplicaciones se suele utilizar un regulador tipo PI (proporcional-integrador). Además, en aplicaciones de electrónica de potencia basadas en modulación de ancho de pulso (PWM) no es recomendable utilizar reguladores que utilicen en su estructura elementos derivativos, como puedan ser reguladores PID.

Una vez definido el lazo de control se puede optar por implementar control escalar o control vectorial. En el control escalar se regulan las corrientes del rotor en sus fases naturales, por lo que en régimen permanente las referencias de corriente serán referencias sinusoidales. En cambio, si se realiza un control vectorial en referencia

síncrona, las consignas de corriente en régimen permanente son valores constantes (si las referencias son constantes), tal y como se ha mostrado en el apartado anterior en (2.9), pudiendo usarse un controlador proporcional-integrador (PI).

Para implementar el control vectorial se utilizan dos lazos de control, uno para cada fase equivalente obtenida con la transformación de Clarke/Park. En estas circunstancias, el regulador de cada uno de los dos lazos de corriente calcula la tensión de la fase de referencia que debe imponer el convertidor. El convertidor es un sistema trifásico, por lo que es necesario realizar la transformación inversa de Clarke/Park para obtener las tensiones trifásicas de referencia del convertidor. Como se ha dicho, el control vectorial se desarrolla en un marco de referencia síncrono, por lo que para poder realizar la transformación de Park es necesario conocer la posición del rotor respecto del marco de referencia utilizado. Para conocer este ángulo se suele utilizar un *encoder*, aunque es posible encontrar en la literatura aplicaciones *sensorless* [HOP99].

Planta del sistema:

Por su sencillez y robustez, el regulador a utilizar es un controlador proporcional-integrativo (PI) representado por la siguiente ecuación:

$$(2.16) \quad C(s) = K_p \frac{T_n s + 1}{T_n s}$$

El regulador PI mostrado está caracterizado por los parámetros K_p y T_n . Será necesario calcularlos apropiadamente para que el sistema se comporte de la forma deseada. Para ello es necesario conocer la planta del sistema, en esta aplicación, la dinámica que relaciona las tensiones del convertidor con las corrientes que circulan por el rotor.

Observando la Figura 2.4, teniendo en cuenta que la tensión del estátor se orienta según el eje de cuadratura y despreciando el efecto de la resistencia del estátor, se puede extraer la expresión que relaciona tensión y corriente de rotor:

$$(2.17) \quad \begin{aligned} v_{rd} &= R_r \cdot i_{rd} - \omega_r \psi_{rq} + \frac{d}{dt} \psi_{rd} \\ v_{rq} &= R_r \cdot i_{rq} + \omega_r \psi_{rd} + \frac{d}{dt} \psi_{rq} \end{aligned}$$

Sustituyendo la ecuación (2.12) en la ecuación anterior se obtiene la siguiente expresión:

$$(2.18) \quad \begin{aligned} v_{rd} &= R_r \cdot i_{rd} - \omega_r \sigma L_r i_{rq} + \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rd} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} \psi_{sd} \\ v_{rq} &= R_r \cdot i_{rq} + \omega_r \sigma L_r i_{rd} + \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rq} + \omega_r \frac{L_m}{L_s} \psi_{sd} \end{aligned}$$

En régimen permanente, la tensión del estátor (tensión de red) es constante y por tanto el flujo de éste también, lo que permite despreciar su derivada. Así, la relación anterior puede expresarse en forma de diagrama de bloques:

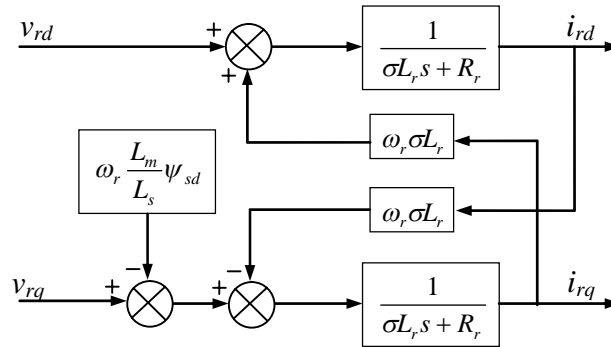


Figura 2.8 Representación en diagrama de bloques de la planta del rotor.

El término $\omega_r \cdot L_m / L_s \cdot \Psi_{sd}$ es constante en condiciones normales y por lo tanto puede ser compensado por el regulador de forma sencilla, permitiendo no incluir este término en el cálculo de los parámetros del regulador PI. En el centro del diagrama de bloques se pueden observar los términos que relacionan los dos ejes entre sí, característica que hace que se los conozca como *términos cruzados*. Al igual que el término $\omega_r \cdot L_m / L_s \cdot \Psi_{sd}$, los términos cruzados pueden ser compensados fácilmente por el regulador de corriente, pero en muchas aplicaciones, su inclusión en el lazo de control facilita el seguimiento de corriente en régimen transitorio.

Si se ignoran los términos cruzados, el lazo de control de corrientes del rotor, puede representarse de forma simplificada de acuerdo a la Figura 2.9. En la figura, se muestra el convertidor de forma ideal, representándose con un bloque unitario.

En consecuencia, los lazos de los dos ejes son iguales donde la función de transferencia de la planta es un sistema de primer orden al que hay que añadir la función de transferencia del sensor de corriente.

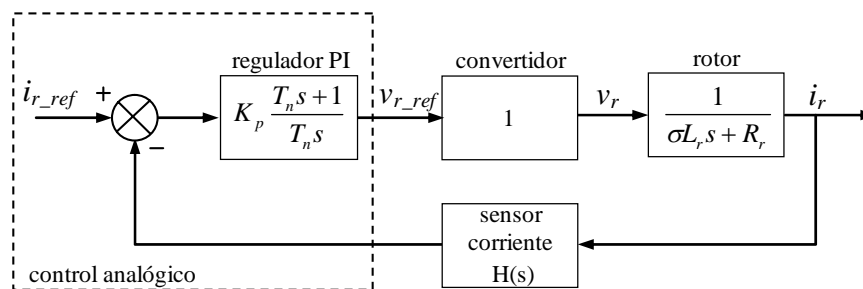


Figura 2.9 Lazo de control analógico de un eje.

En la práctica, este tipo de lazos de control se implementan de forma digital, por lo que el lazo de control no es exactamente el mismo. En la siguiente figura se muestra cómo queda el lazo de corriente implementado de forma digital al incluir los conversores digital-analógico (D/A) y analógico-digital (A/D), así como el retraso digital propio de la realización de los cálculos. En la aplicación el convertidor D/A utilizado ha sido un retenedor de orden cero.

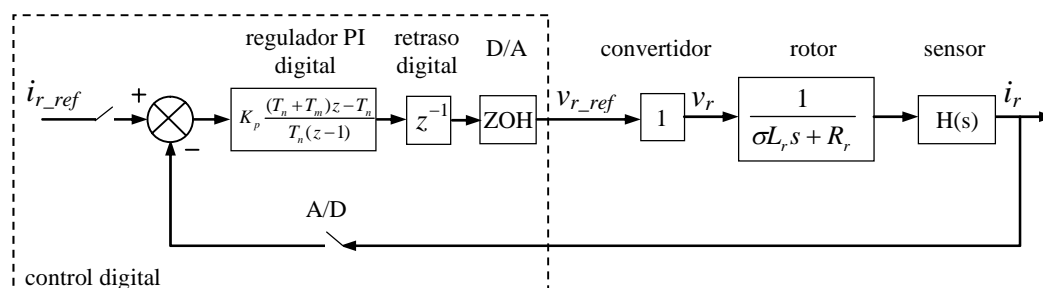


Figura 2.10 Lazo de control digital de uno de los ejes.

En aplicaciones industriales, suele ser usual utilizar control dual entendido como un control en el que se calculan de forma separadas las consignas de corriente positiva y negativa y a su vez se implementan dos parejas de reguladores como el mostrado. En el Anexo A: Ejemplo de lazo de control industrial., se muestra un posible ejemplo de esquema de control completo utilizado en aplicaciones eólicas, pero para simplificar el estudio se utilizará el esquema de control anteriormente descrito.

Parámetros del regulador:

Aun sabiendo que se trata de un sistema digital cuyo análisis debería hacerse en z , resulta más sencillo hacer una aproximación y calcular los parámetros del controlador como si de un sistema analógico se tratara.

Para poder proceder así hay que tener en cuenta que los sistemas digitales introducen un retardo equivalente a un periodo de muestreo T_m . Por otra parte, el retenedor de orden cero (ZOH) introduce un retardo equivalente a medio periodo de muestreo. O lo que es lo mismo, un retardo total de $e^{-1,5T_m \cdot s}$.

El sensor de corriente puede representarse como un filtro paso bajo de primer orden cuya frecuencia de filtrado llamaremos ω_{fil} .

Teniendo en cuenta el retardo digital y la función de transferencia del sensor, la función de transferencia del sistema completo en lazo abierto es:

$$(2.19) \quad LA(s) = K_p \cdot \frac{1 + Tn \cdot s}{Tn \cdot s} \cdot \frac{1}{\sigma L_r s + R_r} \cdot \frac{1}{s/\omega_{fil} + 1} \cdot e^{-1,5T_m s}$$

En esta aplicación, teniendo en cuenta que las corrientes a seguir son constantes en régimen permanente, puede situarse la frecuencia de corte ω_c del lazo de corriente en torno a los 250 Hz. Se exigirá un margen de fase de 50° . Una vez definidos el margen de fase y la frecuencia de corte se pueden calcular ya los parámetros del regulador PI.

Por definición, el margen de fase será la fase que quede entre los 180° y la fase del lazo a la frecuencia de corte:

$$(2.20) \quad MF = 180 + fase(LA(\omega_c)) = 50^\circ$$

de donde se deduce:

$$(2.21) \quad Tn = \frac{tg(MF + arctg(\omega_c/\omega_{fil})) + arctg(\sigma L_r \omega_c / R_r) + 1,5 \cdot T_m \cdot \omega_c}{\omega_c}$$

La frecuencia de corte se define como la frecuencia a la que la ganancia del lazo es unitaria, de donde se puede calcular el valor de K_p :

$$(2.22) \quad K_p = \frac{\omega_{ci}}{\sqrt{1/Tn^2 + \omega_c^2}} \cdot \sqrt{(\sigma L_r \omega_c)^2 + R_r^2} \cdot \sqrt{1 + \omega_c^2/\omega_{fil}^2}$$

Orientación de los ejes d y q:

A la hora de orientar los ejes para el control caben dos posibilidades que a priori son equivalentes. Ya que en funcionamiento normal, la tensión del estátor y el flujo del estátor se encuentran desfasadas 90° (despreciando el efecto de la resistencia del estátor), se puede optar por orientar el eje directo en la dirección del flujo o bien colocar

el eje de cuadratura en la dirección del vector tensión. La primera opción es conocida como orientación por flujo y la segunda orientación por tensión. En [LOP08] se estudió como las dos opciones son casi idénticas en régimen permanente en casi todas las circunstancias, pero en determinadas situaciones la orientación por flujo puede llegar a inestabilizar el control, mientras que la orientación por tensión es siempre estable. Es por esto que se realizará la orientación de los ejes de acuerdo a la orientación por tensión.

Para realizar esta orientación es necesario disponer de una PLL (Phase Locked Loop) que se encargue de obtener el ángulo de la componente fundamental de la tensión.

2.2.3 Control del convertidor del lado de red

El sistema descrito está formado por un convertidor *back to back*. En el apartado anterior se ha descrito el funcionamiento y el control del convertidor del lado de máquina, mientras que en este apartado se va a describir el funcionamiento del convertidor del lado de red y su control.

Debido a que el convertidor del lado de red y su control tienen una influencia menor en el comportamiento de la DFIG en caso de huecos de tensión, se describirá de forma más ligera que el caso anterior.

A la hora de implementar el control, se realiza un control en cascada, donde un lazo externo se encarga de controlar la tensión del bus y un lazo interno se encarga de controlar la corriente del propio convertidor vertida a la red.

Lazo de tensión

En este tipo de aplicaciones, se suele implementar un lazo externo de control de la tensión de bus que trata de regularla a un valor constante. Mantener el valor de la tensión de bus constante implica que la potencia que entra al bus es la misma que la que sale, por lo que se garantiza un flujo de potencia estable entre la máquina y la red (dependiente del deslizamiento y de la potencia de estátor).

El regulador del lazo de tensión utilizado típicamente es un regulador tipo PI cuya salida es la referencia del lazo de corriente interno. El control en cascada a implementar se muestra en la siguiente figura:

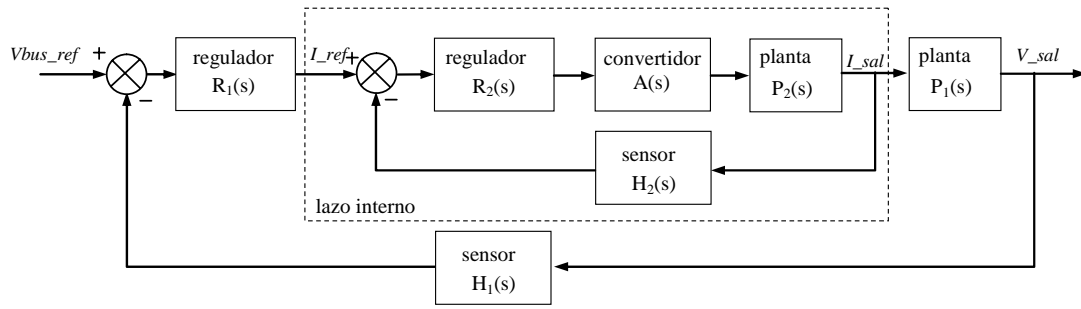


Figura 2.11 Representación simplificada del control en cascada utilizado en el convertidor del lado de red.

En este tipo de aplicaciones, el lazo interno de control se suele ajustar para que sea más rápido que el lazo externo. Así, si se desacoplan lo suficiente los dos lazos de control, es posible aproximar la dinámica del lazo interno a la unidad. En la Figura 2.12 se representa el lazo externo de control de tensión de bus, donde el lazo interno de corriente ha sido simplificado. En este caso, la planta es el condensador del bus, y la función de transferencia que relaciona tensión y corriente es $1/Cs$:

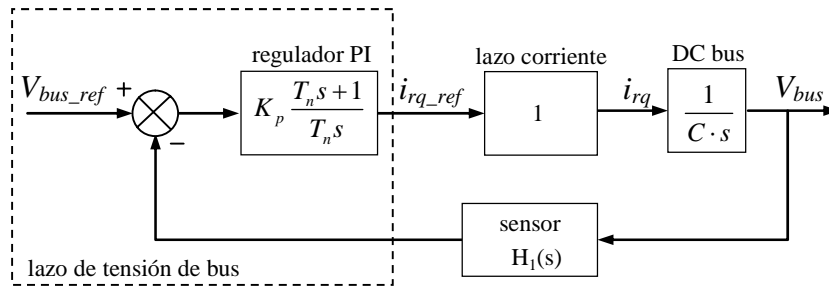


Figura 2.12 Representación simplificada del lazo de control de tensión de bus.

De esta forma, la función de transferencia del sistema en lazo abierto incluyendo el retraso digital queda:

$$(2.23) \quad LA(s) = K_{p1} \cdot \frac{1 + T_{n1} \cdot s}{T_{n1} \cdot s} \cdot \frac{1}{C \cdot s} \cdot \frac{1}{s/\omega_{fil} + 1} e^{-1,5T_m s}$$

Como se ha dicho, para que esta estrategia sea válida, se deben desacoplar los dos lazos de control, de forma que no interactúen. En este análisis, se va a suponer que la frecuencia de corte del lazo de corriente se encuentra una década por encima de la frecuencia de corte del lazo de tensión. Así, suele ser usual establecer una frecuencia de corte ω_c en torno a 25 Hz y un margen de fase MF de 50° .

Lazo de corriente

La salida del lazo de control de tensión de bus, es a su vez la corriente de referencia en el eje de cuadratura del lazo de corriente.

Un convertidor trifásico, es una fuente de tensión conmutada, por lo que para poder controlar la corriente de salida es necesario colocar una inductancia a la salida del convertidor. Esta inductancia forma parte del filtro de armónicos del lado de red que se suele instalar en este tipo de aplicaciones y suele ser tomada como la planta del lazo de corriente independientemente del resto de componentes del filtro de armónicos.

De esta forma, el lazo de corriente del convertidor del lado de red es equivalente al lazo de corriente del convertidor del lado de rotor mostrado en la Figura 2.10 donde la función de transferencia de la planta (inductancia) es $1/Ls$. Así, la función de transferencia en lazo abierto es:

$$(2.24) \quad LA(s) = K_{p2} \cdot \frac{1+T_{n2} \cdot s}{T_{n2} \cdot s} \cdot \frac{1}{L \cdot s} \cdot \frac{1}{s/\omega_{fil2} + 1} e^{-1.5T_m s}$$

Si se sintonizan los parámetros del controlador anterior de forma que se tenga una frecuencia de corte una década mayor que la del lazo de tensión, se logra desacoplar los lazos de forma que no interaccionen entre sí. Como se ha comentado, el lazo de control de tensión de bus se sintoniza para que tenga una frecuencia de corte en lazo abierto de 25 Hz, por lo que el lazo de corriente se deberá sintonizar para que tenga una frecuencia de corte en torno a 250 Hz.

El apartado de control de convertidor del lado de red se ha centrado en mantener constante la tensión de bus, de forma que se garantice un flujo de potencia continuo, actuando como bien se muestra en la Figura 2.12 sobre el eje q de la corriente.

Debido a que el eje de cuadratura se orienta con la tensión de red, la corriente que se inyecte en este eje será corriente activa. De la misma forma, la corriente inyectada en el eje directo será corriente reactiva. Por lo tanto, bien sea por medio de cálculo directo de consignas o implantando un lazo de reactiva, se puede controlar la potencia reactiva del convertidor del lado de red de una forma simple y directa. En la presente tesis, el control de reactiva del convertidor del lado de red, se encuentra por defecto deshabilitado aun en caso de hueco de tensión, prefiriéndose la potencia reactiva inyectada desde el estátor del generador.

Esquema de control

En los apartados anteriores se han ido presentando las partes que componen el control vectorial clásico de una DFIG. Todas ellas se muestran de forma conjunta en la siguiente figura:

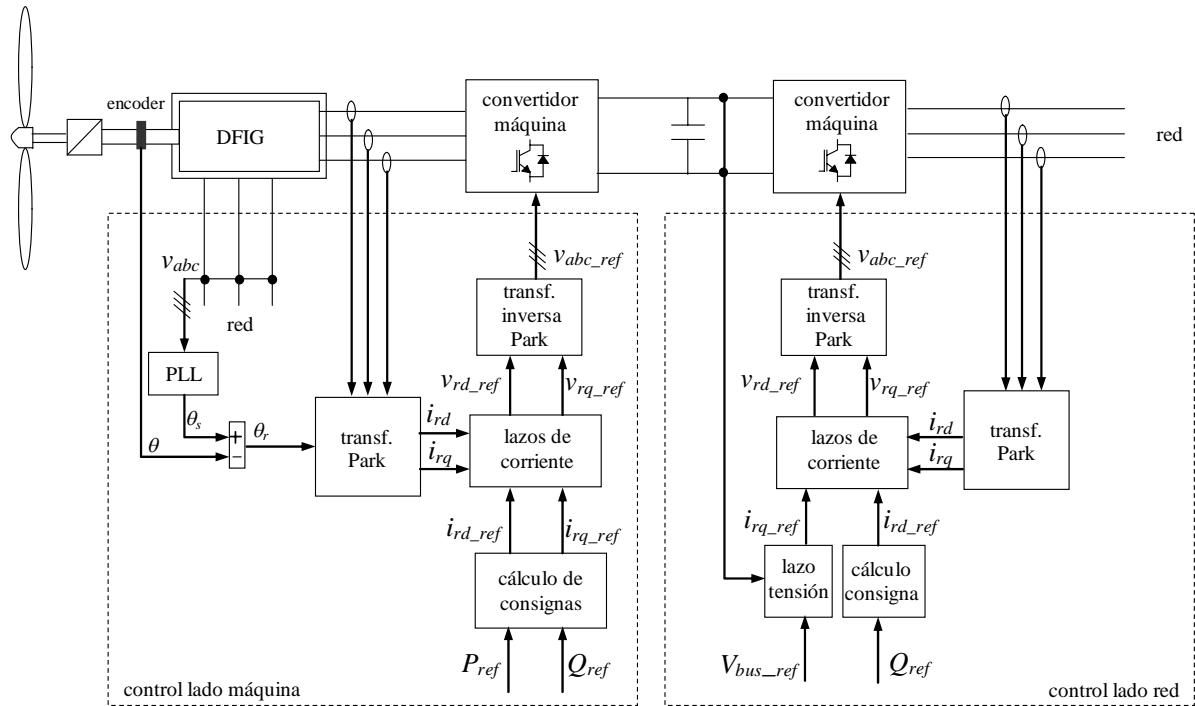


Figura 2.13 Esquema del sistema de control completo

2.3 Problemática de los huecos de tensión

2.3.1 Introducción a los huecos de tensión

En condiciones normales la tensión de la red eléctrica puede oscilar entorno a su valor nominal un máximo del $\pm 10\%$. De acuerdo con IEEE 1159-2009, un hueco es un descenso brusco de la tensión de red en una o más fases, seguida de una rápida recuperación a su valor nominal en un breve periodo de tiempo comprendido entre 10 ms y un minuto, donde la tensión de la red está comprendida entre el 0% y el 90% de su valor nominal.

De forma mayoritaria, los huecos suelen estar provocados por cortocircuitos en la red, causados por faltas a tierra de una o más fases o entre conductores en las líneas de distribución, producidas por fenómenos meteorológicos y contactos de aves o ramas de árboles. De la misma forma, la conexión de grandes transformadores puede provocar la

aparición de huecos de tensión, ya que en el momento de su conexión pueden llegar a absorber una gran corriente reactiva que puede ser varias veces superior a su corriente nominal, con el consiguiente descenso de tensión en las zonas colindantes de la red.

Los huecos de tensión pueden ser divididos en:

- **Huecos trifásicos:** son aquellos en los que la tensión de las tres fases cae lo mismo. Se dan cuando circulan corrientes muy elevadas por las tres fases, típicamente provocadas por arranques de grandes transformadores.
- **Huecos asimétricos:** son aquellos en los que las caídas de tensión en las fases son diferentes, por lo que la tensión queda desequilibrada. Dentro de estos, se encuentran los huecos monofásicos (una fase) y los huecos bifásicos, que afectan a dos de las tres fases, siendo los primeros (entre una fase y tierra) los mayoritarios.

Para tratar de caracterizar un hueco de tensión, generalmente se utiliza su profundidad y su duración.

2.3.2 Huecos trifásicos

Como se ha indicado, los huecos trifásicos suelen estar provocados por la circulación de grandes corrientes que producen una caída de tensión en las impedancias de la red. Las redes eléctricas suelen ser equilibradas, es decir, su impedancia es la misma en las tres fases. Por tanto, ante un cortocircuito trifásico las caídas de tensión serán iguales en las tres fases, originando un hueco de tensión trifásico. La figura siguiente muestra el diagrama fasorial de las tensiones en el punto de conexión (PC) en un hueco trifásico como el descrito:

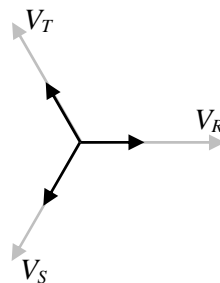


Figura 2.14 Tensiones de las tres fases en caso de un hueco trifásico

En el hueco trifásico descrito no se produce cambio de fase, aunque podría darse. Así, la profundidad es la principal característica de los mismos. Se define de la forma:

$$(2.25) \quad p = 1 - |\bar{v}_{PC}|_{p.u.}$$

En la figura siguiente se muestran las formas de onda de tensión en el punto de conexión durante un hueco trifásico de una profundidad dada:

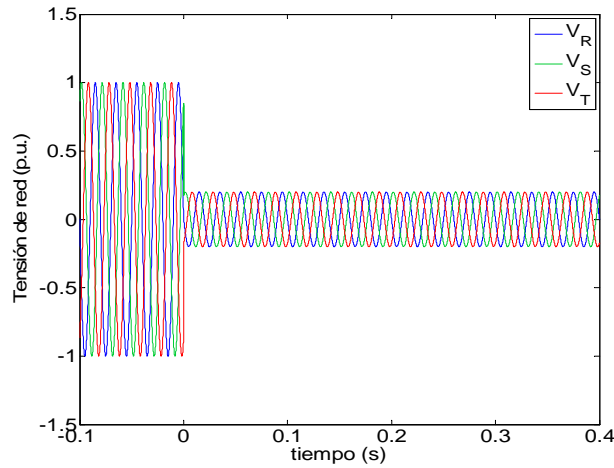


Figura 2.15 Tensiones por unidad en las tres fases durante un hueco trifásico de $p=0.8$.

2.3.3 Huecos asimétricos

A su vez, los huecos bifásicos pueden ser a tierra o aislados. Los huecos bifásicos aislados son producidos por un cortocircuito entre dos fases. En la siguiente figura se ha representado el diagrama fasorial de un hueco bifásico aislado ente las fases S y T, donde sus tensiones tiendan a igualarse. En el caso extremo de un cortocircuito total, la tensión de ambas fases será la misma ($p=1$).

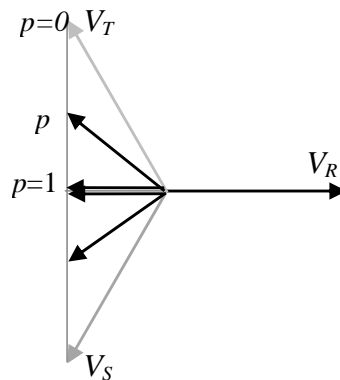


Figura 2.16 Tensiones de las tres fases en caso de un hueco bifásico

La forma más sencilla para medir la profundidad, es de acuerdo a la mínima tensión entre fases (de línea) existente, de modo que en un cortocircuito franco entre dos fases, la tensión entre éstas pasa a valer cero. En este caso la profundidad del hueco se define como $p=1$.

En la siguiente figura se representa la tensión en el punto de conexión en caso de hueco bifásico aislado de profundidad $p=0.8$:

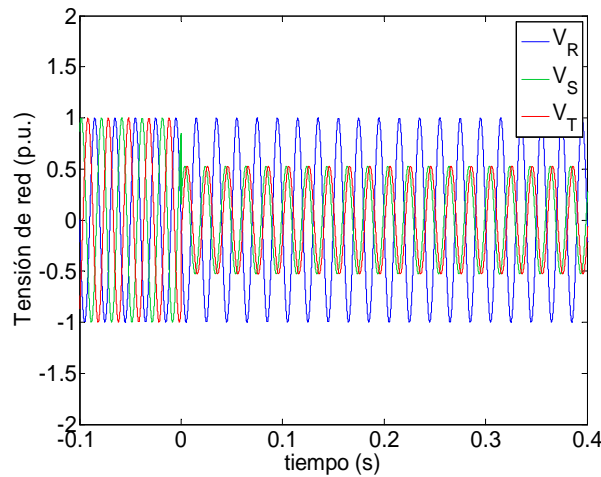


Figura 2.17 Tensiones por unidad en las tres fases durante un hueco bifásico de $p=0.8$.

La principal característica de un hueco asimétrico es que durante el mismo la tensión resultante en el punto de conexión es un sistema desequilibrado de tensiones.

El Teorema de Fortescue [FOR18] establece que cualquier sistema polifásico (n fases) desequilibrado puede representarse como la suma de n sistemas equilibrados aplicando el principio de superposición. En el caso de un sistema trifásico, puede representarse como la suma de tres sistemas equilibrados. Generalmente se denominan secuencias a los sistemas equilibrados empleados, siendo:

- **Secuencia directa:** es la secuencia habitual en un sistema equilibrado. Sus fases tienen el orden normal: $R \rightarrow S \rightarrow T$.
- **Secuencia inversa:** Es la secuencia contraria, en la que el orden de las fases está invertido: $R \rightarrow T \rightarrow S$.
- **Secuencia homopolar:** Es un sistema donde las tres fases son en todo momento iguales.

Conociendo los fasores de tensión de cada una de las fases, las tres secuencias se pueden calcular utilizando la siguiente expresión:

$$(2.26) \quad \begin{bmatrix} \vec{D} \\ \vec{I} \\ \vec{H} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \vec{\alpha} & \vec{\alpha}^2 \\ 1 & \vec{\alpha}^2 & \vec{\alpha} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{R} \\ \vec{S} \\ \vec{T} \end{bmatrix}$$

donde:

$\vec{\alpha} = 1 \angle 120^\circ = e^{j2\pi/3}$ es un vector unitario de 120° de argumento

$\vec{R}, \vec{S}, \vec{T}$ son los fasores de tensión de las fases R, S y T

$\vec{D}, \vec{I}, \vec{H}$ son los fasores de las secuencias directa, inversa y homopolar de la fase R.

Además de las 3 secuencias descritas, los huecos asimétricos pueden describirse por el número de fases cortocircuitadas y su naturaleza. Así, pueden ser monofásicos o bifásicos. Los huecos monofásicos son mayoritarios, pero como se verá más adelante, los huecos bifásicos son más problemáticos.

2.4 Respuesta de la DFIG ante huecos de tensión

2.4.1 Introducción

Tal y como se ha comentado en apartados anteriores, por el rotor de la máquina circula una parte de la potencia de la turbina, fracción más o menos igual al deslizamiento (2.15), lo que posibilita que el convertidor rotórico esté dimensionado solamente para esa fracción de potencia, con las consiguientes ventajas de reducción de tamaño, peso y en consecuencia, de precio. Esto ha supuesto una ventaja competitiva para esta topología y durante varios años ha sido la máquina más instalada con mucha diferencia.

Sin embargo, la DFIG presenta un gran inconveniente, y es que esta máquina resulta excesivamente sensible a las perturbaciones en la red eléctrica, principalmente a los huecos de tensión. Cuando la tensión de la red cae bruscamente pueden aparecer sobretensiones y sobrecorrientes que pueden llegar a dañar el convertidor rotórico.

Por lo general, las investigaciones y trabajos realizados al respecto iban encaminadas a tratar de predecir las corrientes ([EKA03], [PER04], [SEM06]) o a

diseñar elementos de protección del convertidor rotórico ([NII04], [STO04]), pero se seguía sin entender realmente la problemática de los huecos de tensión, desconociéndose las causas de dichas sobretensiones y sobrecorrientes. En [LOP08] se realiza un profundo estudio del problema y se analiza el comportamiento y la respuesta de la topología DFIG ante los diferentes huecos de tensión.

En este apartado se van a recopilar los principales hitos expuestos en [LOP08], que van a fijar el punto de partida para una posterior búsqueda de soluciones al problema.

2.4.2 Huecos trifásicos

Para el estudio que se va a realizar a continuación se plantea un hueco trifásico instantáneo en el que la amplitud de la tensión cambia bruscamente en el instante t_0 desde su valor inicial V_1 a un valor final V_2 .

$$(2.27) \quad \begin{aligned} \vec{v}_s^s(t < t_0) &= \vec{V}_1 \cdot e^{j\omega_s t} \\ \vec{v}_s^s(t \geq t_0) &= \vec{V}_2 \cdot e^{j\omega_s t} \end{aligned}$$

En la realidad las caídas de tensión en los huecos de tensión nunca van a ser tan bruscas, la caída de tensión tendrá cierta dinámica dependiendo de las causas que hayan provocado el hueco. Sin embargo, los huecos instantáneos son los más interesantes, ya que ensayan el sistema en las condiciones más duras y además el estudio se simplifica.

En un primer paso del estudio se va a considerar el rotor en circuito abierto, es decir, las corrientes del rotor son nulas. Partiendo de la ecuación de tensión del estátor en referencia estática:

$$(2.28) \quad \vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s^s$$

Despreciando la caída de tensión en las resistencias del estátor se tiene:

$$(2.29) \quad \vec{v}_s^s = \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s^s \approx j\omega_s \vec{\psi}_s^s$$

De donde se puede obtener el valor del flujo del estátor en régimen permanente:

$$(2.30) \quad \vec{\psi}_s^s = \frac{\vec{V}_1}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} = \vec{\Psi}_1 \cdot e^{j\omega_s t}$$

El flujo del estátor mostrado en la ecuación anterior, es un vector giratorio a la velocidad de sincronismo y de amplitud constante.

Cuando se produce un hueco de tensión en t_0 , la tensión de estátor pasa a valer V_2 , por lo que aparecerá un nuevo flujo asociado a esta nueva tensión:

$$(2.31) \quad \begin{aligned} \vec{\psi}_s^s(t < t_0) &= \vec{\Psi}_1 \cdot e^{j\omega_s t} \\ \vec{\psi}_s^s(t \geq t_0) &= \vec{\Psi}_2 \cdot e^{j\omega_s t} \end{aligned}$$

La expresión anterior sólo es válida en régimen permanente. Además, dado que el flujo de la máquina es una variable de estado no puede sufrir discontinuidades, por lo que deberá pasar del primer valor al segundo de forma progresiva, siguiendo un transitorio.

Partiendo de la ecuación que relaciona las corrientes de estátor y rotor con el flujo (2.4) y para el caso particular que nos ocupa (corrientes del rotor nulas), se puede obtener la expresión que define la dinámica del flujo:

$$(2.32) \quad \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s^s = \vec{v}_s^s - \frac{R_s}{L_s} \vec{\psi}_s^s$$

La ecuación anterior es una *ecuación diferencial lineal no homogénea*, y como tal su solución puede dividirse en dos partes: la *solución particular* y la *solución homogénea*.

- La solución **particular** se corresponde con el flujo en estado estacionario y está impuesta por la tensión de red. Es el denominado **flujo forzado**, que será representado ψ_{sf} y responde a la expresión (2.31).
- La solución **homogénea** resuelve la ecuación diferencial (2.32) cuando el término independiente, en este caso \vec{v}_s^s , es cero.

$$(2.33) \quad \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s^s = -\frac{R_s}{L_s} \vec{\psi}_s^s$$

Su solución es el denominado **flujo libre** que representaremos por ψ_{sl} . Es el encargado de que el flujo no sufra discontinuidades. Su expresión es:

$$(2.34) \quad \vec{\psi}_{sl}^s = \vec{\Psi}_0 \cdot e^{-t/\tau_s}$$

donde $\tau_s = L_s / R_s$ es la constante de tiempo estática.

Hueco trifásico total sin corriente rotórica

En un hueco de tensión total trifásico, la tensión de la red después del hueco es cero. El flujo forzado asociado a estas tensiones es la particularización de (2.31) donde $\Psi_2=0$. En estas condiciones, el flujo total de la máquina antes y después de t_0 será:

$$(2.35) \quad \begin{aligned} \bar{\psi}_s^s(t < t_0) &= \bar{\psi}_{sf}^s = \frac{V_1}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} \\ \bar{\psi}_s^s(t \geq t_0) &= \bar{\psi}_{st}^s = \bar{\Psi}_0 \cdot e^{-t/\tau_s} \end{aligned}$$

Como se ha dicho, el flujo libre es el encargado de que el flujo total no sufra discontinuidades. Para que esto sea cierto:

$$(2.36) \quad \bar{\Psi}_0 = \frac{V_1}{j\omega_s}$$

El flujo libre, a diferencia del flujo forzado, es un flujo no giratorio, es decir, permanece fijo respecto al estátor.

La siguiente figura muestra la trayectoria del vector flujo de estátor en referencia estatórica. Se observa como antes del hueco el flujo describía una trayectoria giratoria y en el instante que comienza el hueco deja de girar y descende hasta cero de manera estática:

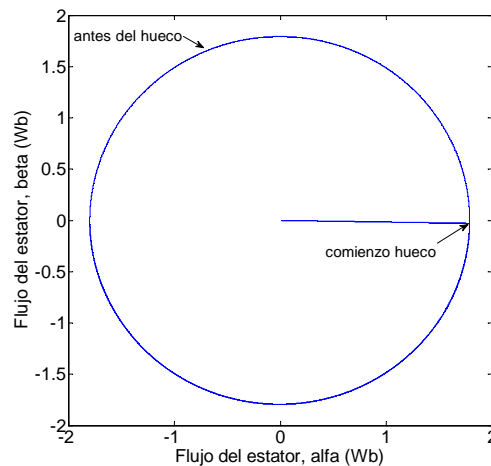


Figura 2.18 Trayectoria del vector flujo del estátor ante un hueco trifásico.

Tal y como se aprecia en (2.34) su valor decae de forma exponencial desde Ψ_0 hasta cero. Esta situación se muestra en la siguiente figura:

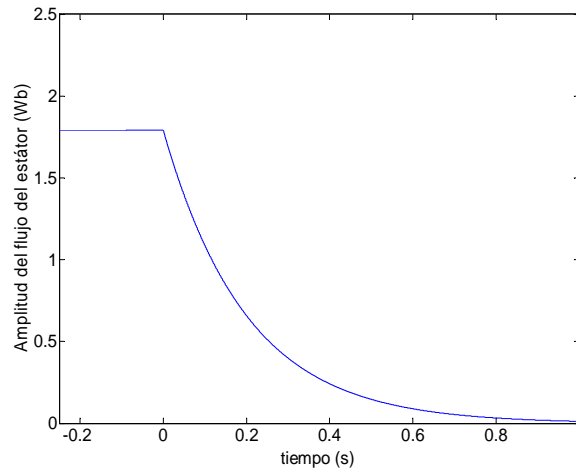


Figura 2.19 Amplitud del vector flujo del estator ante un hueco trifásico total.

A pesar de no existir tensión en la red, la máquina sigue estando magnetizada. Se ha demostrado que en caso de un hueco total de tensión, el flujo del estator es el flujo libre calculado en (2.34), flujo que resulta ser estático respecto al estator. En estas condiciones, el rotor de la máquina continúa girando a una velocidad cercana a la de sincronismo. Por tanto, el rotor de la máquina verá al flujo libre girando a esa velocidad pero en sentido contrario, $-\omega$.

En funcionamiento normal, la totalidad del flujo del estator de la máquina está formada por flujo forzado, por tanto, el rotor de la máquina ve al flujo del estator girando a la diferencia de velocidades entre la velocidad de sincronismo y la velocidad de giro del rotor, ω_r .

La diferencia entre ambas velocidades es notable, por lo que la tensión inducida por el flujo libre será mucho mayor que la inducida por el flujo forzado en funcionamiento normal.

La tensión del rotor inducida por el flujo libre (en referencia rotórica) viene definida por:

$$(2.37) \quad \vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_r^r$$

Teniendo en cuenta que la corriente del rotor es nula, el flujo del rotor es proporcional al del estator. En caso de hueco total de tensión, es proporcional al flujo

libre del estátor. El flujo libre es estático respecto al estátor, es decir, respecto al rotor es un vector que gira en sentido contrario:

$$(2.38) \quad \vec{\psi}_r^r = \frac{L_m}{L_s} \vec{\psi}_{sl}^r = \frac{L_m}{L_s} \vec{\psi}_{sl}^s \cdot e^{-j\omega t}$$

La ecuación (2.37) queda entonces:

$$(2.39) \quad \vec{v}_r^r = \frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} (\vec{\psi}_{sl}^s \cdot e^{-j\omega t})$$

Si se sustituye el flujo libre por su valor obtenido en (2.34), la ecuación anterior puede reescribirse como:

$$(2.40) \quad \vec{v}_{ro}^r = -\frac{L_m}{L_s} \left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega \right) \cdot \vec{\psi}_{sl}^s \cdot e^{-j\omega t}$$

donde el subíndice o refleja que la tensión corresponde al caso de rotor en circuito abierto.

En la expresión anterior se puede observar cómo la tensión del rotor en circuito abierto ante un hueco trifásico total es proporcional al flujo libre, y por lo tanto seguirá su misma evolución exponencial.

Hueco trifásico parcial sin corriente rotórica

En el apartado anterior se ha analizado el funcionamiento de la DFIG en caso de hueco trifásico total, pero en la mayoría de huecos la tensión no cae hasta cero. Se va a suponer el generador trabajando en régimen permanente cuando en t_0 aparece un hueco de tensión donde la tensión de red cae instantáneamente de su valor nominal V_1 a V_2 definido por la ecuación (2.27).

El flujo en régimen permanente, es decir, el flujo forzado es el descrito en (2.31). Como ya es sabido, el flujo no puede pasar de un valor al otro instantáneamente debido a que es una variable de estado, debe hacerlo de forma progresiva de acuerdo a la expresión del flujo libre.

Se ha visto cómo el flujo libre es la solución homogénea a la ecuación diferencial (2.32), independientemente de las tensiones del estátor:

$$(2.41) \quad \vec{\psi}_{sl}^s = \vec{\Psi}_0 \cdot e^{-t/\tau_s}$$

Ψ_0 se calcula de forma que el flujo total no sufra discontinuidades, es decir, su valor antes y después del hueco deben ser iguales:

$$(2.42) \quad \begin{aligned} \vec{\psi}_s^s(t < t_0) &= \vec{\psi}_{sf1}^s = \frac{V_1}{j\omega_s} \cdot e^{j\omega_s t} \\ \vec{\psi}_s^s(t \geq t_0) &= \vec{\psi}_{sf2}^s + \vec{\psi}_{sl}^s = \frac{V_2}{j\omega_s} \cdot e^{j\omega_s t} + \Psi_0 \cdot e^{-t/\tau_s} \end{aligned}$$

Para que en $t_0=0$ ambos flujos sean iguales, se debe cumplir que:

$$(2.43) \quad \bar{\Psi}_0 = \frac{V_1 - V_2}{j\omega_s}$$

La segunda parte de la expresión (2.42) muestra cómo al comienzo del hueco, el flujo total del estátor de la máquina está formado por la suma del flujo forzado y el flujo libre. Como se ha demostrado, el flujo forzado es un flujo giratorio, mientras que el flujo libre es un flujo estático respecto del estátor. Justo en $t=0$ el flujo total pasa de ser el flujo forzado asociado a la tensión V_1 a ser la suma del flujo libre y el flujo forzado asociado a la tensión V_2 . A partir de este instante, el flujo será igual a la suma de un vector giratorio y uno estático, tal como se muestra a continuación:

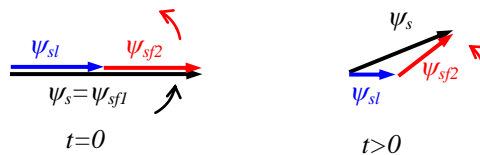


Figura 2.20 Descomposición del flujo durante el hueco.

En la siguiente figura se representa la trayectoria del vector del flujo del estátor en referencia estática:

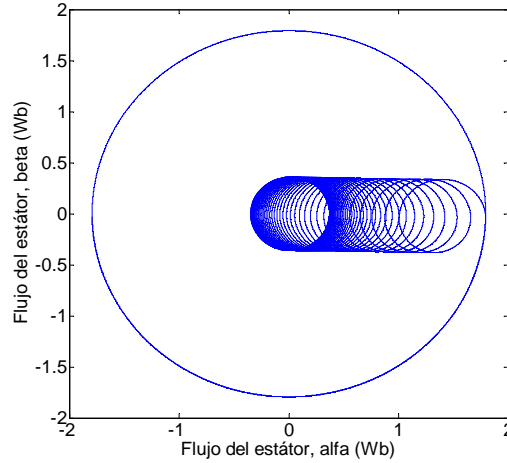


Figura 2.21 Trayectoria del vector flujo del estátor ante un hueco trifásico de profundidad $p=0.75$.

Utilizando la descomposición utilizada en la Figura 2.20, se puede observar cómo en el momento en que aparece el hueco de tensión el flujo forzado ψ_{sf2} comienza a girar sobre el vector del flujo libre que irá decayendo en magnitud de forma exponencial hasta llegar a cero. Una vez que ha desaparecido el flujo libre, el flujo forzado seguirá girando pero ya centrado en cero.

Aplicando en principio de superposición, cada componente del flujo del estátor inducirá una tensión en el rotor:

$$(2.44) \quad \vec{v}_{ro}^r = \vec{v}_{rf}^r + \vec{v}_{rl}^r$$

La primera componente de la suma anterior es la tensión inducida por el flujo forzado. Sustituyendo el flujo rotórico por su valor cuando el rotor trabaja en circuito abierto, se obtiene la tensión inducida por el flujo forzado en referencia rotórica:

$$(2.45) \quad \vec{v}_{rf}^r = R_r \cdot \vec{i}_r + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_{rf}^r \quad \text{donde} \quad \vec{\psi}_{rf}^r = \frac{L_m}{L_s} \vec{\psi}_{sf}^r = \frac{L_m}{L_s} \vec{\psi}_{sf}^s \cdot e^{-j\omega t}$$

$$\vec{v}_{rf}^r = \frac{L_m}{L_s} \cdot V_2 \cdot s \cdot e^{j\omega t}$$

La tensión inducida en el rotor por el flujo forzado es una tensión pequeña, menor que la tensión en funcionamiento normal, ya que es proporcional a la tensión de red durante el hueco.

La segunda componente de la suma (2.44) es la tensión inducida por el flujo libre, y responde a la misma expresión que la calculada en el apartado anterior.

$$(2.46) \quad \vec{v}_{rl}^r = -\frac{L_m}{L_s} \left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega \right) \cdot \vec{\psi}_{sl}^s \cdot e^{-j\omega t}$$

Sustituyendo el valor del flujo libre por las expresiones obtenidas en (2.41) y (2.43), se puede reescribir la expresión anterior como:

$$(2.47) \quad \vec{v}_{rl}^r = -\frac{L_m}{L_s} \left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega \right) \cdot \frac{V_1 - V_2}{j\omega_s} \cdot e^{-t/\tau_s} \cdot e^{-j\omega t}$$

Si se desprecia el factor $1/\tau_s$, la ecuación anterior puede expresarse en función del deslizamiento:

$$(2.48) \quad \vec{v}_{rl}^r = -\frac{L_m}{L_s} (V_1 - V_2) \cdot (1-s) \cdot e^{-t/\tau_s} \cdot e^{-j\omega t}$$

Sumando las expresiones (2.45) y (2.48) se obtiene la tensión total en el rotor en circuito abierto. Expresándola en función de la profundidad del hueco, $p=(V_1-V_2)/V_1$:

$$(2.49) \quad \vec{v}_{ro}^r = \frac{L_m}{L_s} V_{red} \left(\underbrace{s \cdot (1-p) \cdot e^{j\omega_r t}}_1 - \underbrace{(1-s) \cdot p \cdot e^{-j\omega t} \cdot e^{-t/\tau_s}}_2 \right)$$

1. La amplitud del primer término (1) es pequeña al ser proporcional al deslizamiento. Su frecuencia es ω_r .
2. La amplitud del segundo término (2) puede ser elevada al ser proporcional a $(1-s)$ y a la profundidad del hueco. Su frecuencia es ω .

Influencia de la corriente del rotor

En los dos apartados anteriores se ha estudiado la evolución del flujo del estátor y la tensión inducida por él durante huecos trifásicos de tensión en caso de que el rotor se encuentre en circuito abierto.

En un caso genérico, por el rotor pueden circular corrientes que afectarán a la evolución del flujo del rotor:

$$(2.50) \quad \vec{\psi}_r^r = \frac{L_m}{L_s} \vec{\psi}_s^r + \sigma L_r \vec{i}_r^r$$

Además, a la hora de calcular la tensión del rotor, las corrientes del rotor ya no son nulas:

$$(2.51) \quad \vec{v}_r^r = R_r \cdot \vec{i}_r^r + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_r^r$$

Sustituyendo la expresión (2.50) en (2.51) se obtiene:

$$(2.52) \quad \vec{v}_r^r = \underbrace{R_r \cdot \vec{i}_r^r}_1 + \underbrace{\sigma L_r \frac{d}{dt} \vec{i}_r^r}_2 + \underbrace{\frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s^r}_3$$

El término (1) de la expresión es la caída de tensión en la resistencia. El término (2) es la caída de tensión en la inductancia transitoria del rotor σL_r . El término (3) es la tensión inducida por el flujo del estátor.

En el apartado anterior, con el rotor en circuito abierto, los dos primeros términos de la expresión eran nulos. Ahora aparecen estos dos nuevos términos, pero también la circulación de corrientes rotóricas va a modificar la derivada de flujo del estátor, y por tanto el último término de la expresión anterior. Para definir su evolución, se parte de la ecuación de tensión de estátor en referencia rotórica:

$$(2.53) \quad \vec{v}_s^r = R_s \cdot \vec{i}_s^r + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s^r + j\omega \vec{\psi}_s^r$$

Expresando la corriente en función del flujo del estátor y de la corriente del rotor, se tiene:

$$(2.54) \quad \vec{i}_s^r = \frac{\vec{\psi}_s^r}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} \vec{i}_r^r$$

Sustituyendo la expresión anterior en (2.53):

$$(2.55) \quad \vec{v}_s^r = \frac{R_s}{L_s} \vec{\psi}_s^r - R_s \frac{L_m}{L_s} \vec{i}_r^r + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s^r + j\omega \vec{\psi}_s^r$$

La evolución del flujo del estátor queda entonces:

$$(2.56) \quad \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s^r = \vec{v}_s^r - j\omega \vec{\psi}_s^r - \frac{1}{\tau_s} \vec{\psi}_s^r + \frac{L_m}{L_s} R_s \cdot \vec{i}_r^r$$

Despreciando el factor $1/\tau_s$ y sustituyendo la expresión anterior en la ecuación de la tensión del rotor (2.52) se obtiene:

$$(2.57) \quad \vec{v}_r^r = R_r \cdot \vec{i}_r^r + \sigma L_r \frac{d}{dt} \vec{i}_r^r - j\omega \frac{L_m}{L_s} \vec{\psi}_s^r + \frac{L_m}{L_s} \vec{v}_s^r + \left(\frac{L_m}{L_s} \right)^2 R_s \cdot \vec{i}_r^r$$

Se puede agrupar la expresión anterior de forma que hay términos que dependen de la corriente rotórica y términos que no:

$$(2.58) \quad \vec{v}_r^r = \underbrace{\frac{L_m}{L_s} (\vec{v}_s^r - j\omega \cdot \vec{\psi}_s^r)}_1 + \underbrace{\left[R_r + \left(\frac{L_m}{L_s} \right)^2 R_s \right]}_2 \cdot \vec{i}_r^r + \underbrace{\sigma L_r \frac{d}{dt} \vec{i}_r^r}_3$$

1. Representa una tensión independiente de la corriente del rotor. Es tensión inducida cuando el rotor se encuentra en circuito abierto, v_{ro} . Esta tensión es la suma de la tensión inducida por el flujo forzado y el flujo libre:

$$(2.59) \quad \vec{v}_{ro}^r = \vec{v}_{rl}^r + \vec{v}_{rf}^r = \frac{L_m}{L_s} (s \cdot V_{red} \cdot e^{j\omega_r t} - j\omega \cdot \vec{\psi}_{sl}^r)$$

2. Representa la caída de tensión en las resistencias de la máquina debida a la circulación de la corriente i_r . Se denominará R_r' a la suma de estas dos resistencias:

$$(2.60) \quad R_r' = R_r + (L_m/L_s)^2 R_s$$

3. Representa la caída de tensión en la inductancia transitoria del rotor.

Con estos nuevos conceptos se puede simplificar la expresión (2.58):

$$(2.61) \quad \vec{v}_r^r = \vec{v}_{ro}^r + R_r' \cdot \vec{i}_r^r + \sigma L_r \frac{d}{dt} \vec{i}_r^r$$

La siguiente figura muestra el circuito equivalente de la máquina visto desde el rotor asociado a la expresión anterior.

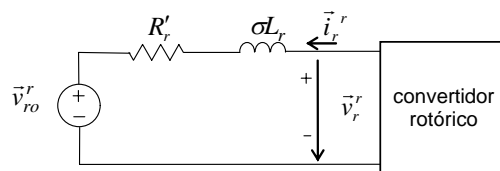


Figura 2.22 Esquema equivalente del rotor de la DFIG.

El circuito anterior puede describirse como el equivalente Thévenin de la máquina vista desde el rotor, donde la tensión Thévenin es la tensión v_{ro} inducida por el flujo del estátor.

Por otro lado, al circular corriente por el rotor la evolución del flujo libre ya no va a ser exponencial y por lo tanto tampoco lo será la tensión que éste induce. El flujo libre tendrá una evolución de acuerdo con (2.56), por lo que la tensión v_{ro} tiene una evolución distinta a la calculada en (2.49). A pesar de haber mencionado que en caso de que haya circulación de corrientes rotóricas, la tensión v_{rl} calculada en (2.48) no es válida, esto sí es cierto para los primeros instantes del hueco, ya que sólo depende del salto que se produce en la tensión de red. Por su parte, la tensión inducida por el flujo forzado es independiente de esta circulación de corrientes. Teniendo en cuenta esto, el máximo en v_{ro} se produce cuando ambas tensiones inducidas están en fase. A partir de (2.49) puede aproximarse y teniendo en cuenta que la tensión inducida alcanza su máximo en los primeros instantes del hueco:

$$(2.62) \quad V_{ro, inicial} \approx \frac{L_m}{L_s} V_{red} (|s| \cdot (1-p) + (1-s) \cdot p)$$

El convertidor se conecta al rotor de la máquina, de forma que en caso de hueco la tensión v_{ro} inducida puede influir en el control de la máquina. Si la sobretensión inducida en el rotor es pequeña el convertidor rotórico podrá seguir manteniendo el control de la corriente. En cambio, si la tensión inducida supera la tensión máxima del convertidor (V_{max}) este saturará, perdiendo el control de las corrientes, de forma que la corriente del rotor dependerá de la diferencia entre la tensión inducida y la máxima tensión de convertidor ($V_{ro} - V_{max}$). Estas corrientes pueden alcanzar valores peligrosos que pueden llegar a destruir el convertidor del rotor.

La expresión (2.62) permite calcular cuál será la profundidad del hueco a partir de la cual el convertidor del rotor perderá el control de la corriente. Es decir, cuándo la tensión inducida será mayor que el límite del convertidor.

2.4.3 Huecos asimétricos

De acuerdo al *Teorema de Fortescue* visto en el apartado 2.3.3, en un sistema de tensiones desequilibrado la tensión total puede dividirse en tres secuencias de tensiones equilibradas: secuencia directa, secuencia inversa y secuencia homopolar.

Si este sistema de tensiones alimenta a un generador eólico, el flujo total de la máquina será la suma de los flujos provocados por cada secuencia de tensiones.

- La secuencia directa de la tensión provocará la aparición de un **flujo directo** (ψ_{sd}) giratorio en sentido directo. Este flujo es el único que existe en condiciones normales.
- La secuencia inversa provoca un **flujo inverso** (ψ_{si}) giratorio, pero esta vez en sentido opuesto a la secuencia directa.
- La secuencia homopolar provoca la aparición de corrientes homopolares en caso de que el bobinado del estátor tenga conexión estrella con el neutro a tierra. Estas corrientes no crean ningún flujo ya que al estar en fase el flujo de cada fase se anula con el de las otras dos.

Dado que no existe flujo asociado a la componente homopolar, ésta se despreciará por lo que en adelante la tensión se describirá como la suma de las tensiones directa e inversa:

$$(2.63) \quad \vec{v}_s^s = \vec{V}_d \cdot e^{j\omega_s t} + \vec{V}_i \cdot e^{-j\omega_s t}$$

El flujo directo gira en sentido directo a 50 Hz mientras que el inverso gira a 50 Hz pero en sentido contrario. Despreciando el efecto de la resistencia del estátor, estos flujos se pueden representar en régimen permanente como:

$$(2.64) \quad \begin{aligned} \vec{\psi}_{sd}^s &= \frac{\vec{V}_d}{j\omega_s} \cdot e^{j\omega_s t} \\ \vec{\psi}_{si}^s &= \frac{\vec{V}_i}{-j\omega_s} \cdot e^{-j\omega_s t} \end{aligned}$$

Además de estos dos flujos puede aparecer flujo libre para evitar discontinuidades en el flujo del estátor. El flujo libre es el mismo descrito en los huecos trifásicos y su aparición dependerá del instante en que se produce el hueco de tensión. En estas circunstancias el flujo del estátor se puede describir como la suma de tres flujos:

$$(2.65) \quad \vec{\psi}_s^s = \vec{\psi}_{sd}^s + \vec{\psi}_{si}^s + \vec{\psi}_{sl}^s$$

Cada uno de estos flujos inducirá una tensión en el rotor de la máquina, por lo que la tensión en circuito abierto del rotor será la suma de ellas:

$$(2.66) \quad \vec{v}_{ro} = \vec{v}_{rd} + \vec{v}_{ri} + \vec{v}_{rl}$$

Como se ha comentado, el flujo directo gira a la velocidad de sincronismo, por lo que la tensión inducida en el rotor puede calcularse de la misma forma que en (2.45):

$$(2.67) \quad \vec{v}_{rd}^r = \frac{L_m}{L_s} \cdot \vec{V}_d \cdot s \cdot e^{j\omega_s t}$$

El flujo inverso gira en sentido contrario a como lo hace el rotor, por lo que respecto a éste, su velocidad es casi dos veces la de sincronismo. De ahí que, a iguales amplitudes de flujo, la tensión que induce será mucho mayor que la inducida por el flujo directo:

$$(2.68) \quad \vec{v}_{ri}^r = -\frac{L_m}{L_s} \cdot \vec{V}_i \cdot (2-s) \cdot e^{-j(2-s)\omega_s t}$$

Por su parte, la tensión inducida por el flujo libre es como se calculó en (2.40):

$$(2.69) \quad \vec{v}_{ri}^r = -\frac{L_m}{L_s} \left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega \right) \cdot \vec{\psi}_{si}^r$$

En el caso de huecos de tensión trifásicos, el valor inicial del flujo libre, Ψ_0 , dependía de la profundidad del hueco. En caso de huecos asimétricos, además, ese valor dependerá del instante en que se produzca el hueco.

De todos los huecos asimétricos posibles, los huecos bifásicos aislados son los más exigentes [LOP08]. Es por esto por lo que se va realizar el estudio con este tipo de huecos, aunque este análisis se puede extender a otro tipo de huecos de la misma forma.

Teniendo en cuenta la forma de medir la profundidad mostrada en la Figura 2.16, la tensión de red en caso de hueco bifásico aislado puede escribirse como:

$$(2.70) \quad \begin{aligned} \vec{V}_R &= V_{red} \\ \vec{V}_S &= V_{red} \cdot (\bar{a}^2 + j\sqrt{3}/2 \cdot p) \\ \vec{V}_T &= V_{red} \cdot (\bar{a} - j\sqrt{3}/2 \cdot p) \end{aligned}$$

La descomposición de este sistema desequilibrado en sus componentes simétricas aplicando el *Teorema de Fortescue* queda:

$$(2.71) \quad \begin{bmatrix} \vec{V}_d \\ \vec{V}_i \\ \vec{V}_h \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \bar{a} & \bar{a}^2 \\ 1 & \bar{a}^2 & \bar{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot V_{red} \begin{bmatrix} 1 \\ \bar{a}^2 + j\sqrt{3}/2 \cdot p \\ \bar{a} - j\sqrt{3}/2 \cdot p \end{bmatrix} = V_{red} \cdot \begin{bmatrix} 1-p/2 \\ p/2 \\ 0 \end{bmatrix}$$

De acuerdo a la expresión anterior, estos huecos no producen componente homopolar. Por su parte, las tensiones directa e inversa crearán un flujo de acuerdo con (2.64).

Tanto la tensión directa como la inversa dan lugar a la aparición de sus correspondientes flujos, siendo proporcionales a las tensiones que los originan:

$$(2.72) \quad \begin{aligned} \bar{\psi}_{sd}^s &= (1-p/2) \cdot \frac{V_{red}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} \\ \bar{\psi}_{si}^s &= (p/2) \cdot \frac{V_{red}}{-j\omega_s} e^{-j\omega_s t} \end{aligned}$$

Teniendo en cuenta que el flujo debe ser continuo, es decir, el flujo antes y después del hueco deben ser iguales, se puede calcular el valor inicial del flujo libre Ψ_0 :

$$(2.73) \quad \begin{aligned} \bar{\psi}_s^s(t^-) &= \bar{\psi}_s^s(t^+) \\ \bar{\psi}_{sf}^s(t^-) &= \bar{\psi}_{sd}^s(t^+) + \bar{\psi}_{si}^s(t^+) + \bar{\Psi}_l(t^+) \end{aligned}$$

donde:

$$(2.74) \quad \bar{\Psi}_l(t^+) = \bar{\Psi}_0 = \bar{\psi}_{sf}^s(t^-) - \bar{\psi}_{sd}^s(t^+) - \bar{\psi}_{si}^s(t^+)$$

En los huecos trifásicos, el flujo libre inicial sólo depende de la profundidad del hueco, pero en caso de huecos asimétricos, este flujo depende también del instante en el comience el hueco.

Flujo libre nulo:

En la situación descrita a continuación, el flujo libre es nulo ya que en el momento de aparición del hueco los flujos directo e inverso están alineados y su suma es igual al flujo que había en la máquina en los instantes previos al hueco:

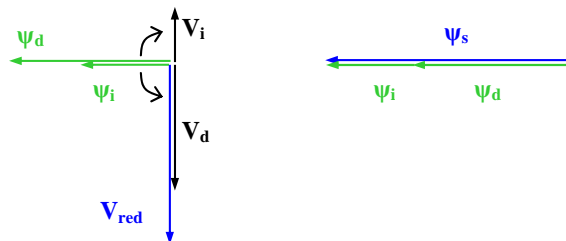


Figura 2.23 Fase inicial de los flujos en un hueco bifásico sin flujo libre ($t=t_1$).

En este caso no aparece flujo libre:

$$(2.75) \quad \begin{aligned} \bar{\psi}_s^s(t_1^-) &= \frac{V_{red}}{j\omega_s} \\ \bar{\psi}_s^s(t_1^+) &= \frac{V_{red}(1-p/2)}{j\omega_s} + \frac{-V_{red} p/2}{-j\omega_s} = \frac{V_{red}}{j\omega_s} \end{aligned}$$

Al no aparecer flujo libre, el flujo del estátor no describe ningún transitorio. La máquina comienza el hueco en un nuevo régimen permanente:

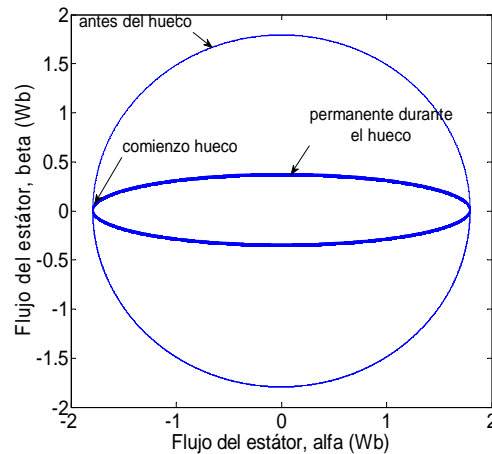


Figura 2.24 Trayectoria del flujo para un hueco bifásico de profundidad sin flujo libre ($t=t_1$).

Utilizando la descomposición utilizada en la Figura 2.23, se puede observar cómo en el momento en que aparece el hueco de tensión el flujo forzado gira en sentido directo mientras que el flujo inverso gira en sentido inverso, por lo que habrá veces que estén en fase sumándose y otras que estén en contrafase restándose. Esto provoca que la trayectoria que describe el vector del flujo sea elíptica tal y como ha podido verse en la figura anterior.

Flujo libre máximo:

En la situación que se describe a continuación, el flujo inverso está en oposición de fase con el directo, por lo que sus amplitudes se restan, apareciendo un flujo libre de amplitud máxima.

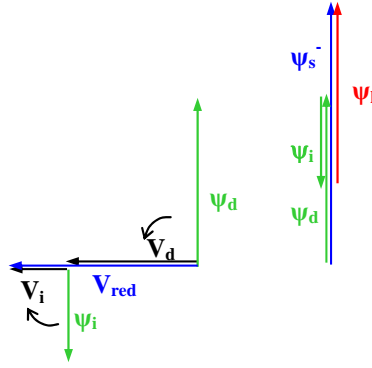


Figura 2.25 Fase inicial de los flujos en un hueco bifásico con flujo libre máximo ($t=t_2$).

Para que el flujo no sufra discontinuidades, debe aparecer flujo libre:

$$(2.76) \quad \begin{aligned} \bar{\psi}_s^s(t_2^-) &= \frac{V_{red}}{j\omega_s} \\ \bar{\psi}_s^s(t_2^+) &= \frac{V_{red}(1-p/2)}{j\omega_s} + \frac{V_{red} p/2}{-j\omega_s} + \bar{\Psi}_l(t_2^+) \end{aligned}$$

De donde se puede calcular el valor inicial Ψ_0 del flujo libre:

$$(2.77) \quad \bar{\Psi}_l = \Psi_0 \cdot e^{-t/\tau_s} = \frac{V_{red} \cdot p}{j\omega_s} \cdot e^{-t/\tau_s}$$

A la trayectoria elíptica generada por los flujos directo e inverso se le suma el flujo libre, que hace desplazar la trayectoria verticalmente a medida que decae exponencialmente:

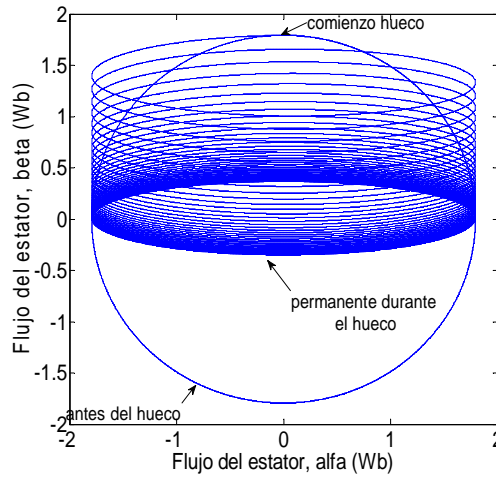


Figura 2.26 Trayectoria del flujo para un hueco bifásico de profundidad 80% con máximo flujo libre ($t=t_2$).

La expresión de la tensión en bornes del rotor (2.61) se obtuvo independientemente del tipo de hueco, por lo tanto sigue siendo válida para huecos asimétricos:

$$(2.78) \quad \vec{v}_r^r = \vec{v}_{ro}^r + R_r' \cdot \vec{i}_r^r + \sigma L_r \frac{d}{dt} \vec{i}_r^r$$

Lo mismo puede decirse del modelo de la máquina que se deriva de la expresión anterior:

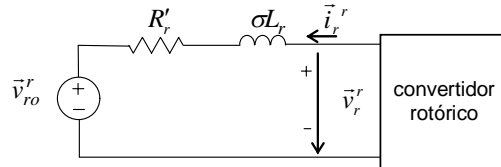


Figura 2.27 Esquema equivalente del rotor de la DFIG.

A diferencia de los huecos trifásicos, en los huecos asimétricos la tensión inducida v_{ro} es una suma de la tensión inducida por el flujo directo, por el flujo inverso y por el flujo libre. Es decir:

$$(2.79) \quad \vec{v}_{ro}^r = \vec{v}_{rd}^r + \vec{v}_{ri}^r + \vec{v}_{rl}^r$$

Las tensiones inducidas por el flujo inverso y directo ya fueron calculadas en (2.67) y (2.68). A pesar de que estas expresiones fueron obtenidas para el caso de que el rotor estuviese en circuito abierto, no dependen de la corriente que circule por el rotor, por lo que siguen siendo válidas cuando hay circulación de corriente rotórica.

Por otra parte, la tensión inducida por el flujo libre fue calculada en (2.40). Despreciando el término $1/\tau_s$:

$$(2.80) \quad \vec{v}_{rl}^r = -\frac{L_m}{L_s} j\omega \cdot \vec{\psi}_{sl}^r$$

Como se puede apreciar, la tensión libre es proporcional al flujo libre. Este flujo libre tiene un valor inicial calculado en (2.74) y su evolución temporal dependerá de la corriente del rotor, de forma que si esta corriente es nula, entonces el flujo libre decae de forma exponencial.

Una vez definidos los tipos de huecos que pueden aparecer en la red eléctrica y cómo afectan a la turbina, y en especial, al convertidor del rotor, se definirán los huecos más representativos y las condiciones de simulación en base a las normativas de red.

2.5 Inyección de corriente reactiva

Con anterioridad se ha analizado de forma teórica la influencia de los huecos de tensión en el rotor del generador, generando sobretensiones que pueden hacer que el convertidor rotórico pierda el control de las corrientes llegando a sufrir daños. Como se verá más adelante, es necesario que el convertidor pueda protegerse ante este tipo de situaciones.

Hace algunos años, la solución más utilizada por los fabricantes para proteger al convertidor de las sobretensiones inducidas en el rotor, era cortocircuitar el rotor de la máquina y desacoplar la turbina de la red eléctrica. Para evitar este tipo de actuaciones, las normativas de red en los países donde la energía eólica tiene ya una penetración importante han definido una serie de huecos que los aerogeneradores deben ser capaces de soportar sin desacoplarse.

2.5.1 Códigos de red

Los diferentes códigos de red han ido evolucionando de forma independiente, por lo que es frecuente encontrarse con especificaciones dispares. En la siguiente figura se muestra el perfil de hueco de tensión al que se debe hacer frente según el país de instalación de la turbina: España (PO 12.2 y PO 12.3), Alemania (EON y SDL&BDEW) y EEUU (WECC).

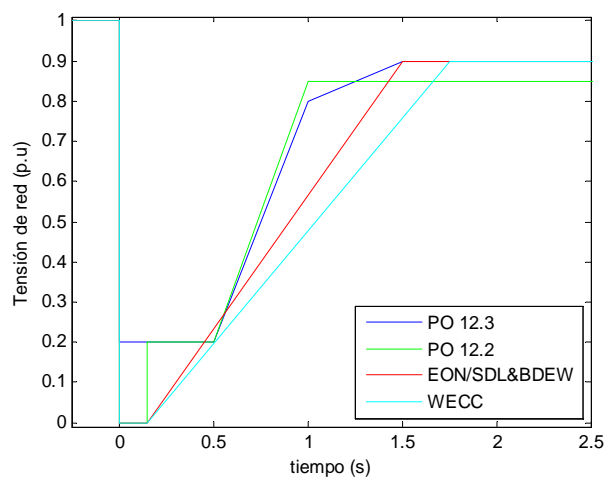


Figura 2.28 Perfil de tensión que deben afrontar los aerogeneradores para diferentes códigos de red.

En normativas como la estadounidense WECC [WEC07] cuyo perfil se muestra en la figura anterior, el único requisito solicitado es que el aerogenerador sea capaz de superar el hueco de tensión sin desconectarse. En países como España o Alemania,

donde la energía eólica tiene una gran penetración, además de soportar el hueco se exige de forma adicional que el aerogenerador sea capaz de dar soporte a la red eléctrica inyectando corriente reactiva para ayudar a elevar la tensión en el punto de conexión del aerogenerador.

Las potencias activa y reactiva durante el hueco se calcularán con la secuencia positiva de tensiones y corrientes [NII06], tal y como recomienda la norma IEC 61400-21 [IEC08].

A continuación se muestran las normativas más exigentes en cuanto a niveles y tiempos de inyección de corriente reactiva de las normativas españolas y alemanas.

España: Red Eléctrica Española (REE)

En la actualidad, el Procedimiento de Operación P.O. 12.3 [REE06] rige la conexión a red de los sistemas eólicos en España. Esta normativa se encuentra en proceso de revisión, de forma que en el momento de redacción de la presente tesis se dispone de una propuesta de la nueva normativa, el P.O. 12.2 [REE09]. Las especificaciones recogidas en el P.O. 12.2 a fecha de redacción de la presente tesis son:

- Inyección de corriente reactiva en faltas trifásicas y bifásicas hasta 1 p.u, de acuerdo con la Figura 2.29 hasta profundidades de $p=0.8$. Por debajo del 0.2 p.u de tensión retenida se permite la inhabilitación de los convertidores.
- Tiempo de inyección: Inyección del 60% de corriente reactiva en 100 ms y del 90% en 140 ms.

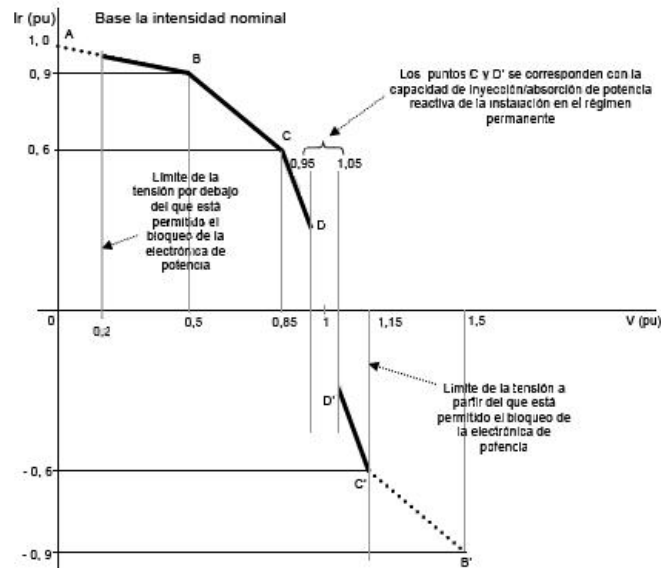


Figura 2.29 Límites de inyección/absorción de corriente reactiva en función de la tensión.

Los altos niveles de inyección de corriente reactiva de hasta 0.9 p.u en faltas bifásicas y los cortos tiempos de inyección, hacen del P.O. 12.2 una de las normativas más exigentes.

Alemania: E.ON / SDL WindV & BDEW

E.ON 2006 [EON06] es la normativa alemana de conexión a red tomada como referencia antes de la aparición de las nuevas SDL&BDEW. Presenta los siguientes requisitos de inyección:

- Inyección de corriente reactiva en 20 ms desde el reconocimiento de la falta (La entidad certificadora Germanischer Lloyd (GL) considera un tiempo de detección de la falta de 20 ms, por lo que el tiempo total antes de la inyección de corriente reactiva aumenta a 40 ms.)
- Inyección de corriente reactiva en 3ph, hasta 1 p.u.
- Inyección de corriente reactiva en 2ph definida por el valor de la fase que menos se ve afectada por la perturbación (fase sana).

Las elevadas exigencias de esta normativa hacen que su cumplimiento sea muy complicado, siendo habitual la negociación de los tiempos de inyección con E.On por parte de los diferentes fabricantes de turbinas.

SDL WindV & BDEW [SDL08] son las nuevas normativas alemanas que han pasado a primer plano frente a la normativa E.ON 2006. Estas normativas presentan los siguientes requisitos de inyección:

- Inyección de corriente reactiva en 3ph hasta 1 p.u. hasta profundidades de $p=0.8$
- Inyección de corriente reactiva en 2ph hasta 0.4 p.u. (limitado para no elevar demasiado la fase sana) hasta profundidades de $p=0.8$.
- Inyección de corriente reactiva en 50-80 ms (tiempo de subida 50 ms, tiempo de establecimiento 80 ms) de acuerdo a la Figura 2.30.

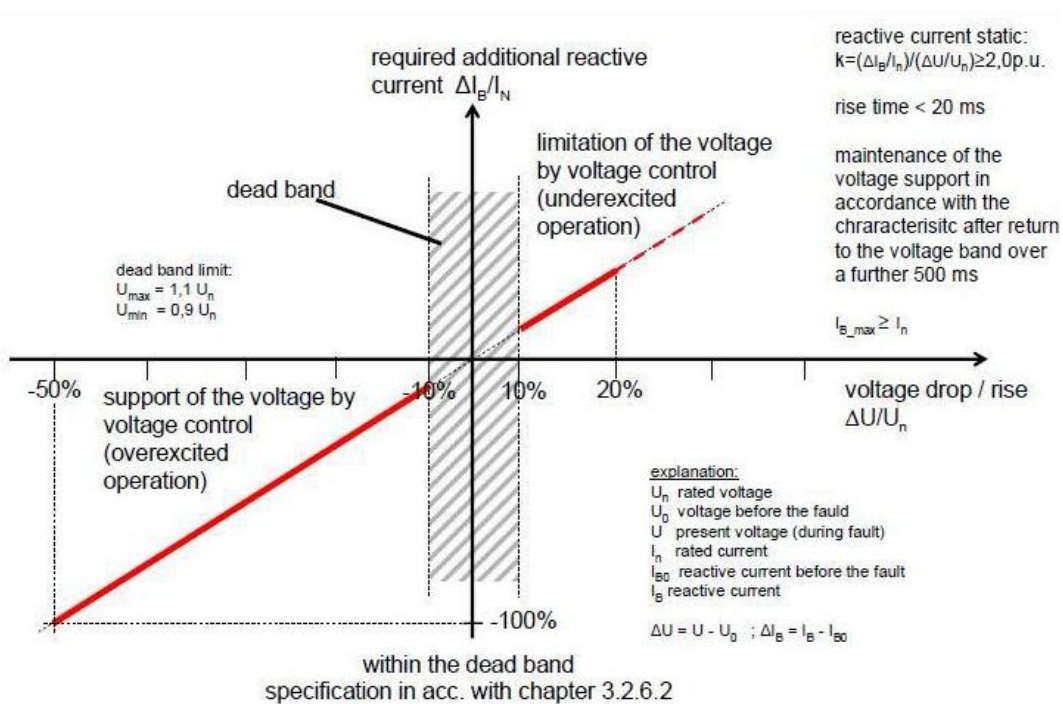


Figura 2.30 Requerimientos de inyección/absorción de corriente reactiva en función de la tensión.

Las normativas presentadas se tomarán como referencia a la hora de definir la inyección de corriente reactiva a red. Así, en las simulaciones que se muestren a partir de ahora se inyectará toda la corriente nominal de la turbina en forma de corriente reactiva en el menor tiempo posible y la corriente activa se llevará a cero.

De acuerdo con las normativas antes descritas, los huecos de tensión a ensayar durante las campañas de huecos requeridas por las diferentes certificaciones, se suelen ensayar en media tensión. En la Figura 2.1 se describía de forma esquemática una turbina eólica, pero dado que la gran mayoría de generadores tienen el estátor a baja tensión, las turbinas reales suelen disponer de un transformador MT/BT, tal y como se describe en el Anexo B: Turbinas industriales. Por otro lado, estos ensayos se realizan con generadores de huecos que por lo general suelen ser divisores inductivos. Aun sabiendo esto, y a fin de simplificar los estudios, en la presente tesis se simularán los huecos directamente en baja tensión y simulados como una fuente controlada de tensión, sabiendo que es peor caso que la realidad.

En la topología DFIG, dado que tanto el estátor como el convertidor de red se encuentran conectados a red, es posible inyectar reactiva por ambas partes. Debido a restricciones legales asociadas a la patente [GEC04] donde se reivindica la inyección de reactiva por el convertidor de red, en las simulaciones mostradas, no se utilizará la capacidad de generación de reactiva por el convertidor del lado de red.

2.5.2 Huecos tipo

A fin de garantizar unas correctas condiciones de simulación que garanticen la trazabilidad y comparación de las soluciones desarrolladas, se va a definir un escenario de simulación en el que comparar las distintas técnicas de protección.

A mayor profundidad de hueco, de acuerdo con (2.76) y (2.77), mayor va a ser la amplitud del flujo inverso y del flujo libre en caso de existir, por lo que las tensiones inducidas por éstos también lo serán. Además, como se ha visto en (2.40) y (2.67), la tensión inducida por el flujo libre y la tensión inducida por el flujo inverso, dependen del deslizamiento de la turbina, de forma que a mayor velocidad de giro por encima de la velocidad de sincronismo, mayor será esta tensión. Por otro lado, se ha visto que en caso de huecos asimétricos, dependiendo del instante en que se produzca el hueco de tensión aparece flujo libre o no. En caso de huecos trifásicos, el instante en el que se produce el hueco no es importante, ya que el flujo libre sólo depende de la profundidad del hueco.

De acuerdo a las normativas mostradas P.O. 12.2 y SDL&BDEW, la profundidad máxima del hueco a la que hay que hacer frente inyectando corriente reactiva a la red es $p=0.8$. Será esta la profundidad del hueco que se tendrá en cuenta de aquí en adelante. Además, se simulará a velocidad de giro nominal de turbina. Una vez conocido esto, se definirán los huecos tipo en ante los que se simulará el sistema de aquí en adelante. Las

simulaciones se realizarán por defecto sobre una turbina comercial descrita como *Turbina 1* en el Anexo B.

Hueco trifásico tipo: Profundidad $p=0.8$.

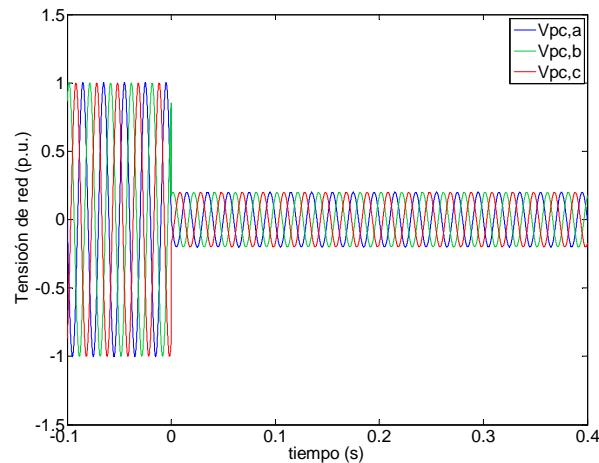


Figura 2.31 Tensiones por unidad en las tres fases durante un hueco trifásico tipo.

Hueco bifásico tipo: Hueco bifásico aislado (entre fases) de profundidad $p=0.8$ y $t=t_2$ instante en el que aparece el máximo flujo libre.

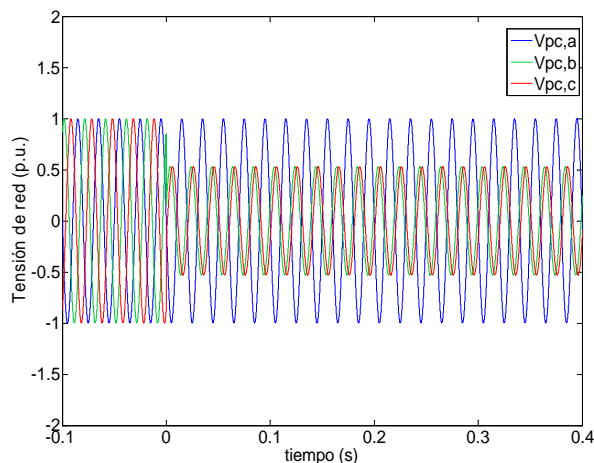


Figura 2.32 Tensiones por unidad en las tres fases durante un hueco bifásico tipo.

Se han definido como huecos tipo para realizar el estudio huecos del 20% de tensión retenida para la simplificación del estudio, por lo que los sistemas analizados en la presente tesis se dimensionarán para hacer frente estos huecos. Los sistemas reales deberán ser capaces de superar huecos totales de tensión (0% de tensión retenida) en

caso de que la normativa lo requiera, por lo que es posible que los sistemas finales industriales presenten modificaciones respecto a lo aquí descrito para poder adaptarse.

En las figuras anteriores se ha mostrado la entrada al hueco y el mantenimiento del hueco, no así la salida. En los huecos reales, la salida del hueco no suele ser tan brusca como la entrada, por lo que no suele ser tan problemática. Además, como en la vuelta del hueco el flujo inverso desaparece, su efecto no es tan acentuado como el hueco en sí, por lo que el análisis realizado en esta tesis, por norma general, no mostrará la salida del hueco.

3

Crowbar tradicional

3.1 Introducción

En el capítulo anterior se han estudiado los efectos de los huecos de tensión en la DFIG, describiéndose cómo durante un hueco de tensión aparece una sobretensión en el rotor que puede llegar a saturar el convertidor del rotor, con la consiguiente pérdida del control de las corrientes, pudiendo llegar a destruir el convertidor rotórico. Además, el flujo de potencia asociado a estas corrientes provoca que la tensión del bus DC suba de forma descontrolada, llegando incluso a dañar los propios condensadores del bus.

Los fabricantes de turbinas han sabido desde hace tiempo de la presencia de estos problemas, por lo que se han tratado de buscar soluciones para proteger el convertidor ante huecos de tensión, siendo el crowbar el sistema de protección más habitual.

3.2 Sistema de protección tipo crowbar

En sus inicios, el crowbar era un dispositivo que permitía desactivar el convertidor rotórico sin poner en riesgo su integridad. Consistía en realizar un cortocircuito en las fases del rotor asegurando una tensión nula en bornes del convertidor. De esta manera se evitaba cualquier tipo de riesgo para los semiconductores del convertidor y para los condensadores del bus DC.

Sin embargo, al no haber tensión en bornes del rotor, la corriente quedaba totalmente descontrolada y podía alcanzar valores demasiado elevados en el rotor, y por lo tanto, también en el estátor.

Para tratar de frenar estas corrientes, en un primer paso, se insertaron resistencias que limitaran las corrientes del rotor. Este sistema se muestra en la siguiente figura:

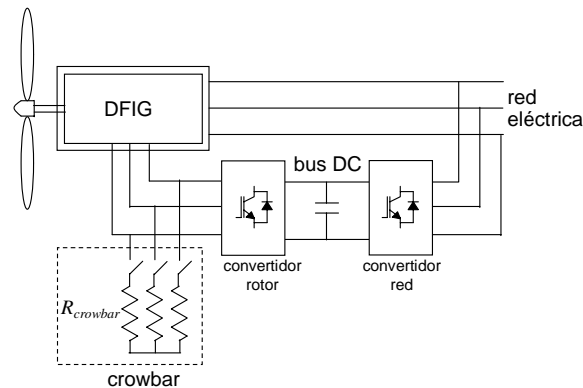


Figura 3.1 Estructura de conversión con crowbar

De esta forma, cuando el crowbar se encuentra conectado, el esquema equivalente del rotor de la Figura 2.22 queda:

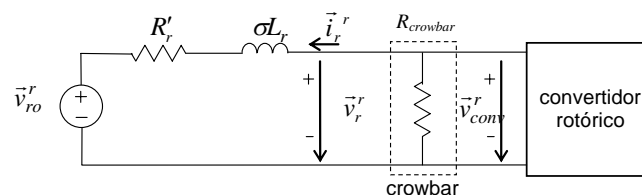


Figura 3.2 Esquema equivalente del rotor de la DFIG con crowbar

El crowbar original incluía una resistencia y un interruptor por fase. Este interruptor era generalmente un tiristor por lo que no se disponía de capacidad para interrumpir las corrientes circulantes por el crowbar.

El elevado número de elementos requeridos para este sistema de protección hizo necesario buscar una forma equivalente de implementar el crowbar con un menor número de elementos, cuyo esquema se muestra en la figura:

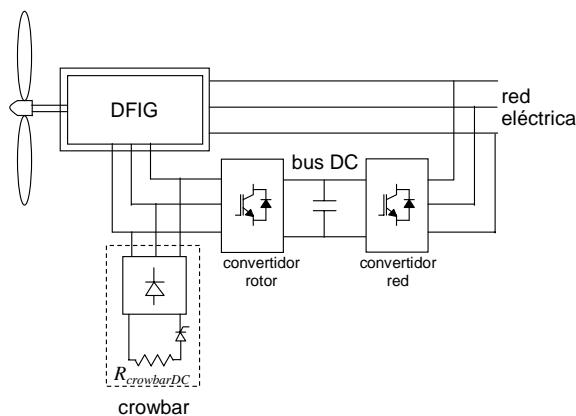


Figura 3.3 Estructura de conversión con crowbar alternativo.

Para la implementación de este tipo de crowbar es necesario disponer de un puente de diodos, un tiristor y una resistencia, o alternativamente, un puente de tiristores y una resistencia, abaratando así el coste del sistema.

El esquema de la Figura 3.1 es equivalente al de la Figura 3.3 si se cumple la siguiente relación:

$$(3.1) \quad R_{\text{crowbarDC}} = \frac{\pi^2}{6} \cdot R_{\text{crowbar}}$$

Con este sistema, debido al elevado valor que alcanzaban las corrientes del rotor, y en consecuencia del estátor, se podía llegar a disparar el elemento de protección del aerogenerador y la turbina quedaba desconectada de la red eléctrica. En determinadas ocasiones, estas actuaciones no eran del todo indeseadas e incluso podían llegar ser requeridas por las normativas.

Desde el punto de vista del aerogenerador, la desconexión de la red no supone un problema serio si se dispone de elementos para la reconexión del aerogenerador una vez el hueco ha pasado. En estas circunstancias, el rotor del aerogenerador puede acelerarse mientras los sistemas de actuación de pitch actúan, pero por lo general las velocidades de giro alcanzadas no llegan a ser peligrosas. El principal problema de la desconexión es la pérdida de producción eléctrica mientras el aerogenerador permanece desconectado.

La desconexión del aerogenerador tiene sin embargo una gran influencia sobre la red eléctrica, ya que mientras está desconectado el aerogenerador, deja de entregar potencia a la red y el hueco de tensión tiende a agravarse. En la actualidad, los procedimientos de operación de red de los países en los que la energía eólica tiene cierta relevancia han sido o están siendo modificados para exigir que las turbinas permanezcan

conectadas a la red y exigen además que se introduzca corriente reactiva a la red para ayudar a recuperar la tensión nominal de la red.

Para que la turbina pueda inyectar corriente reactiva es necesario que el crowbar después de activarse, sea capaz de desconectarse de forma controlada. Para ello, el interruptor utilizado debe tener capacidad para cortar la corriente que circula por el crowbar (un tiristor no tiene capacidad de corte). Este tipo de crowbar se denomina tradicionalmente crowbar activo ([ING05], [FED06]), y su esquema se muestra en la siguiente figura, donde se incluye un IGBT como interruptor:

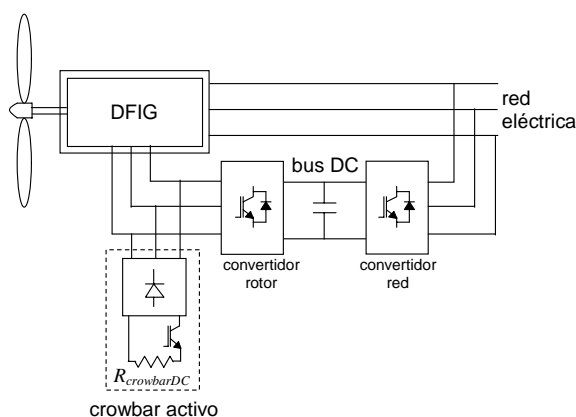


Figura 3.4 Estructura de conversión con crowbar activo

3.2.1 Elección del valor de la resistencia del crowbar

Para una correcta protección del convertidor del rotor, es necesario escoger correctamente el valor de la resistencia del crowbar $R_{crowbarDC}$. Si el valor de la resistencia es demasiado grande, la caída de tensión en bornes de la resistencia, y por tanto en bornes del convertidor, será demasiado elevada. Se corre así el riesgo de que la tensión supere el límite del convertidor y la corriente circule a través de los diodos del convertidor que se encuentra desactivado hacia el bus DC del convertidor. Por otra parte, si el valor de la resistencia es demasiado pequeño, la corriente que circula por el rotor y por el estátor, así como el golpe de par, serán demasiado elevados.

En la figura siguiente se muestra un esquema del convertidor del lado de red basado en interruptores IGBT. En la parte izquierda se muestra el convertidor en condiciones normales y en la parte derecha se muestra cuando está inactivo con todos sus interruptores abiertos (como es el caso cuando el crowbar se activa).

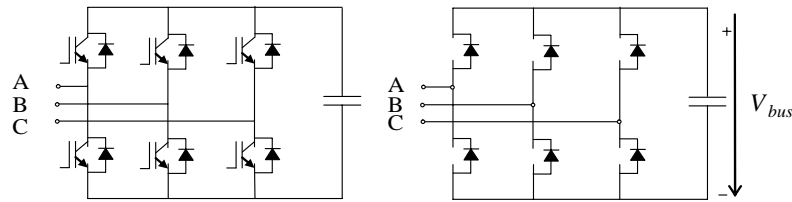


Figura 3.5 Estructura de conversión del convertidor en condiciones normales y cuando se encuentra inactivo

Cuando se conecta el crowbar, aparece una tensión en bornes del convertidor $v_{línea}$ (v_{AB} , v_{BC} o v_{CA}) que depende del valor de la resistencia del crowbar. Si el valor pico de la tensión de línea supera el valor de la tensión de bus V_{bus} , la corriente comenzará a circular por los diodos del convertidor y en consecuencia el bus puede quedar descontrolado, alcanzando su tensión valores demasiado elevados.

Será necesario para una correcta protección del equipo que la tensión $v_{línea}$ en bornes del convertidor nunca supere la tensión de bus. A continuación se realiza una batería de simulaciones donde se somete al sistema a un hueco trifásico tipo y con un deslizamiento de $s=-12\%$. Para cada valor de resistencia del crowbar se representa el valor máximo de la amplitud de la tensión de línea en bornes del rotor.

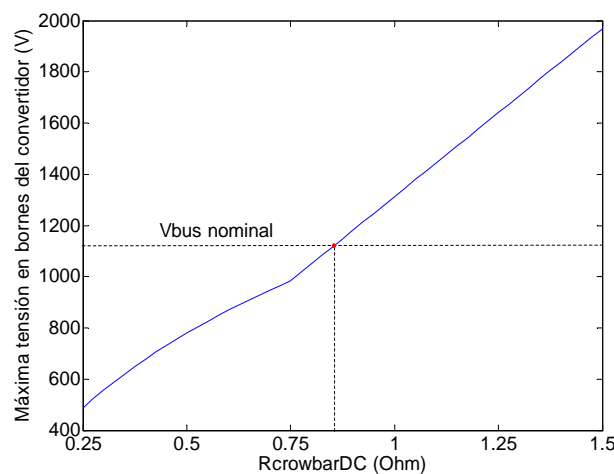


Figura 3.6 Máxima tensión del convertidor para diferentes valores de resistencia.

El punto rojo de la figura anterior representa el valor de resistencia para el que $v_{línea}$ alcanza el límite de la tensión del bus (1135 V). De esta figura se deduce que la resistencia debe ser menor que 0.85Ω para que haya una correcta protección.

En cambio, si el valor de la resistencia es demasiado bajo, la corriente puede alcanzar valores peligrosos que pueden suponer un riesgo para los devanados de la máquina (tanto de rotor como de estátor). Si se repite el proceso anterior observando el valor máximo de la amplitud de la corriente del rotor, el resultado es el siguiente:

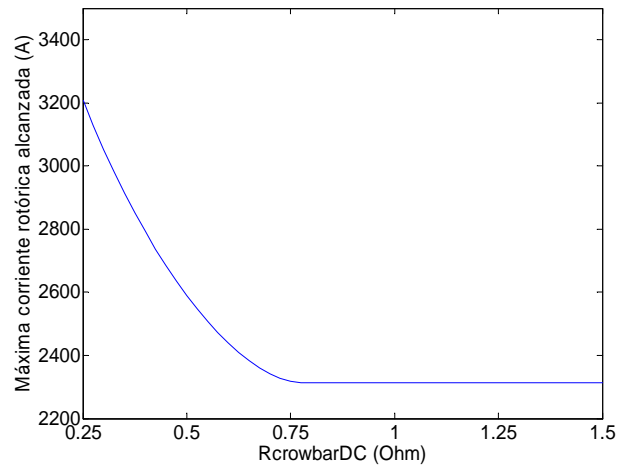


Figura 3.7 Máxima corriente rotórica para diferentes valores de resistencia.

El hecho de que la corriente del rotor aumente, hace que el par electromagnético de la máquina también lo haga. El pico del par puede alcanzar valores suficientes para dañar el eje mecánico que une el generador con la multiplicadora. Este par puede llegar a romper el eje mecánico, o en el mejor de los casos, hacerlo resonar ya que el eje es un sistema muy poco amortiguado. Para limitar estos problemas suele ser habitual colocar una junta deslizante entre el generador y la multiplicadora que limite el par que recibe. De cualquier forma, es recomendable reducir el golpe de par en la medida de lo posible.

Si se representa el par electromagnético por unidad alcanzado en función de la resistencia del crowbar se tiene:

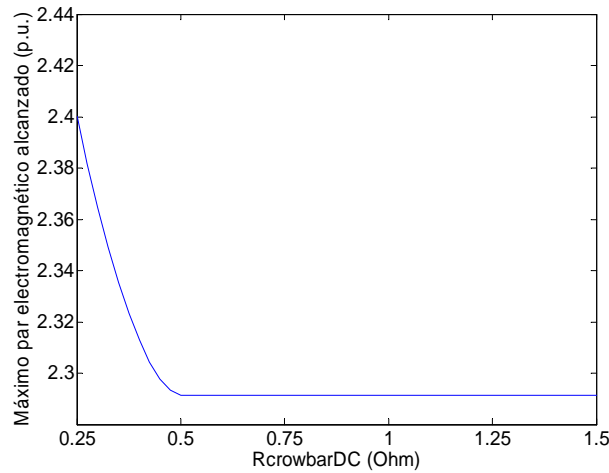


Figura 3.8 Máximo par electromagnético alcanzado para diferentes valores de resistencia.

Analizando las dos figuras anteriores, se puede tratar de definir un valor de resistencia más o menos adecuado. Si se quiere que el golpe de par sea mínimo, el valor de la resistencia debe ser mayor que 0.5 Ω. Aún y todo, y viendo que la diferencia en el golpe de par es pequeña (2.29 pu a 2.4 pu), se escoge un valor de resistencia menor que 0.5 Ω ya que así la potencia disipada en la resistencia es menor. Por ejemplo, para que la corriente del rotor no sobrepase los 3000 A, el valor de la resistencia del crowbar debe ser $R_{crowbarDC}=0.3 \Omega$. Con una resistencia de este valor, el par electromagnético alcanzaría 2.35 veces el valor de par nominal.

Además de proteger el convertidor del rotor, una de las mayores ventajas del crowbar es la notable aceleración que provoca en el amortiguamiento del flujo libre. Esto puede deducirse a partir de la expresión:

$$(3.2) \quad \vec{v}_s^s = R_s \cdot \vec{i}_s^s + \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s^s$$

Y teniendo en cuenta que:

$$(3.3) \quad \vec{\psi}_s^s = \left(L_s - \frac{L_m^2}{L_r} \right) \cdot \vec{i}_s^s + \frac{L_m}{L_r} \vec{\psi}_r^s$$

donde $L_s - (L_m^2/L_r) = \sigma L_s$ es la inductancia transitoria del estátor.

Si se supone una resistencia de crowbar nula y despreciando el efecto de la resistencia de los devanados, la tensión en bornes del rotor es nula. En estas circunstancias, el valor del flujo del rotor puede aproximarse a cero, de forma que se obtiene la siguiente expresión:

$$(3.4) \quad \frac{d}{dt} \bar{\psi}_s^s \approx \bar{v}_s^s - \frac{R_s}{\sigma L_s} \bar{\psi}_s^s$$

Al igual que la expresión (2.32), la ecuación anterior es una *ecuación diferencial lineal no homogénea*, y como tal su solución puede dividirse en dos partes: la *solución particular* y la *solución homogénea*. En caso de hueco total, sólo aparece la solución homogénea, y al igual que en caso de rotor en circuito abierto, la respuesta del flujo del estátor sigue una función exponencial.

La gran diferencia es que ahora la constante de tiempo τ se reduce sustancialmente:

$$(3.5) \quad \tau_{crowbar} = \frac{\sigma L_s}{R_s}$$

En estas circunstancias el valor de la constante de tiempo para la turbina 1 del Anexo B es $\tau_{crowbar}=0.0732$ s frente a $\tau=0.8387$ s que se tenía con el rotor en circuito abierto. En la siguiente figura se muestra la evolución temporal del flujo libre en estos dos casos:

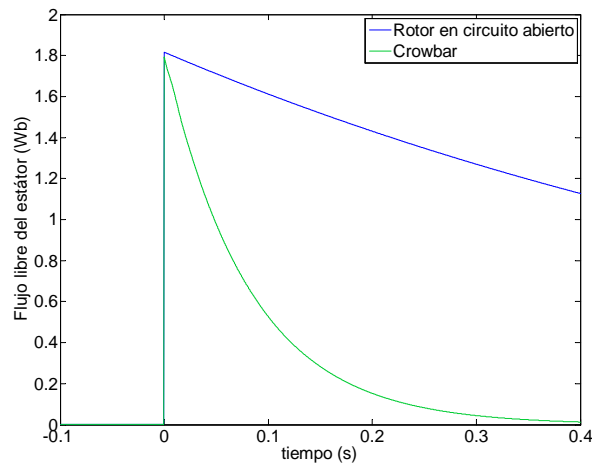


Figura 3.9 Flujo libre del estátor con crowbar y con el rotor en circuito abierto.

Aunque para llegar a la expresión (3.5) se ha despreciado el efecto de la resistencia del crowbar y de los devanados, los resultados son muy similares si se consideran estas dos resistencias. Repitiendo, por ejemplo, la simulación anterior con una resistencia nula ($R_{crowbarDC}=0$ Ω) y comparando con el caso escogido $R_{crowbarDC}=0.3$ Ω ., se tiene la siguiente evolución del flujo libre:

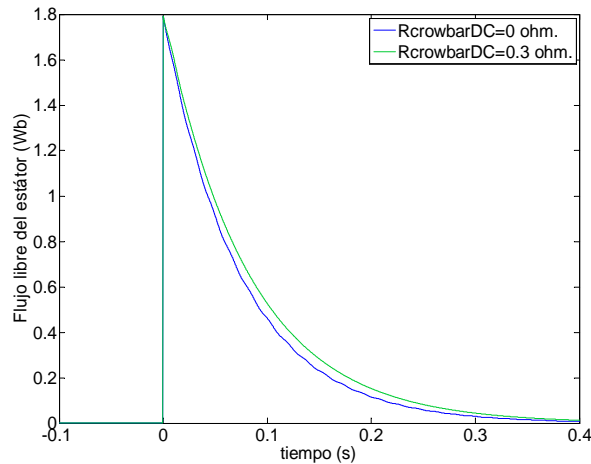


Figura 3.10 Flujo libre del estator con $R_{crowbarDC}=0$ y $R_{crowbarDC}=0.3 \Omega$.

Se observa como el amortiguamiento del flujo libre en los dos casos es similar, por lo que se puede dar por válida la simplificación.

Llegados a este punto, es necesario definir un parámetro crítico de este sistema, y es el tiempo que permanece el crowbar conectado, ya que si este tiempo es demasiado corto, el flujo libre no se amortiguará suficientemente y por tanto, una vez desconectado el crowbar se pueden volver a inducir tensiones peligrosas para el convertidor. Es por esto que el crowbar debe permanecer conectado el tiempo suficiente para que la tensión inducida por el flujo libre no sature el convertidor. Como punto de partida, se supone un tiempo de conexión de crowbar de 100 ms .

3.3 Comportamiento del crowbar activo frente a huecos de tensión

3.3.1 Funcionamiento ante huecos trifásicos

Para tratar de observar el comportamiento del crowbar activo frente a huecos de tensión, se va a someter a la turbina 1 del Anexo B a un hueco trifásico tipo a deslizamiento nominal ($s=-12\%$). Una vez que el convertidor recupera el control de las corrientes, la máquina inyectará a red la corriente nominal en forma de corriente reactiva.

El crowbar posibilita un rápido amortiguamiento del flujo libre, por lo que en esta máquina es posible desconectar el crowbar a los 100ms de detectar el hueco de tensión.

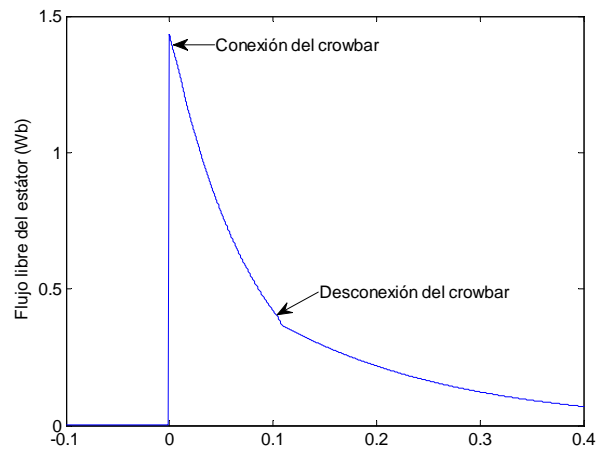


Figura 3.11 Evolución del flujo libre con crowbar ante un hueco trifásico.

El flujo libre que queda a la desconexión del crowbar no es suficiente para ocasionar problemas en el convertidor, por lo que la tensión del bus no alcanza tensiones peligrosas en la desconexión:

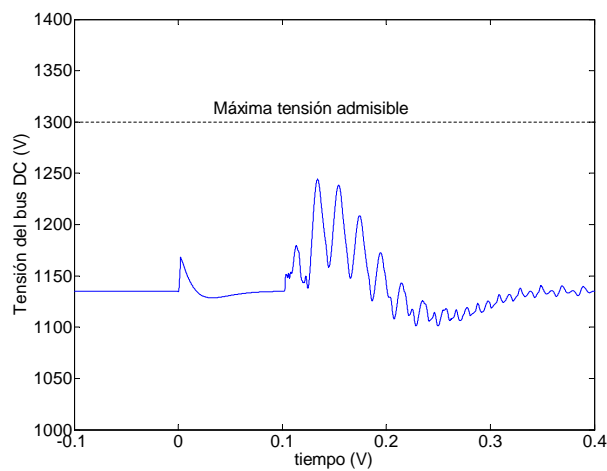


Figura 3.12 Tensión del bus DC con crowbar ante un hueco trifásico.

A continuación se muestra el módulo de la corriente que circula por el rotor y el convertidor. Se puede apreciar como al conectarse el crowbar, el convertidor queda inactivo, por lo que no hay circulación de corrientes a través de él.

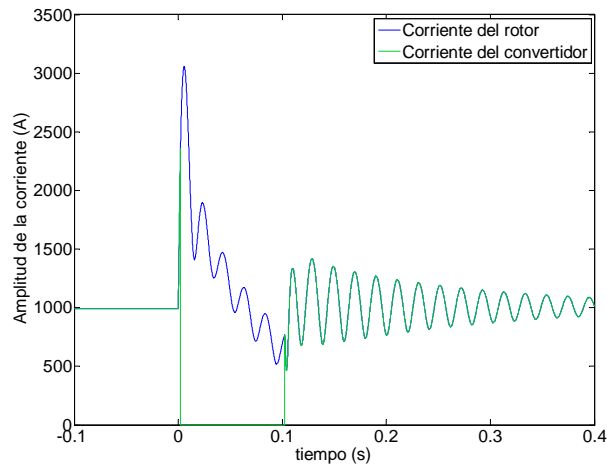


Figura 3.13 Amplitud de la corriente del rotor y del convertidor ante un hueco trifásico.

Una de las desventajas de la utilización del crowbar es el elevado golpe de par que se da cuando aparece un hueco de tensión. En este caso el golpe de par casi alcanza 2.35 veces el valor de par nominal:

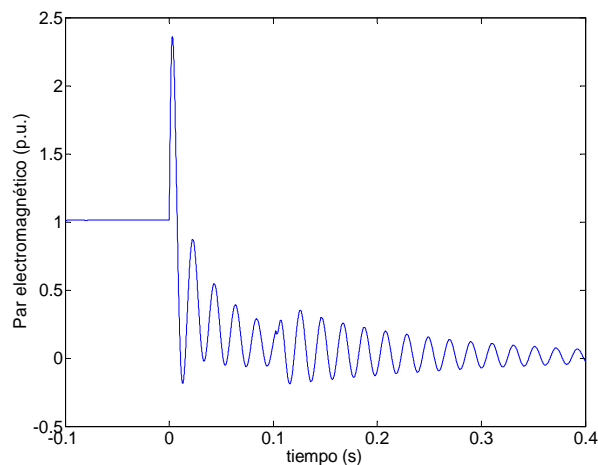


Figura 3.14 Par electromagnético de la turbina ante un hueco trifásico.

Como ya se ha comentado anteriormente, mientras el crowbar permanece conectado se pierde el control de la máquina. Esta pérdida es inevitable ya que el control se lleva a cabo con el convertidor rotórico, que no está activo mientras el crowbar funciona. En consecuencia, en el estátor aparecen flujos de energía activa y reactiva que escapan a toda regulación. Igual que cualquier máquina asíncrona cuyo rotor está cortocircuitado, habrá consumo de energía reactiva, justo lo contrario de lo

que exigen los nuevos códigos de red: inyección de corriente reactiva. Esta situación se aprecia en la siguiente figura:

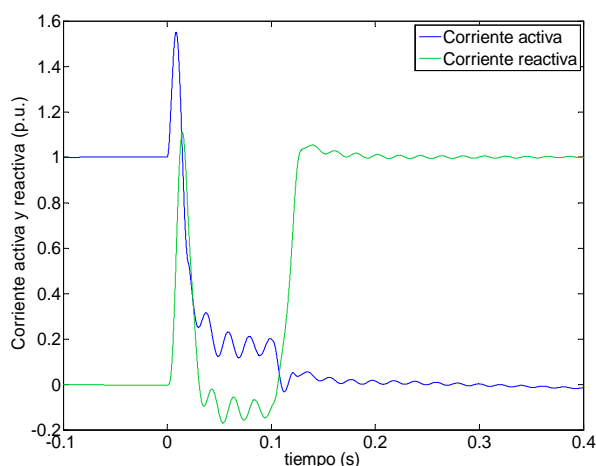


Figura 3.15 Corriente activa y reactiva de la turbina ante un hueco trifásico.

3.3.2 Funcionamiento ante huecos asimétricos

En huecos asimétricos el desequilibrio en la tensión del estátor hace que aparezca, además del flujo libre, un flujo inverso producido por la secuencia inversa. De esta forma, en el rotor se inducirán tres tensiones: la directa, la libre y la inversa.

Mientras el crowbar permanece conectado, el flujo libre se irá amortiguando, y pasados aproximadamente 100 ms puede considerarse residual. En estas circunstancias, cuando el convertidor recupera el control, la tensión inducida por el flujo libre es prácticamente nula. Por el contrario, el flujo inverso permanece constante a lo largo de todo el hueco, ya que es producido por la componente inversa de la tensión de red. Al prevalecer el flujo inverso, la tensión inversa inducida por él también lo hará. Si la profundidad del hueco es demasiado grande las sobretensiones inducidas en el rotor una vez desconectado el crowbar pueden ser suficientes para que el convertidor del rotor sature y pierda de nuevo el control de la corriente. Si la corriente del convertidor o la tensión del bus DC superan de nuevo un valor prefijado, el crowbar se reconectará para tratar de proteger el sistema.

A continuación, se somete al sistema a un hueco bifásico tipo. En estas circunstancias, una vez transcurridos 100 ms desde la conexión del crowbar, éste se desconecta y debido a la tensión inversa inducida en el rotor el convertidor satura y se pierde el control de las corrientes, provocando que la tensión del bus se eleve por lo que

el crowbar se vuelve a conectar. Este efecto se repite durante todo el proceso mientras perdura la asimetría en la red eléctrica

La tensión del bus DC, a pesar de esta repetida conexión y desconexión no alcanza valores peligrosos:

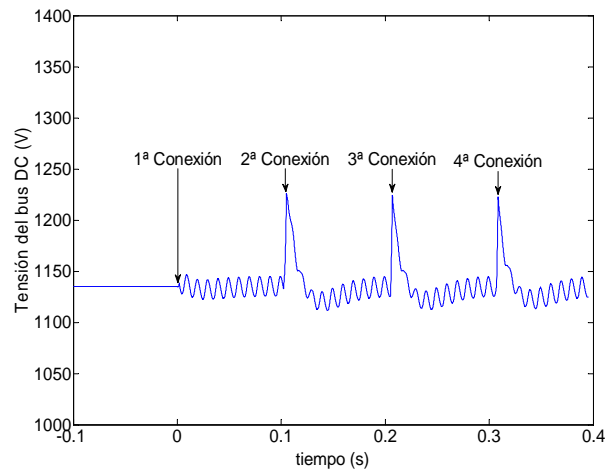


Figura 3.16 Tensión del bus DC con crowbar ante un hueco bifásico aislado.

De la misma forma, las corrientes no alcanzan valores peligrosos. Se aprecia como cuando el crowbar está activo, la corriente por el convertidor del rotor es nula:

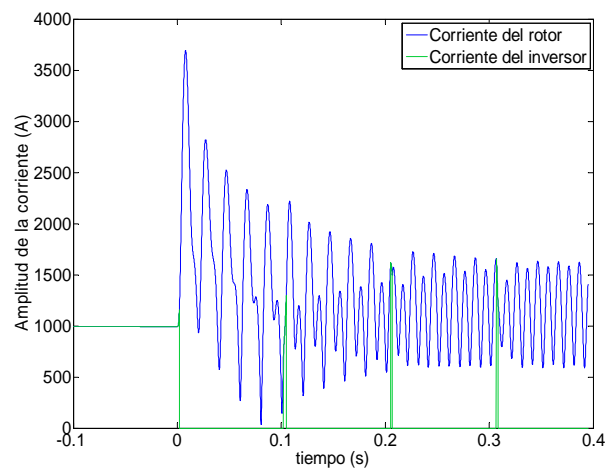


Figura 3.17 Amplitud de la corriente del rotor y del convertidor ante un hueco bifásico aislado.

Debido al bajo valor de la resistencia de crowbar, por el rotor van a circular corrientes elevadas, y en consecuencia también lo harán en el estátor, por lo que el golpe de par puede ser muy elevado:

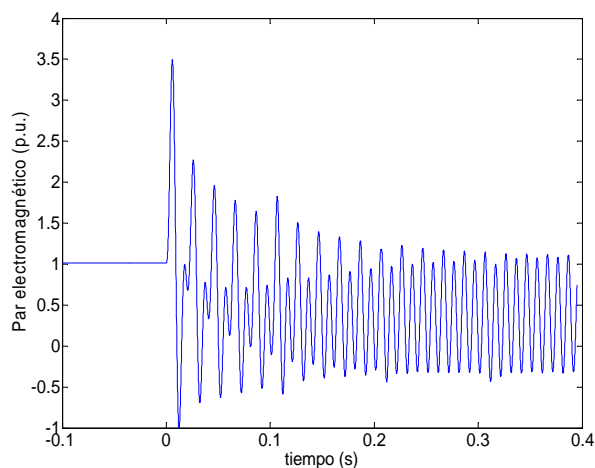


Figura 3.18 Par electromagnético de la turbina ante un hueco bifásico.

Al no haber circulación de corrientes por el convertidor, las corrientes del estátor de la máquina quedan totalmente fuera de control haciendo que la máquina consuma reactiva. Es decir, las corrientes activa y reactiva no satisfacen los requerimientos de red.

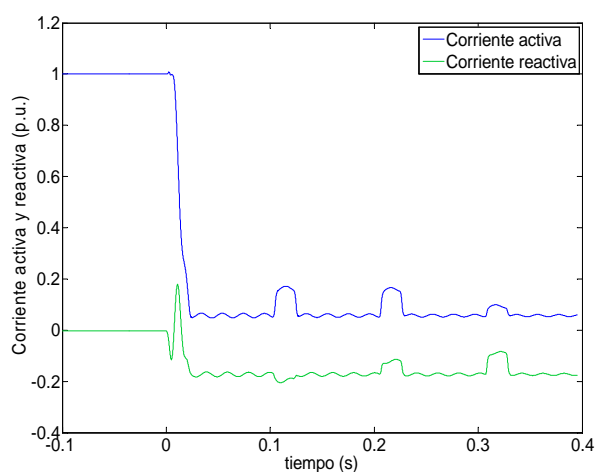


Figura 3.19 Corriente activa y reactiva de la turbina ante un hueco bifásico aislado.

El comportamiento del crowbar ante huecos asimétricos puede ser muy diferente al comportamiento ante huecos trifásicos. Se ha visto como en caso de huecos asimétricos lo suficientemente profundos, el crowbar se activa y desactiva de forma reiterada, por lo que durante la totalidad de la asimetría, las corrientes quedan descontroladas. Este efecto queda reflejado en la Figura 3.19, donde se produce un consumo de corriente reactiva en secuencia directa durante toda la falta.

3.4 Conclusiones

En el presente capítulo se ha analizado el funcionamiento del sistema de protección basado en el crowbar. Así, se ha visto cómo el crowbar es capaz de garantizar la protección del equipo.

La correcta función de protección del equipo se consigue proporcionando un camino alternativo por donde la corriente transitoria producida por los flujos libre e inverso durante el hueco pueda circular sin dañar el equipo. Además, se ha visto que la activación del crowbar favorece la amortiguación del flujo libre.

Sin embargo, el tiempo que el convertidor permanece inactivo mientras el crowbar está activo, hace que sea imposible controlar las corrientes del rotor, y por tanto los flujos de potencia activa y reactiva hacia la red. Es por esto que el crowbar puede no ser un sistema de protección válido para superar los códigos de red más restrictivos.

4

Optimización del crowbar

4.1 Introducción

El crowbar activo utilizado por la mayoría de fabricantes, permite inhabilitar el convertidor rotórico, garantizando su protección, pero también presenta ciertos inconvenientes que hacen que su uso no sea totalmente satisfactorio. Los más destacados son:

- **Golpe de par muy elevado.** Debido al bajo valor de la resistencia del crowbar requerido para garantizar la protección del convertidor, se produce una elevada circulación de corriente por el rotor, con el consiguiente golpe de par. Si se quiere proteger correctamente el convertidor, ese golpe de par debe ser asumido y no hay forma de minimizarlo, pudiendo ser necesaria la instalación de una junta deslizante en el eje del aerogenerador.
- **Imposibilidad de inyección de reactiva** mientras el convertidor rotórico permanece desconectado.

Con esta solución el convertidor se encuentra correctamente protegido, pero el aerogenerador no es capaz de cumplir con los últimos códigos de red, que exigen inyectar corrientes reactiva a la red en tiempos cada vez más cortos.

El problema se acentúa en caso de huecos asimétricos de gran profundidad, donde el crowbar debe conectarse durante todo el hueco, lo que imposibilita la inyección de corriente reactiva. Esto impediría el cumplimiento de cualquier código de red que requiera de un mínimo aporte de potencia reactiva. De esta forma, resulta necesario buscar técnicas que permitan reducir el tiempo que el inversor permanece inhabilitado.

4.2 Corrientes desmagnetizantes

Como se ha visto en (3.5), con la inclusión del crowbar se acelera enormemente el amortiguamiento del flujo libre. Esta rápida desmagnetización se consigue gracias a la circulación de grandes corrientes por el estátor mientras el crowbar permanece activo, permaneciendo el convertidor inhabilitado.

En [LOP08] se desarrolla una técnica de control llamada *Corrientes Desmagnetizantes*, donde se trata de reproducir esta desmagnetización mediante técnicas de control. En dicho estudio se demuestra que el máximo amortiguamiento del flujo libre se logra introduciendo una corriente en contrafase con el flujo libre del estátor. Es decir:

$$(4.1) \quad \vec{i}_{rl} = -K_d \cdot \vec{\psi}_{sl}$$

Partiendo de la expresión (2.56) en referencia estatórica y sustituyendo en ella la expresión (4.1), se obtiene la evolución del flujo del estátor en estas nuevas circunstancias:

$$(4.2) \quad \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s^s = \vec{v}_s^s - \frac{R_s}{L_s} \cdot \vec{\psi}_s^s (1 + K_d \cdot L_m)$$

La expresión anterior, al igual que la ecuación (2.32) es una *ecuación diferencial lineal no homogénea*. El flujo libre es la solución homogénea de la ecuación:

$$(4.3) \quad \vec{\psi}_{sl}^s = \vec{\Psi}_0 \cdot e^{-t/\tau_d}$$

Que al igual que (2.34) es una función exponencial con una constante de tiempo, τ_d , igual a:

$$(4.4) \quad \tau_d = \frac{L_s}{R_s(1 + K_d \cdot L_m)}$$

Seleccionando el valor de K_d apropiado se puede obtener el amortiguamiento deseado del flujo libre, pudiendo obtenerse fácilmente una constante de tiempo como la obtenida con el crowbar (3.5).

Si se elige un valor elevado de la constante de desmagnetización K_d , la constante de tiempo será muy pequeña y la máquina llegará al régimen permanente de forma muy rápida. Sin embargo, la corriente que circulará por el rotor será elevada.

Esta corriente desmagnetizante tiene además un efecto adicional muy positivo: la reducción de la tensión en bornes del convertidor v_r . Cuanto mayor es la corriente desmagnetizante, mayor es la caída de tensión en la impedancia del rotor y menor es la tensión del convertidor, tal y como se muestra en la Figura 4.1. Es posible, incluso, hacer que la tensión en bornes del convertidor llegue a anularse, lo que equivaldría a hacer un cortocircuito en el rotor y dejar circular libremente las corrientes creadas por la tensión inducida, de forma que no se perturba al bus DC.

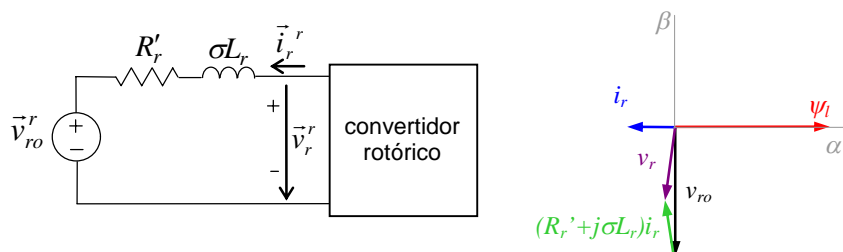


Figura 4.1 Diagrama vectorial de la máquina con corrientes desmagnetizantes.

La técnica descrita puede aplicarse también a huecos asimétricos, donde existen dos flujos responsables de las sobretensiones en el rotor: el flujo libre y el flujo inverso. La corriente desmagnetizante debe entonces ir en contrafase con estos dos flujos.

4.2.1 Cálculo del flujo

El mayor problema que presenta la implementación de la técnica de corriente desmagnetizante es la identificación del flujo libre e inverso.

El flujo libre es, por definición, el flujo que existe en la máquina y que no está provocado por la tensión del estátor. Se puede calcular entonces como la diferencia entre el flujo total de la máquina y el flujo impuesto por la tensión del estátor:

$$(4.5) \quad \vec{\psi}_{sl} = \vec{\psi}_s - \vec{\psi}_{sf}$$

El flujo total de la máquina se puede estimar por medios bien conocidos en la literatura [XU95], [PEN96], [HOP00], bien a partir de la corriente del estátor y del rotor, bien integrando la tensión del estátor y aplicando un filtro paso bajo [NAV03]. Además, existen estimadores más complejos como pueden ser estimadores de orden reducido ([JAN94], [ELB98]).

En la presente tesis se analizarán los estimadores basados en corriente y en tensión por su mayor simplicidad a la hora de ser programados. En la figura se muestra en qué consiste cada uno y qué ventajas o inconvenientes presenta.

| | |
|---|--|
| $\psi_s = \int (v_s - R_s \cdot i_s) \cdot dt$ | $\psi_s = L_s \cdot i_s + L_m \cdot i_r$ |
| <p>Inconvenientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Offset en los sensores: Acumulación integrativa. -Fase introducida por los filtros analógicos | <p>Inconvenientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Estimación del valor de las inductancias. -Fase introducida por los filtros analógicos |
| Modelo de tensión | Modelo de corrientes |

Figura 4.2 Modelos desarrollados para el estimador de flujo

El modelo de corrientes tiene como principal desventaja la dificultad para conocer con exactitud el valor de las inductancias de rotor y estátor, ya que por fabricación pueden llegar a tener una dispersión en su valor de hasta el 25%. Este error hace necesario utilizar otro tipo de estimadores ya que durante el transitorio del hueco se requiere cierta precisión a la hora de estimar el flujo.

Dados los problemas que puede presentar el modelo de corriente, en la presente tesis se propone un método de estimación de flujo basado en el modelo de tensión. El modelo clásico de tensión se basa en la integración de la tensión en bornes del estátor, y viene representado por la siguiente expresión:

$$(4.6) \quad \vec{\psi}_s = \int (\vec{v}_s - R_s \cdot \vec{i}_s) \cdot dt$$

Si los sensores de corrientes y tensión introducen errores en la medición y se suma a la señal medida una componente de continua (offset), la integración hará que el flujo estimado se aleje del valor real por efecto de integrar un valor constante. Para evitar esto

se propone calcular el offset realizando una media aritmética en cada periodo (20 ms) y restarlo a la señal medida antes de realizar la integración.

El offset se calculará realizando una media en un periodo de red. Esto puede resultar erróneo en caso de hueco de tensión, ya que la tensión de la red cae bruscamente. Para evitar esto se retrasará la señal de offset un tiempo determinado (5ms). El tiempo máximo que se tarda en detectar un hueco debe ser inferior a este tiempo, a fin de utilizar el offset retrasado 5ms y en caso de detección del hueco congelar el valor del offset. El diagrama de bloques que muestra la estimación del flujo aparece en la siguiente figura:

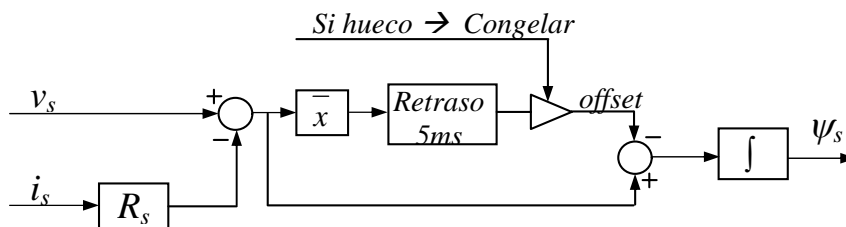


Figura 4.3 Cálculo del flujo eliminando el offset

Otro problema a la hora de estimar el flujo es que los filtros analógicos utilizados para filtrar las corrientes y tensiones del estátor introducen a 50 Hz un pequeño desfase, que puede hacer que la estimación del flujo sea errónea.

Para solucionar la problemática de los sensores se propone compensar en el control la fase que estos introducen. En la figura se muestra la estrategia a seguir:

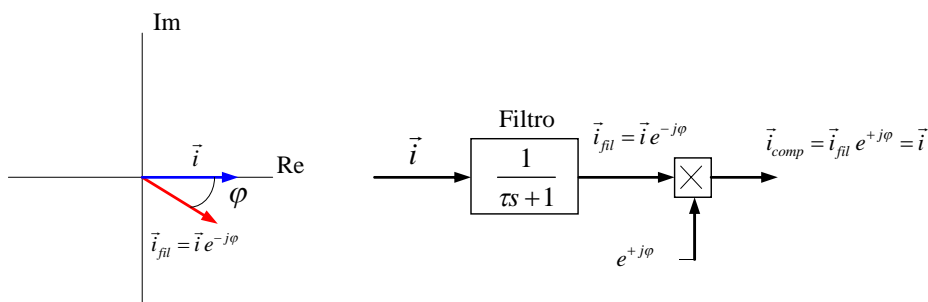


Figura 4.4 Compensación de la fase que introducen los filtros

Una vez estimado el flujo total del estátor, es necesario calcular el flujo forzado, que es el flujo en régimen permanente impuesto por la tensión de la red:

$$(4.7) \quad \psi_{sf} = \frac{V_{red}}{j\omega_s}$$

En caso de huecos asimétricos, el flujo total del estátor se compone de flujo directo, flujo inverso y flujo libre. Para poder separar el flujo en sus tres componentes es necesario conocer la evolución de la tensión de red y del flujo a lo largo de un periodo. Las componentes pueden identificarse por su sentido de giro, ya que el flujo directo gira en un sentido y el flujo inverso gira en el contrario, mientras que el flujo libre será la resta del flujo total y la suma del flujo inverso y directo, tal y como se presentaba en (2.65). Para separar el flujo directo e inverso es necesario por tanto la utilización de filtros en los que se requiere un tiempo para realizar la separación de secuencias, tiempo que puede resultar excesivo para el propósito de esta aplicación.

Es por esto que en [LOP08] se propone un método que evita la necesidad de ningún filtro. En vez de intentar calcular de forma separada el flujo libre y el flujo inverso, se estima un flujo combinación lineal de ambos al que se denomina *flujo anormal* o ψ_{sa} :

$$(4.8) \quad \vec{\psi}_{sa} = \vec{\psi}_s - \frac{\vec{v}_s}{j\omega}$$

Desarrollando la expresión anterior, se tiene:

$$(4.9) \quad \vec{\psi}_{sa} = (\vec{\psi}_{sd} + \vec{\psi}_{sl} + \vec{\psi}_{si}) - \frac{(\vec{V}_d \cdot e^{j\omega_s t} + \vec{V}_i \cdot e^{-j\omega_s t})}{j\omega_s}$$

De donde se obtiene que el flujo anormal, es igual al flujo libre más el doble del flujo inverso:

$$(4.10) \quad \vec{\psi}_{sa} = \vec{\psi}_{sl} + 2 \cdot \vec{\psi}_{si}$$

4.2.2 Implementación práctica

Una vez definido el flujo a utilizar para realizar la desmagnetización, es necesario definir el valor de la constante de desmagnetización K_d .

El flujo del rotor se puede definir como:

$$(4.11) \quad \vec{\psi}_r = \frac{L_m}{L_s} \vec{\psi}_s + \sigma L_r \cdot \vec{i}_r$$

Por ejemplo, si se quiere que en el rotor se anule la totalidad del flujo inverso y la mitad del flujo libre del estátor, el valor de la constante de desmagnetización debe ser:

$$(4.12) \quad K_d = \frac{1}{2} \frac{L_m}{L_s} \frac{1}{\sigma L_r}$$

La expresión que define la corriente desmagnetizante a inyectar queda entonces:

$$(4.13) \quad \vec{i}_{rl} = -\frac{1}{2} \frac{L_m}{L_s} \frac{1}{\sigma L_r} \vec{\psi}_{sa}$$

Con este valor de la constante de desmagnetización, la constante de tiempo para la turbina 1 del Anexo B es $\tau_d=0.1347$ s, es el doble que la obtenida con el crowbar ($\tau_{crowbar}=0.0732$), pero seis veces menor que la constante de tiempo en circuito abierto.

Una de las grandes ventajas de esta técnica es que puede funcionar simultáneamente con el control tradicional, de forma que mientras se inyecta corriente desmagnetizante para acelerar el amortiguamiento del flujo libre, también se inyectan las corrientes necesarias para que el estátor de la máquina genere la potencia deseada. En la figura se muestra un esquema de la forma en la que se implementa la técnica de corrientes desmagnetizantes.

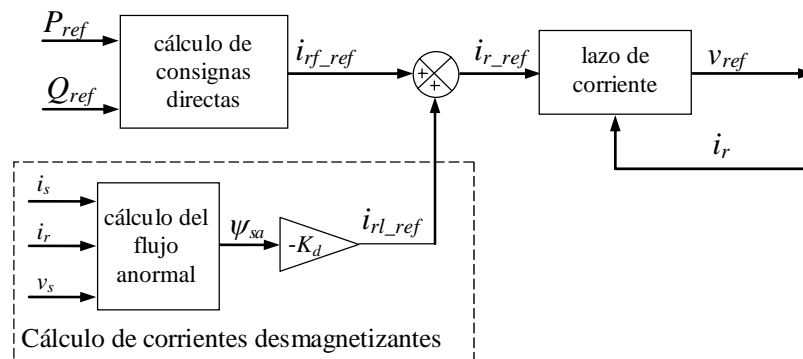


Figura 4.5 Diagrama del control vectorial de la máquina con corrientes desmagnetizantes.

A la hora de limitar las corrientes de referencia, la corriente desmagnetizante tendrá preferencia sobre la corriente calculada en el bloque de cálculo de consignas directas, de forma que en caso de huecos profundos podrá darse el caso de que la corriente inyectada a la red sea menor que la requerida.

4.3 Crowbar y Corrientes desmagnetizantes

En el apartado 3.3, al describir el funcionamiento del crowbar, se veía cómo en caso de huecos asimétricos no se reducía la tensión inducida por el flujo inverso que

llegaba a saturar el convertidor del rotor. La técnica de corrientes desmagnetizantes, permite eliminar el flujo inverso en el rotor, por lo que la tensión inducida por este flujo también se anula. Además también se reduce a la mitad la tensión inducida por el flujo libre.

Esta técnica, por sí sola puede ser suficiente para solucionar el problema de los huecos de tensión. Sin embargo, es necesario que el convertidor tenga una gran capacidad de corriente, es decir, que el convertidor sea capaz de aportar toda la corriente desmagnetizante calculada y también las consignas de corriente forzadas. Esta corriente es especialmente elevada al comienzo del hueco, ya que en ese momento el flujo libre es máximo.

Una posibilidad para poder reducir la capacidad de corriente del convertidor es combinar el uso del crowbar con el de la técnica de corrientes desmagnetizantes. El crowbar se utilizaría en los primeros instantes del hueco para asegurar la correcta protección del convertidor. Posteriormente el crowbar se puede desconectar y el convertidor puede inyectar corrientes desmagnetizantes de forma conjunta con corrientes forzadas.

La utilización de un sistema de protección combinado que utiliza crowbar activo y corrientes desmagnetizantes, permite reducir el tiempo que el convertidor rotórico permanece inactivo, que pasa de ser 100 ms a 50 ms. En consecuencia, la inyección de corriente reactiva a la red comienza antes. Por otra parte, en huecos asimétricos, evita tener conectado el crowbar de forma permanente y permite inyectar reactiva a la red.

4.3.1 Comportamiento ante huecos trifásicos

Para tratar de observar el comportamiento del crowbar activo y las corriente desmagnetizantes, se simula el comportamiento de la turbina 1 del Anexo B frente a un hueco trifásico tipo a velocidad nominal $s=-12\%$.

La combinación del crowbar y de las corrientes desmagnetizantes permite recuperar el control del convertidor rotórico a los 50 ms de su desconexión. La dinámica del flujo libre obtenida es similar a la que se obtenía con sólo crowbar (Figura 3.9)

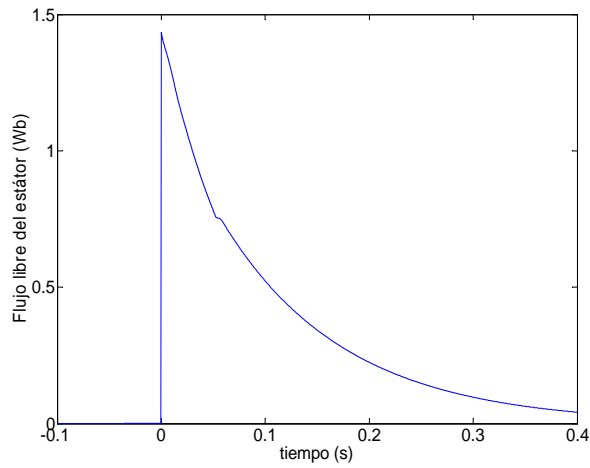


Figura 4.6 Evolución del flujo libre con crowbar y corriente desmagnetizante ante un hueco trifásico.

La tensión queda en todo momento controlada y no alcanza valores peligrosos.

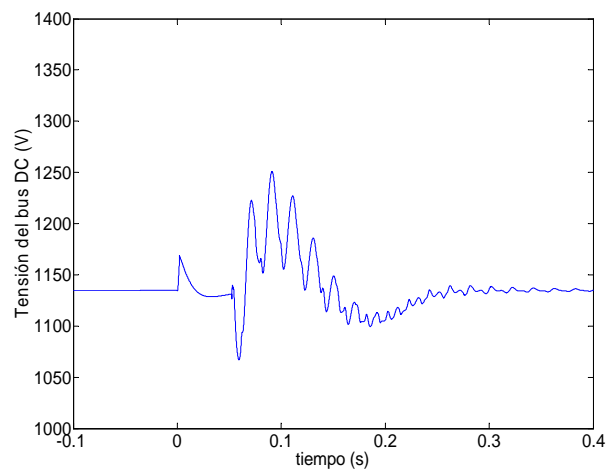


Figura 4.7 Tensión del bus DC con crowbar y corriente desmagnetizante ante un hueco trifásico.

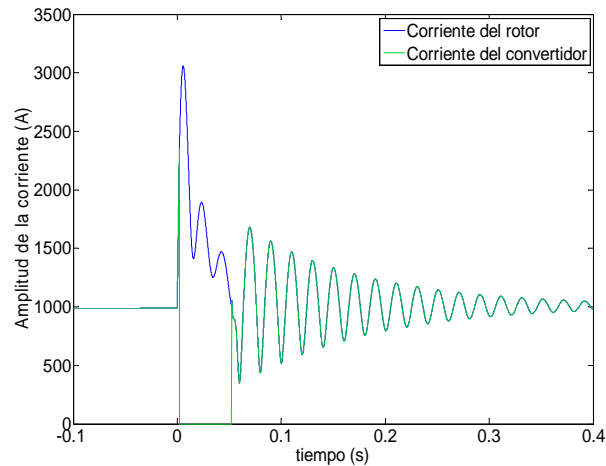


Figura 4.8 Amplitud de la corriente del rotor y del convertidor ante un hueco trifásico.

El golpe de par, es igual que cuando sólo se disponía de crowbar (Figura 3.14), ya que se produce antes de que empiecen a introducirse las corrientes desmagnetizantes.

Como se ha comentado, una de las principales ventajas de las corrientes desmagnetizantes es que permiten recuperar el control de inversor más rápidamente, con la consiguiente reducción del tiempo en que se comienza a inyectar corriente reactiva. En la siguiente figura se observa como a los 85 ms del comienzo del hueco se entrega la corriente nominal en forma de reactiva, frente a los 120 ms que se tardaba con sólo crowbar.

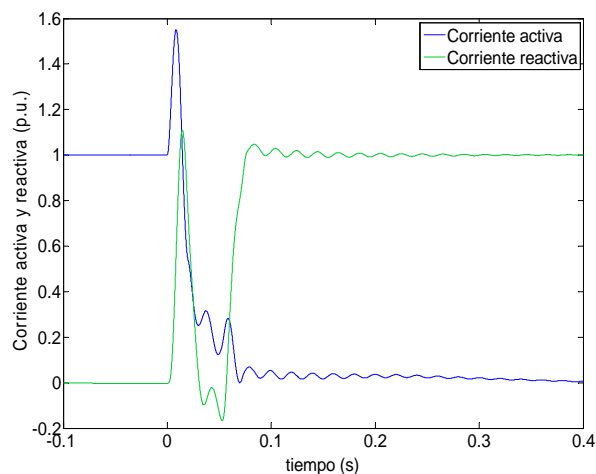


Figura 4.9 Corriente activa y reactiva de la turbina ante un hueco trifásico.

4.3.2 Comportamiento ante huecos asimétricos

Para completar el estudio, se somete al sistema a un hueco bifásico aislado en el momento de máximo flujo libre en las condiciones del caso anterior.

Al introducir las corrientes desmagnetizantes, la tensión inducida por el flujo inverso se anula, por lo que el convertidor no se satura y puede mantener el control de las corrientes. La tensión de bus permanece estable, a diferencia de lo que ocurría en la Figura 3.16, por lo que ya no se produce una conexión y desconexión repetitiva del crowbar:

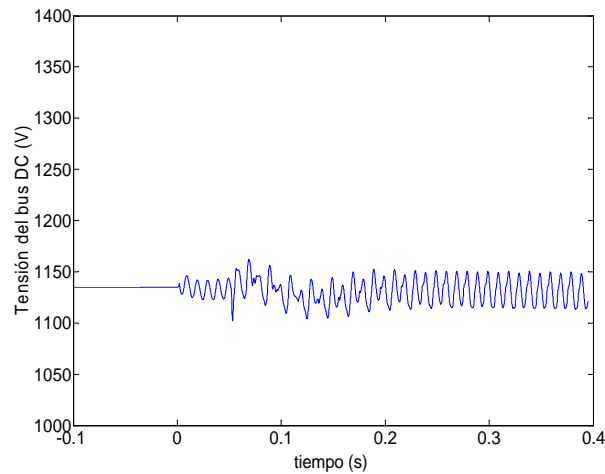


Figura 4.10 Tensión del bus DC con crowbar y corriente desmagnetizante ante un hueco bifásico.

Las corrientes del convertidor y del rotor de la máquina tienen la forma:

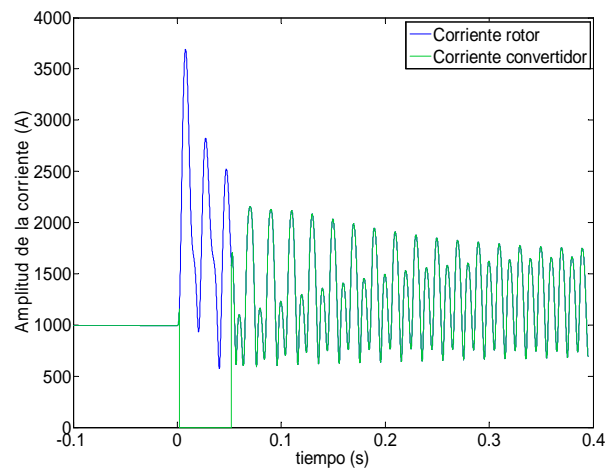


Figura 4.11 Amplitud de la corriente del rotor y del convertidor ante un hueco bifásico.

La principal ventaja de que el convertidor mantenga el control de las corrientes es que se puede entregar la corriente reactiva que exigen los nuevos códigos de red, tal y como se muestra a continuación:

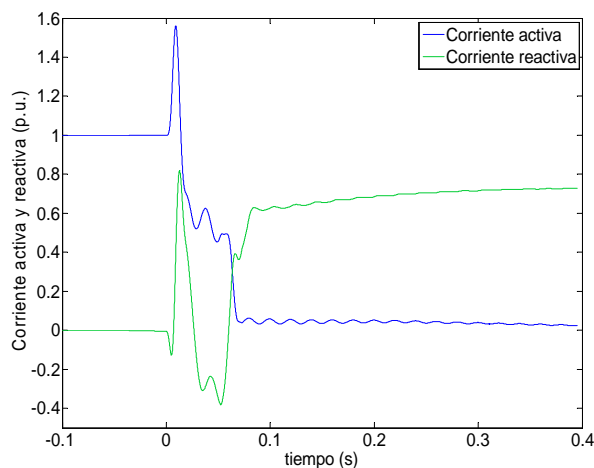


Figura 4.12 Corriente activa y reactiva de la turbina ante un hueco bifásico aislado.

En la figura anterior se aprecia como la corriente reactiva, tras una primera etapa en la que se produce consumo de corriente reactiva que coincide con el intervalo en el que el crowbar está activado, se produce aporte de corriente reactiva. El valor de esta corriente no llega a ser del 1 p.u. (alrededor del 0.75 pu). Esto se debe a la limitación de corriente del convertidor (2000A de acuerdo a los datos de la turbina 1 del Anexo B). La corriente desmagnetizante inyectada es prioritaria sobre la corriente forzada para garantizar la protección del convertidor, de forma que el resto de corriente hasta el límite corresponde a la capacidad del convertidor para inyectar corriente reactiva a la red.

Nótese que a pesar de definirse una corriente límite de 2000 A (la consigna nunca es mayor que este valor), la corriente debida a la perturbación puede sobrepasar este valor, fijándose una corriente máxima de 2500 A que no se deberá sobrepasar en ningún momento para garantizar la integridad del equipo.

En las simulaciones realizadas, el convertidor del lado de red no inyecta corriente reactiva, sólo se encarga de controlar la tensión del bus, por lo que toda la corriente de la Figura 4.12 es corriente procedente del estátor. Si fuera necesario, se podría hacer que el convertidor del lado de red entregue corriente reactiva que se sumaría a la entregada por el estátor de la máquina.

4.4 Crowbar y chopper

4.4.1 Introducción

En el capítulo anterior se ha descrito el funcionamiento del sistema de protección tipo crowbar. Se ha demostrado que con la inclusión de corrientes desmagnetizantes se logra reducir el tiempo de actuación del crowbar y se evita que el convertidor pierda el control de corrientes en huecos asimétricos profundos.

A pesar de las mejoras logradas, estos tiempos de actuación son insuficientes para cumplir los códigos de red de los países más exigentes como España o Alemania. Es necesario por tanto comenzar a entregar corriente reactiva en menos tiempo. Además, mientras el crowbar permanece conectado, se produce un consumo de potencia reactiva que penaliza en el valor medio de corriente reactiva entregada en un determinado periodo.

Si se quiere seguir utilizando un sistema de protección basado en el crowbar, será necesario reducir el tiempo que permanece el crowbar conectado, y por lo tanto el que permanece el convertidor inactivo.

Desconectar el crowbar al poco tiempo de haberlo conectado impide que el flujo libre del estátor se amortigüe lo suficiente, por lo que al volver a activar el convertidor del rotor, la tensión inducida por el flujo saturará el convertidor y habrá un flujo de potencia desde el rotor hacia el convertidor que hará que la tensión del bus se eleve peligrosamente. Además, dado que el flujo libre no se habrá amortiguado lo suficiente, se debe garantizar que la corriente una vez el convertidor recupera el control no supera el valor máximo del convertidor fijado en 2500 A.

Para evitar que la tensión del bus alcance valores que pongan en peligro la integridad del bus DC, se estudiará en este apartado la posibilidad de colocar un *chopper* [JOS74] [ERL07] en el bus DC que evite sobretensiones.

4.4.2 Inserción de un chopper en el bus DC

El *chopper* en consideración consiste en una resistencia conmutable en el circuito de continua que permite disipar la energía excedente y evita que la tensión se eleve peligrosamente. El esquema de protección completo con crowbar y chopper se muestra a continuación:

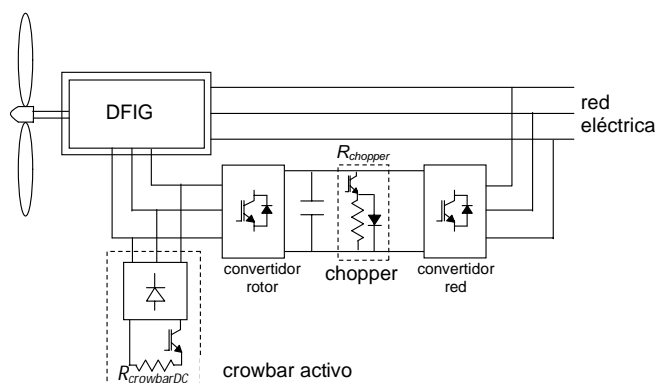


Figura 4.13 Estructura de conversión con crowbar activo y chopper.

Al disponer de un chopper en el bus DC se puede pensar en reducir el tiempo de activación del crowbar hasta 10 ms, lo justo para proteger al convertidor frente a un primer pico de corriente que podría destruir los semiconductores del convertidor. Una vez transcurridos esos 10 primeros milisegundos, el crowbar se desactiva y el convertidor recupera el control de las corrientes. Una vez que el convertidor recupera el control de las corrientes, se inyectan corrientes desmagnetizantes y corrientes forzadas de forma conjunta, tal y como se mostraba en la Figura 4.5.

Cuando el convertidor recupera el control, en un principio satura perdiéndose durante un breve intervalo de tiempo el control de las corrientes. Durante este lapso de tiempo la tensión del bus DC tiende a elevarse, de forma que cuando la tensión supera un determinado valor el chopper quema la potencia, lo que impide que la tensión del bus alcance valores peligrosos.

Para una correcta protección del bus DC, es necesario determinar el valor de la resistencia del chopper. Como punto de partida se escoge un chopper que sea capaz de consumir la mitad de la potencia nominal de la turbina. Para el caso de la turbina 1 del Anexo B, el valor de la resistencia de chopper es:

$$(4.14) \quad R_{chopper} = \frac{V_{bus-n}^2}{\frac{1}{2}S_n} = 1.2882 \quad \Omega$$

Para el funcionamiento del chopper se realiza un control tipo histéresis, de forma que cuando la tensión supera el límite superior de tensión V_{sup} , el chopper se activa y por él comienza a circular corriente. Cuando la tensión del bus DC desciende por debajo del límite inferior de tensión V_{inf} , el chopper se desactiva. El siguiente diagrama muestra el funcionamiento de este control:

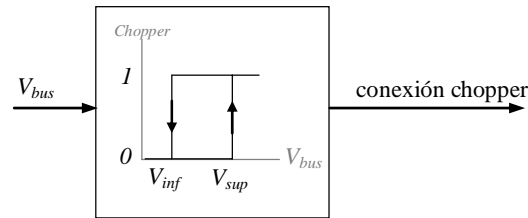


Figura 4.14 Lógica del control por histéresis del chopper.

Este elemento de seguridad permite que la tensión del bus DC no alcance valores peligrosos. En la siguiente figura se muestra la tensión que alcanzaría el bus en caso de no disponer de chopper (azul) y en caso de disponer de chopper (verde):

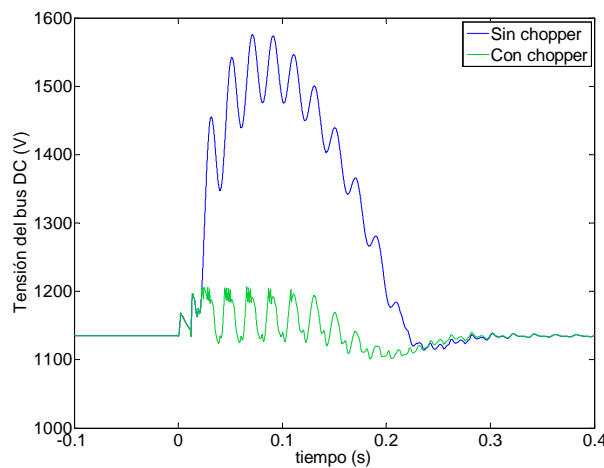


Figura 4.15 Tensión del bus DC sin chopper y con chopper.

Se observa como el chopper se muestra efectivo a la hora de limitar la tensión del bus DC. Los valores del control por histéresis que se han utilizado son:

$$V_{sup} = 1200 V$$

$$V_{inf} = 1190 V$$

Cuando el sistema de protección del sistema estaba basado únicamente en el crowbar, éste debía encargarse de eliminar las sobrecorrientes en el convertidor, de desmagnetizar la máquina y de proteger al bus de sobretensiones. Ahora, en esta nueva disposición, puede decirse que se realiza una asignación de recursos más eficiente, de forma que:

- El crowbar se encarga de proteger al convertidor de corrientes elevadas.

- El control se encarga de amortiguar el flujo libre del estátor.
- El chopper protege al bus DC de tensiones peligrosas.

4.4.3 Comportamiento del sistema ante huecos de tensión

Como se ha venido haciendo, se va someter al sistema a huecos de tensión para tratar de validar el comportamiento y la respuesta que ofrece.

Huecos trifásicos

Para el estudio a desarrollar, se somete a la turbina 1 del Anexo B a un hueco trifásico tipo a potencia nominal y a una velocidad de giro nominal.

Como se ha mostrado en la Figura 4.15, la tensión del bus no alcanza valores peligrosos. Cuando el convertidor recupera el control después de la actuación del crowbar, se inyectan corrientes desmagnetizantes, siendo la evolución del flujo libre similar a la que se obtenía con el crowbar tal y como se observa en la siguiente figura:

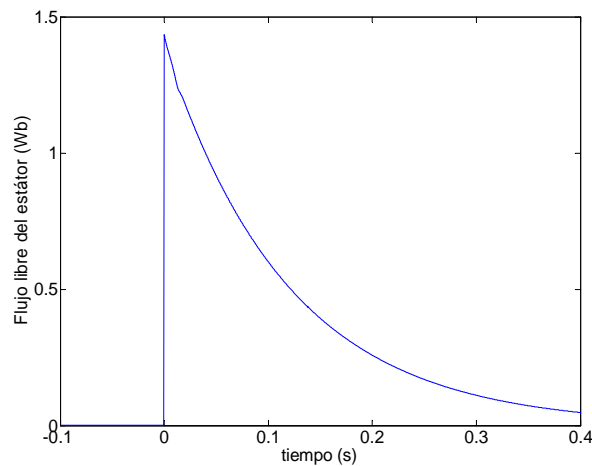


Figura 4.16 Evolución del flujo libre del estátor durante un hueco trifásico.

Por otra parte, durante los 10 ms que se activa el crowbar, por el convertidor no circula corriente, por lo que el convertidor evita el primer pico de corriente:

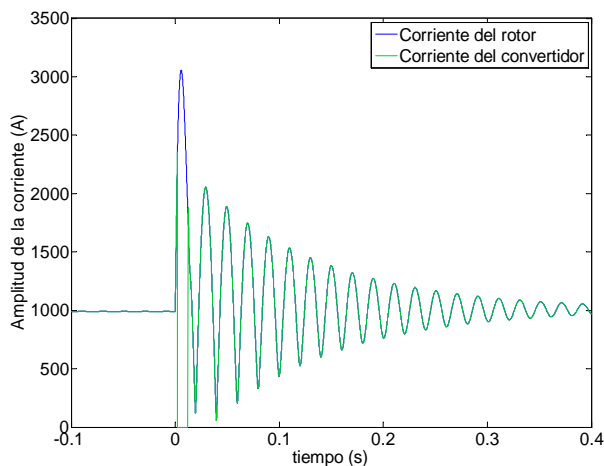


Figura 4.17 Corrientes del rotor y convertidor durante un hueco trifásico.

Por su parte, el golpe de par sigue siendo el mismo que en caso de sólo crowbar (Figura 3.14), ya que el pico de corriente inicial sigue siendo el mismo.

La gran ventaja de este sistema es que ahora se puede activar el convertidor sólo 10 ms después de la activación del crowbar y así recuperar en seguida el control de las corrientes para ayudar a la red inyectando corriente reactiva:

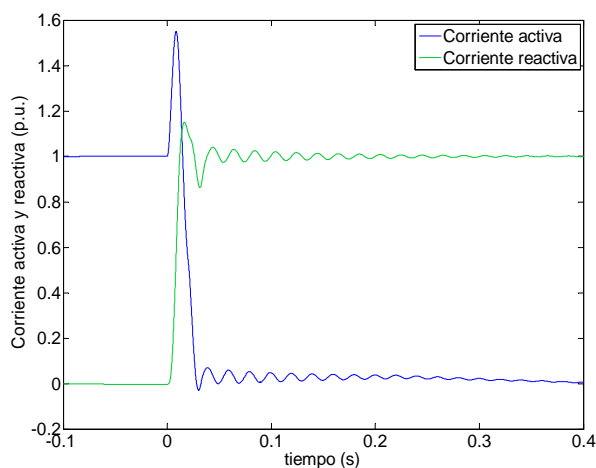


Figura 4.18 Corrientes activa y reactiva durante un hueco trifásico.

En la figura se aprecia cómo ahora a los 10 ms del comienzo del hueco de tensión, la turbina está entregando a la red toda la corriente en forma de corriente reactiva. Un punto interesante es que además no se produce consumo de potencia reactiva en ningún momento, a diferencia de lo que ocurría con el crowbar o con crowbar y corrientes desmagnetizantes (Figura 3.15 y Figura 4.9).

Huecos asimétricos

A continuación se somete la máquina a un hueco asimétrico tipo. Se puede observar como la tensión del bus no alcanza valores peligrosos ya que el chopper limita la tensión.

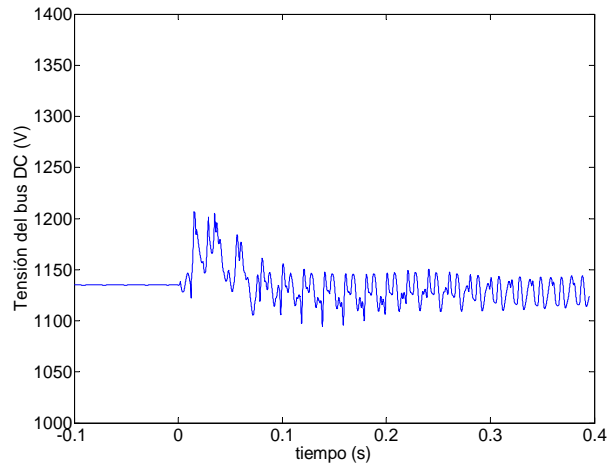


Figura 4.19 Tensión del bus DC ante un hueco bifásico aislado.

La corriente del convertidor no alcanza valores peligrosos ya que el primer pico de corriente circula por el crowbar, tal y como se aprecia en la figura:

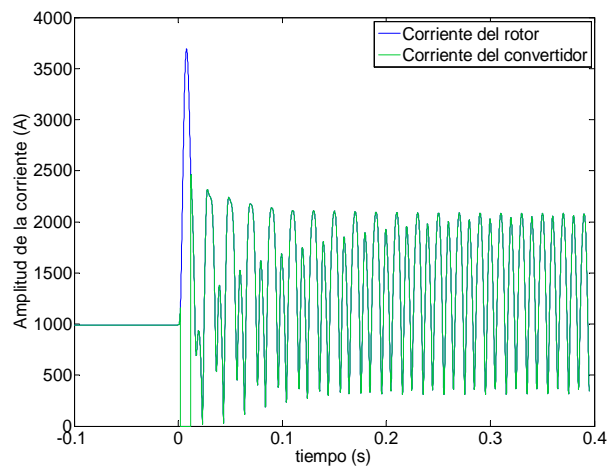


Figura 4.20 Corrientes del rotor y convertidor durante un hueco bifásico aislado.

Pero sin duda, la ventaja más importante es que desde el comienzo del hueco se comienza a inyectar corriente reactiva a la red, evitando el consumo de reactiva que aparecía cuando el crowbar se mantiene más tiempo conectado.

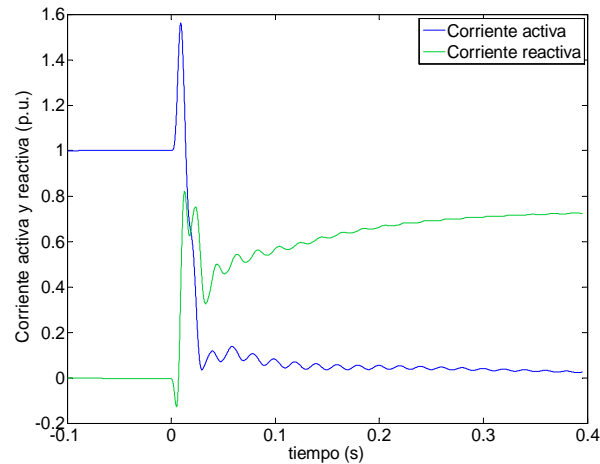


Figura 4.21 Corrientes activa y reactiva durante un hueco bifásico aislado.

Con este sistema de protección se ha logrado reducir drásticamente el tiempo en el que se comienza a inyectar corriente reactiva, lo que permite estar en disposición de cumplir con los nuevos requerimientos de los códigos de red.

4.4.4 Desconexión del crowbar

El éxito de esta estructura de protección radica en el corto intervalo de tiempo que el crowbar permanece activo (y en consecuencia el convertidor inactivo), por lo que deberá garantizarse que el crowbar es capaz de desactivarse en el tiempo especificado sin comprometer la integridad de ningún elemento del sistema. Por lo general, en este tipo de sistemas, a la salida del convertidor del rotor se coloca un filtro dv/dt para limitar las derivadas de tensión y así evitar problemas en los devanados de la máquina (Figura 4.22). Este tipo de filtro suele tener de forma general una inductancia como parte de su estructura. Además, para no tener que dimensionar la inductancia para la corriente de hueco, es frecuente que dicha inductancia se encuentre en bornes del convertidor rotórico, tal y como se describe en el siguiente esquema:

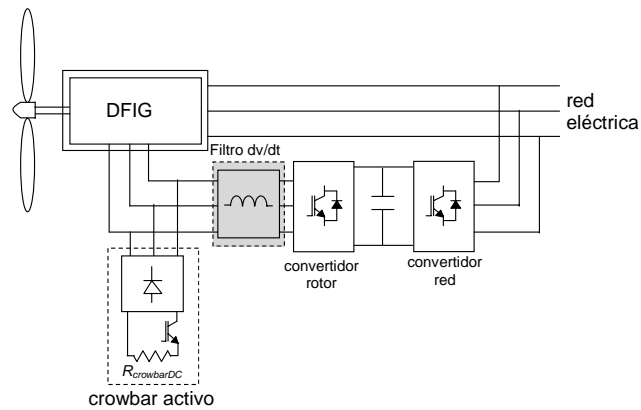


Figura 4.22 Estructura de conversión donde se muestra el crowbar y el filtro dv/dt.

En el momento de la desconexión del crowbar, la corriente que circula por el rotor debe pasar a circular por el convertidor. Este cambio no puede hacerse de manera instantánea debido a las inductancias del filtro y de la máquina. Cuando se interrumpe la circulación de corrientes por un circuito inductivo, aparece un pico de tensión que es proporcional a la derivada de la corriente. En el caso que nos ocupa, al abrir el interruptor del crowbar, aparecerá en bornes de éste un elevado pico de tensión que puede dañar, e incluso destruir, el propio interruptor. Es por esto que el instante en que se realiza la desconexión del crowbar puede resultar crítico.

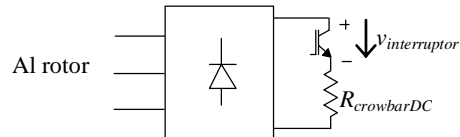


Figura 4.23 Esquema del crowbar.

El caso más problemático aparece con los huecos bifásicos, porque la corriente que circula por el crowbar es mayor, y por tanto, también la sobretensión que aparece en bornes del interruptor, $v_{interruptor}$. La siguiente figura muestra, por ejemplo, como la sobretensión puede llegar a alcanzar miles de voltios:

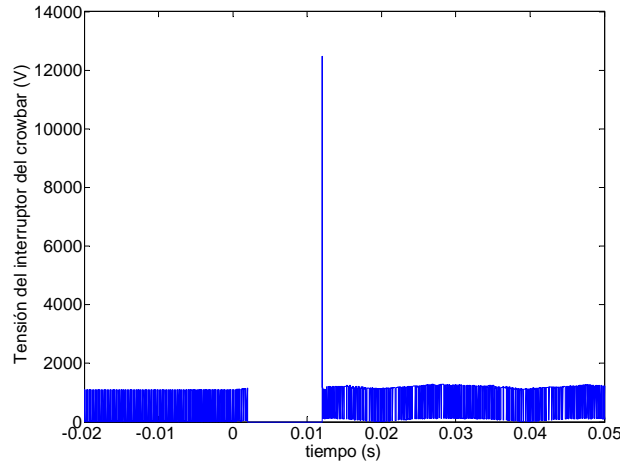


Figura 4.24 Tensión en bornes del interruptor del crowbar durante un hueco bifásico aislado.

Para evitar estas sobretensiones que pueden llegar a destruir el interruptor, típicamente se dispone de un varistor en paralelo con la rama de la resistencia y el interruptor, de forma que cuando la tensión alcanza el valor límite del varistor ($V_{límite_varistor}$), comienza a circular corriente por él.

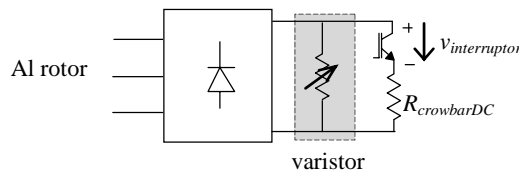


Figura 4.25 Esquema del crowbar con varistor.

Dependiendo del interruptor que se vaya a utilizar, se deberá usar un varistor que limite la tensión por debajo de su valor máximo admisible ($V_{max_admisible}$), de forma que se cumpla:

$$(4.15) \quad v_{switch} \leq V_{límite_varistor} < V_{max_admisible}$$

Otra opción es colocar una rama RC en paralelo con la rama de la resistencia y el interruptor tal y como se muestra en la figura, de forma que absorba la sobretensión.

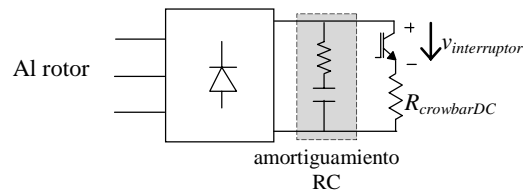


Figura 4.26 Esquema del crowbar con amortiguamiento RC.

Con esta opción, para un valor de $R=1\Omega$ y $C=100\mu F$, la tensión en bornes del interruptor queda:

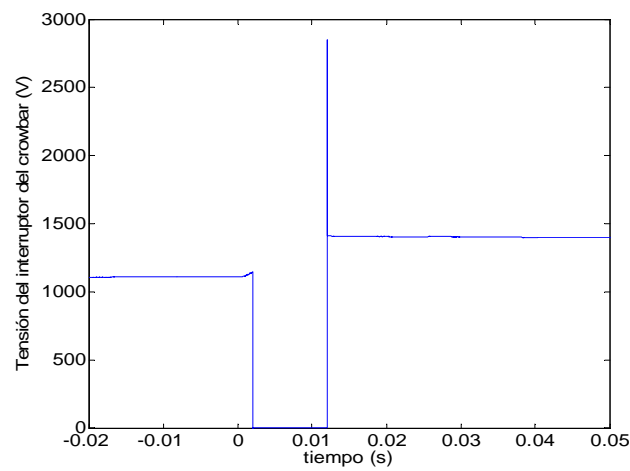


Figura 4.27 Tensión en bornes del interruptor del crowbar durante un hueco bifásico tipo con amortiguamiento RC.

Aun empleando las soluciones anteriores, si se quiere que la desconexión del crowbar se realice a los 10 ms, es requisito indispensable que el interruptor sea capaz de aguantar los más de 2000 V que van a aparecer en sus bornes a la desconexión del hueco.

Una manera de reducir esta sobretensión es desconectar el crowbar cuando la corriente sea lo suficientemente baja. Así, en publicaciones como [GEC08], se desconecta el crowbar cuando la corriente ha descendido de un determinado valor. En la presente tesis, se propone reducir este pico de tensión desconectando el crowbar en un punto en que la corriente sea mínima. Es decir, desconectar el crowbar cuando la amplitud de la corriente que circula por él pase por un mínimo. Esto tiene sentido ya que la corriente en caso de hueco es oscilante, tal y como se puede apreciar en la Figura 4.8 y en la Figura 4.11. Para poder aplicar este razonamiento el control debe disponer de

información de la corriente que circula por el crowbar. Para ello, las diferentes opciones son:

- Medir la tensión del crowbar en lado de alterna o medir la tensión del crowbar en el lado de continua.
- Medir la corriente del rotor en vez de la del inversor o medir la corriente del crowbar (en el lado de alterna o en el de continua).

De estas opciones, la más sencilla es colocar el sensor de corriente en el rotor, de forma que cuando el crowbar está inactivo, la corriente del rotor y la corriente del inversor son iguales, y cuando el crowbar está activo, la corriente que circule por el rotor será la corriente que circule por el crowbar. En la figura se muestra la corriente del rotor y el momento en que se propone realizar la desconexión:

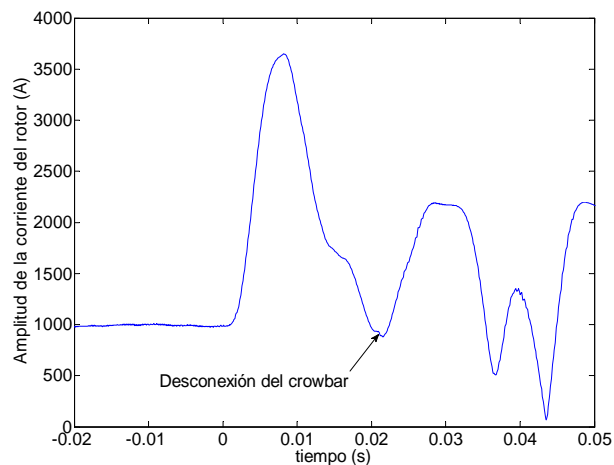


Figura 4.28 Amplitud de la corriente del rotor durante un hueco bifásico tipo.

Aplicando esta lógica de desconexión, la tensión del interruptor ahora es:

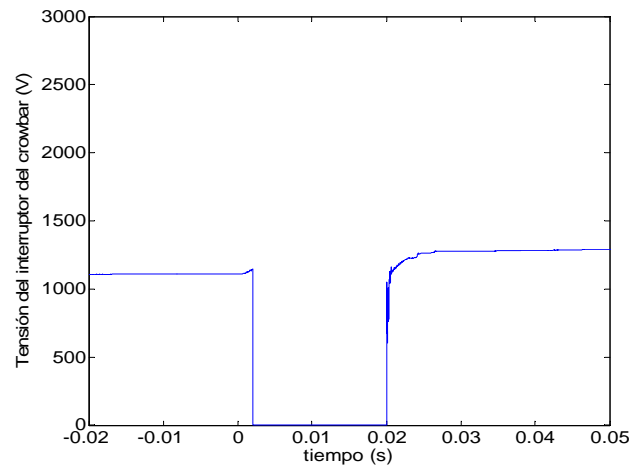


Figura 4.29 Tensión en bornes del interruptor del crowbar desconectando en un paso por mínimo durante un hueco bifásico tipo.

Se observa cómo la sobretensión en el momento de la desconexión se ha reducido de forma notable.

En caso de hueco bifásico aislado, el primer mínimo en la amplitud de la corriente que circula por el crowbar no aparece hasta 18 ms después de su conexión, por lo que el crowbar permanece conectado ese tiempo. Este aumento en el tiempo que el crowbar permanece conectado implica que la entrega de corriente reactiva a la red ya no sea tan inmediata como en la Figura 4.21. En la figura siguiente se aprecia cómo al incrementar el tiempo que el convertidor está inactivo, aparece un consumo de corriente reactiva puntual y rápidamente se pasa a inyectar corriente reactiva.

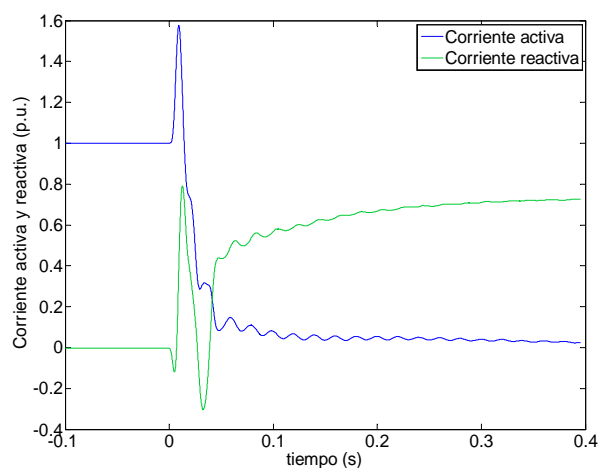


Figura 4.30 Corrientes activa y reactiva durante un hueco bifásico.

Si se aplica esta lógica de desconexión, el tiempo que el crowbar permanece conectado dependerá del tipo de hueco. Así, para un hueco trifásico tipo, el crowbar permanece conectado 13 ms (antes permanecía conectado 10 ms). La tensión que ve el interruptor en este caso es:

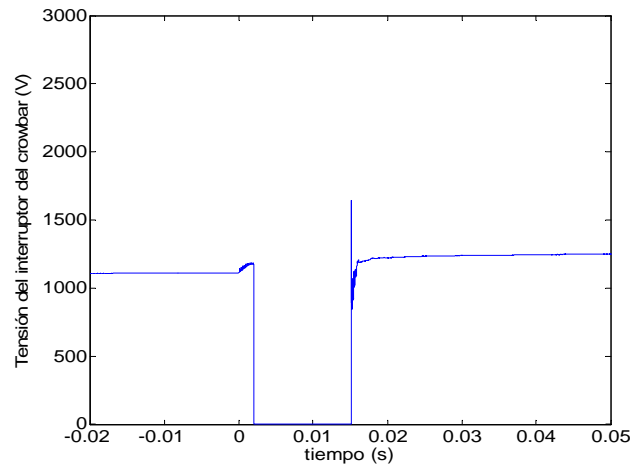


Figura 4.31 Tensión en bornes del interruptor del crowbar desconectando en un paso por mínimo durante un hueco trifásico tipo.

Al aumentar el tiempo que permanece el crowbar conectado, se retrasa también la inyección de corriente reactiva a la red. Se aprecia una ligera diferencia con la Figura 4.18, pero el resultado sigue siendo satisfactorio, tal y como se observa en la siguiente figura:

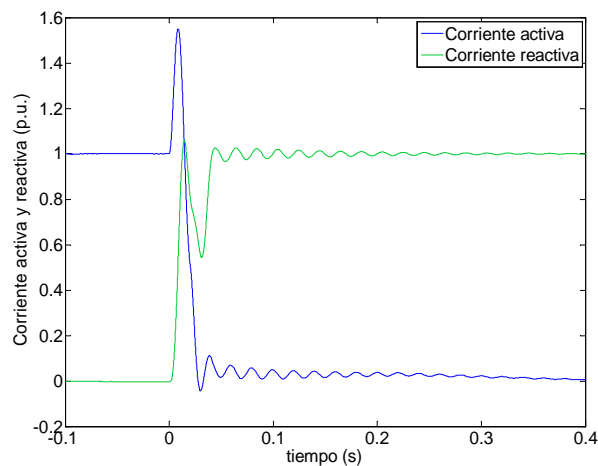


Figura 4.32 Corrientes activa y reactiva durante un hueco trifásico.

La viabilidad de esta técnica depende por tanto de las exigencias a cumplir por parte de las normativas, por lo que en algunos casos los resultados serán satisfactorios y en otros no. Si por normativa resulta necesario reducir los tiempos de actuación del crowbar, la tensión en bornes del interruptor del crowbar aumentará, por lo que dicho interruptor deberá estar preparado para soportar la sobretensión producida a su apertura.

4.5 Crowbarless: Utilización del chopper como crowbar

Cuando se determinó el valor de la resistencia del crowbar, el punto de partida fue seleccionar el límite superior de esa resistencia para que la corriente no circulara por los diodos del convertidor e hiciera peligrar la integridad del bus DC. Ahora el sistema dispone de un chopper que evita que la tensión del bus se eleve demasiado, por lo que se puede aumentar el valor de $R_{crowbarDC}$ sin temer por el bus. Llevando este razonamiento al límite, se puede pensar en una resistencia cuyo valor fuera tan elevado que sería equivalente a no poner crowbar.

En estas circunstancias, cuando se encuentra inactivo y deja de conmutar, el convertidor del rotor es equivalente a un puente de diodos (Figura 3.5). Si la tensión en sus bornes es mayor que la tensión de bus, aparecerá una corriente hacia el bus a través de los diodos del convertidor. Esta corriente hará que la tensión del bus se eleve y si se sobrepasa el límite de activación del chopper, V_{sup} , la corriente circulará a través de la resistencia del chopper.

En otras palabras, el chopper asume el papel del crowbar, tal y como se muestra en la siguiente figura. Este tipo de configuración se denominará de aquí en adelante *crowbarless*.

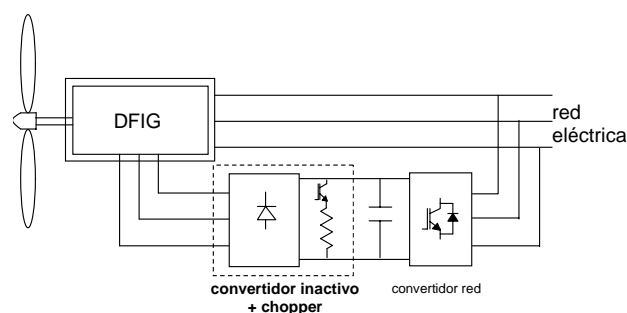


Figura 4.33 Estructura de conversión crowbarless.

En estas circunstancias, durante el tiempo que el convertidor deja de conmutar, la corriente no circula por los IGBTs propiamente dichos, sino que circula por los diodos

de libre circulación. De esta forma se logra proteger el convertidor, ya que solamente los diodos tienen que asumir el primer pico de corriente, no así los IGBTs. La clave de este sistema es que los diodos del convertidor puedan soportar la corriente que circule por ellos. Se deberá asegurar que las pérdidas de conducción en los diodos no provoquen un sobrecalentamiento que dañe los semiconductores. Por lo general, en los módulos de IGBT-diodo comerciales, el diodo tiene mayor capacidad de corriente que el IGBT, pero la especificación del módulo completo viene dada por el elemento limitante (IGBT), por lo que resulta difícil saber el valor máximo de corriente que el diodo puede soportar.

Con este sistema, el primer pico de corriente fluye hacia el bus del convertidor y la tensión del bus tenderá a elevarse. Cuando se dispone de crowbar, la corriente del primer pico circula a través del crowbar y no afecta al bus DC. Ahora es necesario colocar un chopper de mayor potencia que sea capaz de mantener la tensión de bus controlada. Utilizando un chopper de una potencia de dos veces la nominal de la turbina (turbina 1 del Anexo B), el bus DC queda protegido ante cualquier evento de red. Su resistencia es:

$$(4.16) \quad R_{chopper} = \frac{V_{bus-n}^2}{2 \cdot S_n} = 0.322 \quad \Omega$$

A diferencia del crowbar tradicional, en el *crowbarless* la resistencia se conecta y desconecta en función de la tensión del bus. Esta tensión, por otra parte, oscila entre la banda de histéresis del control del chopper que, por lo general, es bastante estrecha. En la práctica se puede decir entonces que la tensión impuesta en bornes de la máquina es constante. En este sentido, el *crowbarless* se distingue mucho del crowbar tradicional, donde la tensión en bornes de la máquina disminuye a medida que la corriente se extingue. La evolución de las corrientes en los dos sistemas es diferente tal y como se aprecia en la siguiente figura:

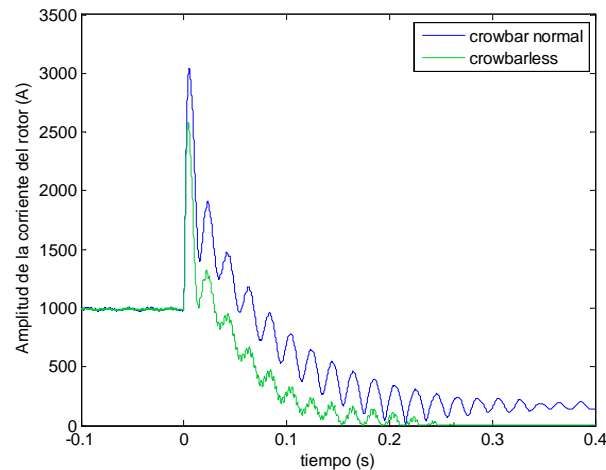


Figura 4.34 Corriente del rotor con crowbar normal y con el crowbar en el chopper.

Observando la figura anterior, se aprecia que el pico de corriente inicial es menor en caso del sistema crowbarless, debido a que el crowbar tradicional tiene, forzosamente, que trabajar con una tensión de rotor menor. Posteriormente, el crowbarless sigue funcionando a más tensión, por lo que frena más la circulación de corrientes de rotor.

Lógicamente, la distinta circulación de corrientes de rotor tiene consecuencias en la evolución del flujo libre, tal y como se observa en la siguiente figura:

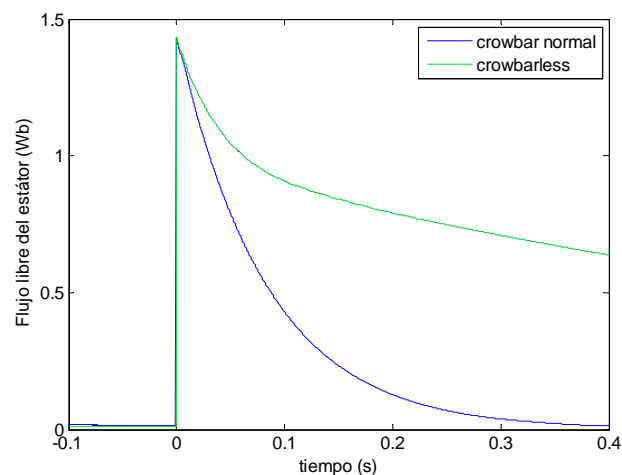


Figura 4.35 Evolución del flujo libre del estator.

Desde el punto de vista de la desmagnetización de la máquina, esta solución no aporta un amortiguamiento rápido del flujo libre. Para conseguir la misma desmagnetización con el crowbarless, se debería mantener la protección activa durante

más tiempo. Sin embargo, se vio que para tratar de cumplir con los requisitos de las redes eléctricas, es necesario que el convertidor recupere el control de las corrientes lo más rápido posible.

La técnica de corrientes desmagnetizantes puede, de nuevo, paliar este problema. Al igual que lo que ocurría con el crowbar (ver apartado 4.3), la inyección de corriente en contrafase del flujo libre permite reducir el tiempo que el convertidor se mantiene inactivo.

Desactivando el convertidor durante un breve periodo de tiempo se evita perder el control durante demasiado tiempo y se evita que se produzca un consumo de energía reactiva.

El sistema de protección completo y su control comprenden los siguientes pasos:

1. Detección del hueco de tensión.
2. Desactivación del convertidor del rotor (12 ms).
3. Reconexión del convertidor e inyección de corrientes desmagnetizantes.

El chopper actúa cuando es necesario independientemente del estado en el que se encuentre el convertidor, siguiendo un control por histéresis de acuerdo a los siguientes límites de tensión del bus DC:

$$V_{\text{sup}} = 1200 \text{ V}$$

$$V_{\text{inf}} = 1190 \text{ V}$$

4.5.1 Comportamiento del sistema ante hueco de tensión

Ante un hueco trifásico tipo, la tensión del bus DC no alcanza valores peligrosos ya que el chopper lo evita:

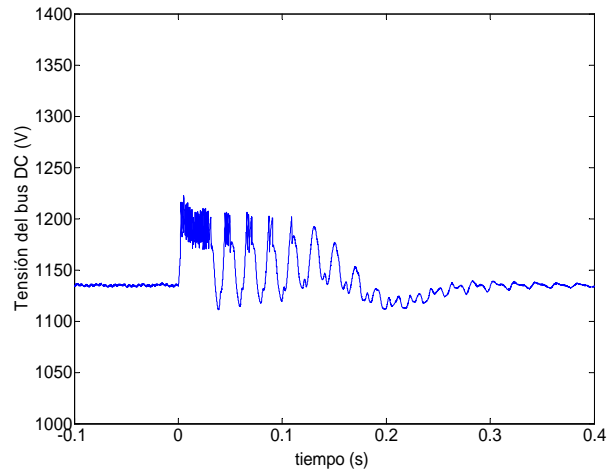


Figura 4.36 Tensión del bus del convertidor.

El pico inicial de corriente que circula por el rotor es algo menor que en el caso del crowbar normal, donde se alcanzaban 3000 A (Figura 4.17).

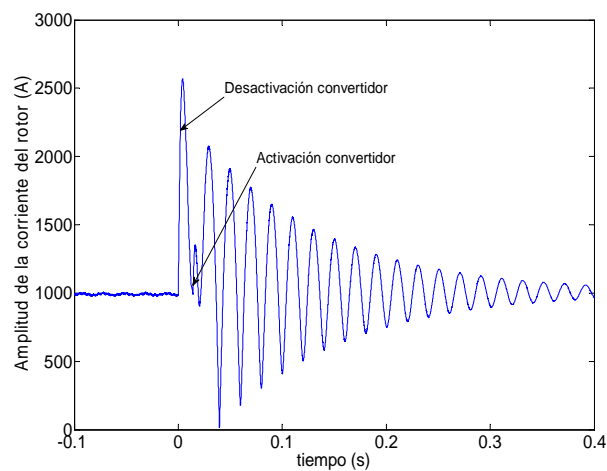


Figura 4.37 Corriente del rotor.

Mientras el convertidor permanece inactivo, la corriente del rotor recirculará por los diodos del convertidor. La corriente de las tres fases en el tiempo que el convertidor permanece inactivo se muestra a continuación:

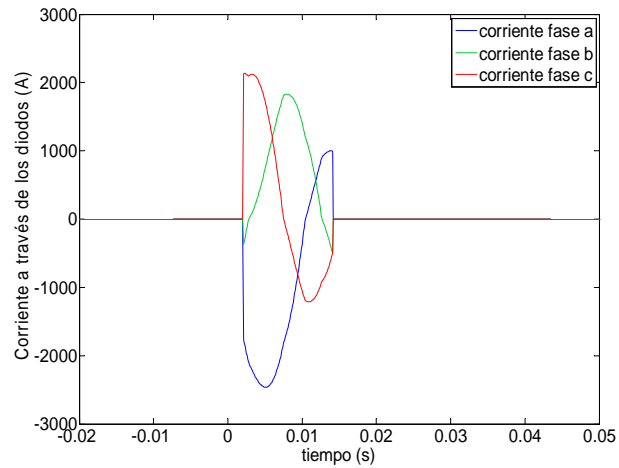


Figura 4.38 Corriente que circula por los diodos del convertidor cuando el convertidor está inactivo.

Al reducirse la amplitud de la corriente del rotor, el golpe de par inicial disminuirá. En este caso la disminución del golpe de par no es muy notable en comparación con el crowbar normal (Figura 3.14).

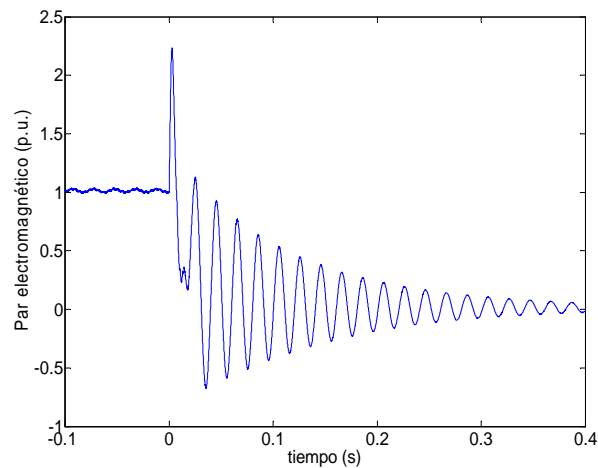


Figura 4.39 Par electromagnético de la turbina ante un hueco trifásico.

Como se ha comentado, con esta técnica solamente se pierde el control de las corrientes durante el tiempo que el convertidor permanece desactivado (12 ms), por lo que rápidamente se ayuda a la red eléctrica inyectando corriente reactiva.

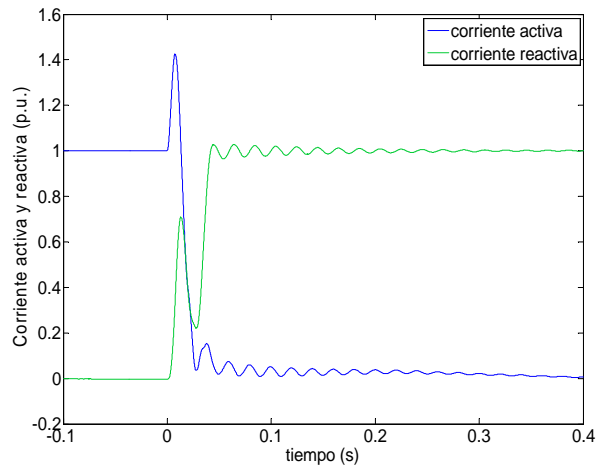


Figura 4.40 Corriente activa y reactiva de la turbina ante un hueco trifásico.

En el caso de huecos asimétricos (hueco asimétrico tipo), el resultado es muy similar. La tensión de bus está controlada en todo momento.

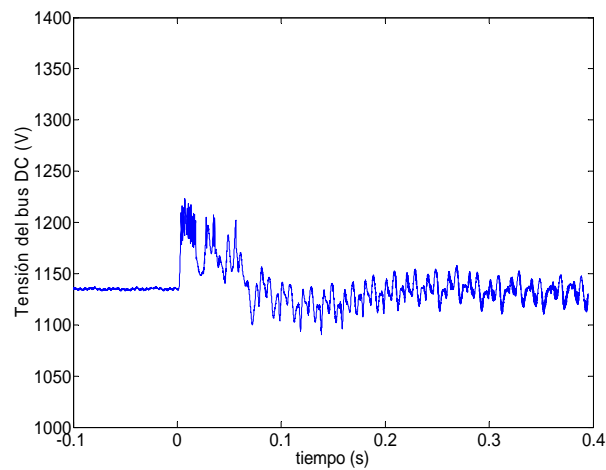


Figura 4.41 Tensión del bus del convertidor.

El pico inicial de corriente al comienzo del hueco ha disminuido en comparación con el pico que tenía con el crowbar normal (Figura 4.20)

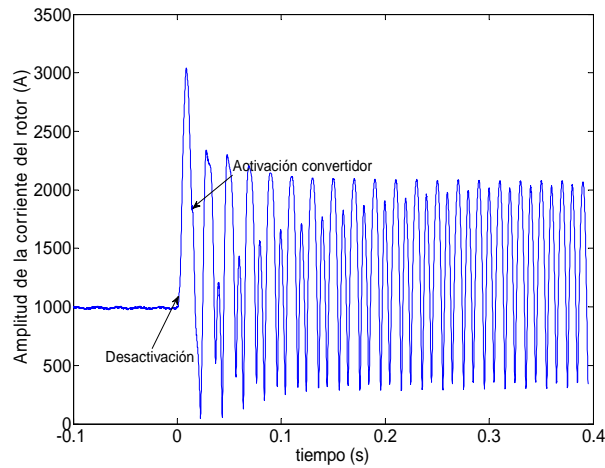


Figura 4.42 Corriente del rotor.

En este caso los diodos del convertidor deben estar preparados para soportar corrientes que llegan a alcanzar 3000 A. Por otra parte, la corriente una vez que el convertidor se reactiva es siempre inferior a 2500 A establecidos como límite.

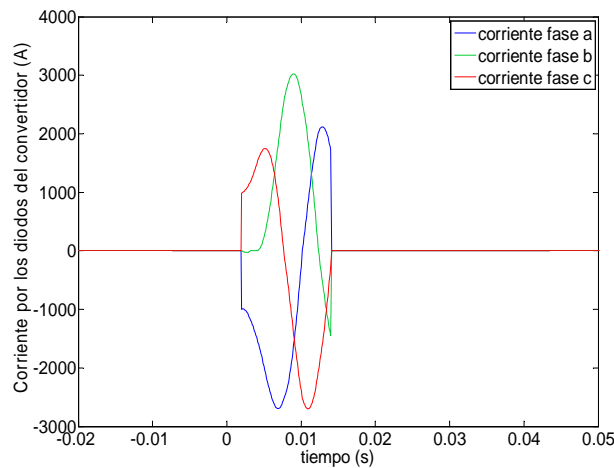


Figura 4.43 Corriente que circula por los diodos del convertidor cuando el convertidor está inactivo.

En caso de hueco asimétrico, la reducción en el golpe de par es más apreciable en comparación al obtenido con el crowbar normal (Figura 3.18)

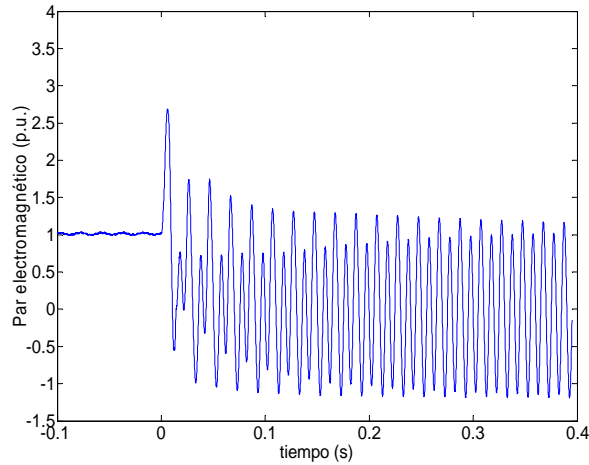


Figura 4.44 Par electromagnético de la turbina ante un hueco trifásico.

Al igual que en el caso de crowbar y chopper, con esta técnica se es capaz de comenzar a inyectar corriente reactiva a la red en breves intervalos de tiempo.

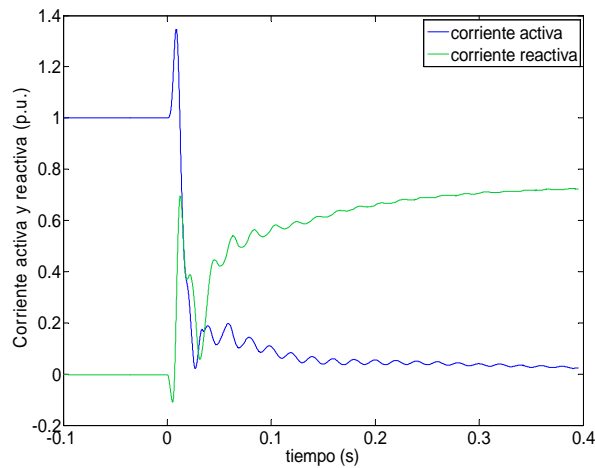


Figura 4.45 Corriente activa y reactiva de la turbina ante un hueco bifásico.

4.6 Resultados experimentales

El sistema de protección crowbarless ha sido validado experimentalmente en turbina real durante una campaña de huecos con el objetivo de certificar la turbina ante diferentes normativas, entre ellas la normativa alemana SDL&BDEW.

4.6.1 Descripción del sistema físico

El sistema completo se representa en la siguiente figura:

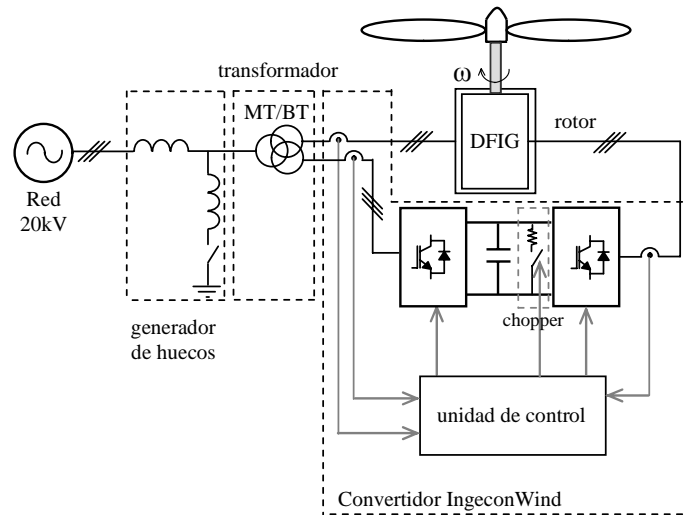


Figura 4.46 Esquema simplificado de los ensayos de huecos en parque con equipo crowbarless.

Los elementos principales del sistema son los siguientes:

- Turbina comercial de 3MW (turbina 2 del Anexo B), equipada con un convertidor IngeconWind de Ingeteam.
- Convertidor IngeconWind equipado con chopper.

Al tratarse de una turbina diferente a la analizada en el desarrollo del capítulo 4 los valores de la resistencia del chopper son diferentes:

$$\text{Resistencia chopper: } R_{chopper} = 0.1375 \Omega$$

La unidad de control que forma parte del convertidor dispone de sensores para la corriente de estátor y de rotor así como medición de tensiones. Cuando la unidad de control detecta un hueco de tensión, desactiva el convertidor durante un tiempo $t_{off} = 15ms$. La activación del chopper se realiza por medio de un control por histéresis como el descrito en Figura 4.14 cuyos límites de actuación son:

$$V_{sup} = 1275 V$$

$$V_{inf} = 1000 V$$

- Generador de huecos con capacidad para generar huecos de diferentes profundidades, caracterizado por incluir una inductancia en serie con la red de 80mH aproximadamente.

4.6.2 Huecos trifásicos

Se somete a la turbina a un hueco trifásico del 80% de profundidad de 850 ms de duración. La siguiente figura muestra la tensión durante el hueco en 20 kV:

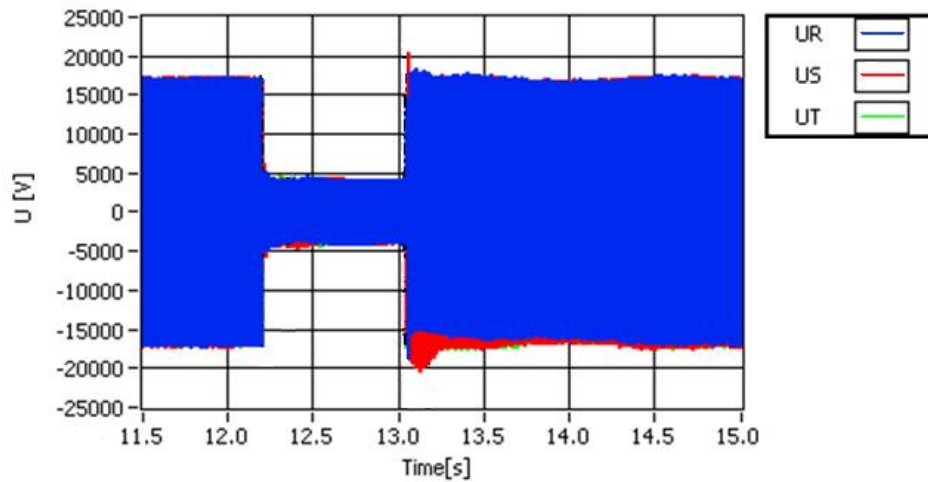


Figura 4.47 Tensión en MT durante un hueco trifásico tipo.

La siguiente figura muestra la corriente que circula por el convertidor durante el hueco:

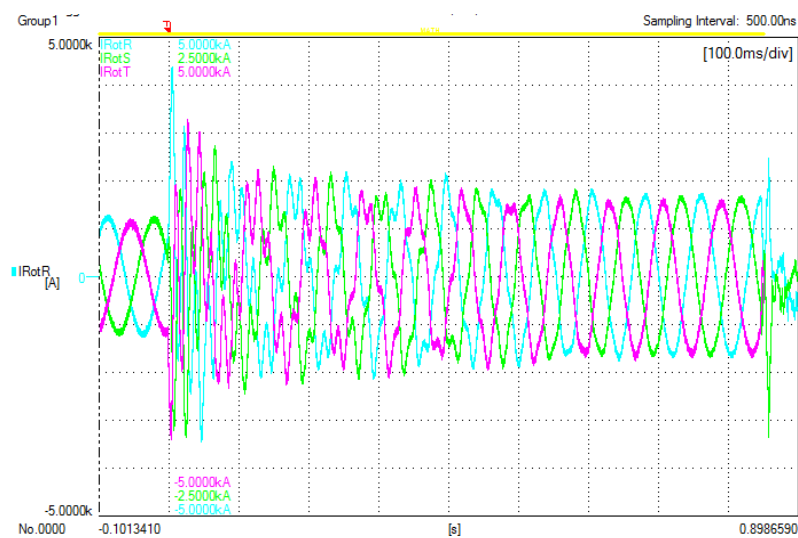


Figura 4.48 Corriente del convertidor durante un hueco trifásico tipo.

Se puede apreciar un primer pico de corriente que alcanza 4334A. Este valor puede parecer a primera vista excesivo si se compara con los 3500A máximos establecidos para el convertidor (ver turbina 2 del Anexo B). Se debe tener en cuenta, sin embargo, que esta corriente se corresponde al valor máximo cuando el convertidor está conmutando. La corriente máxima que puede circular por este mismo convertidor cuando está inhabilitado es de 6000A.

La siguiente figura muestra la tensión entre fases a la salida del convertidor de rotor y en ella se puede observar el breve periodo de tiempo *toff* durante el cual el convertidor deja de conmutar:

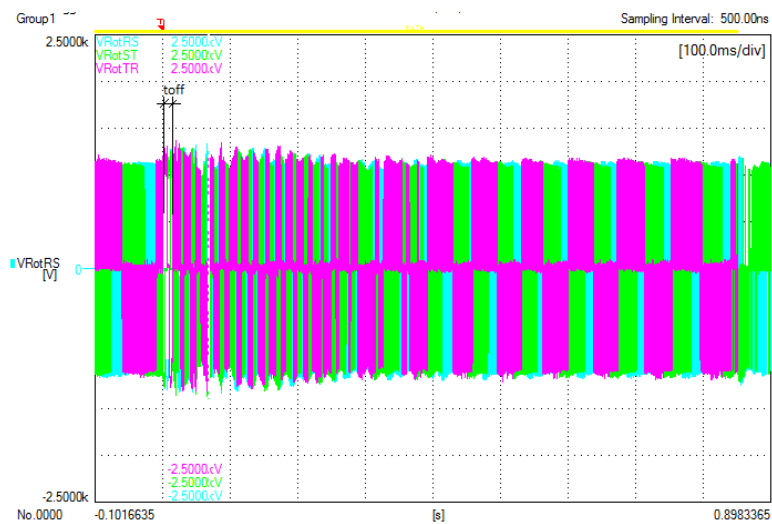


Figura 4.49 Tensión del convertidor durante un hueco trifásico tipo.

Con este sistema de protección, aparece una elevada potencia que se transfiere al bus y hace que la tensión se eleve. El chopper se encarga de limitar la tensión del bus de acuerdo a los límites de actuación definidos. La siguiente figura muestra la tensión del bus DC durante el hueco de tensión:

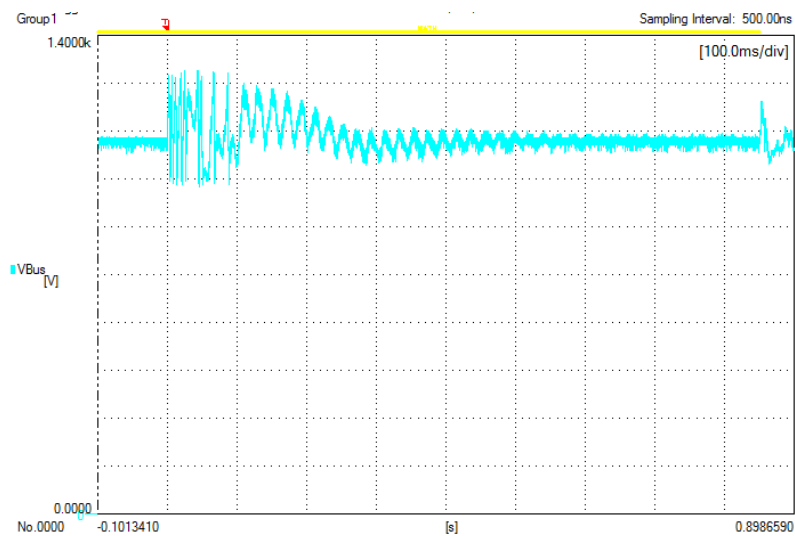


Figura 4.50 Tensión del bus DC durante un hueco trifásico tipo.

La siguiente figura, donde se muestra la corriente reactiva generada por la turbina en media tensión, permite comprobar el cumplimiento de la normativa SDL&BDEW.

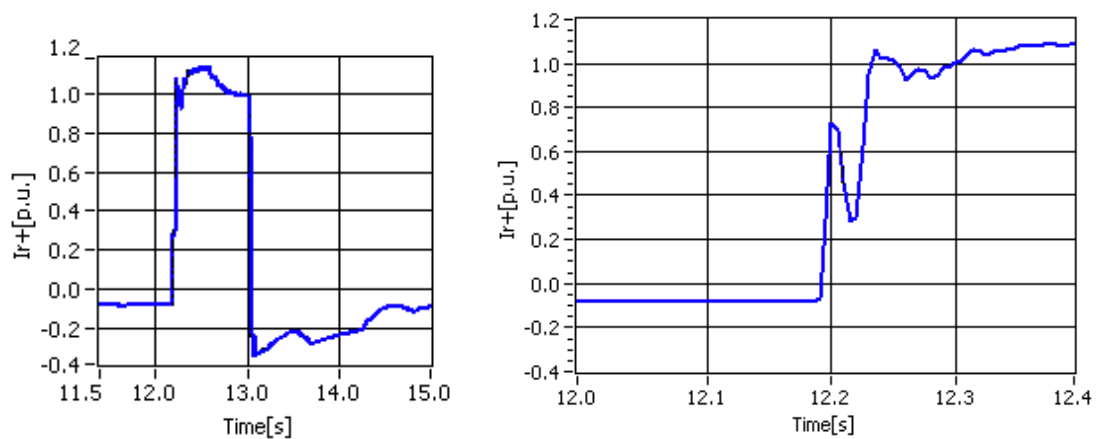


Figura 4.51 Corriente reactiva con equipo crowbarless (izda.) y detalle del inicio (dcha.) ante un hueco trifásico de $p=0.8$.

De la figura pueden obtenerse los siguientes tiempos de inyección:

- Tiempo de subida: 40 ms aproximadamente.
- Tiempo de establecimiento: 40 ms aproximadamente.

Con el sistema de protección crowbarless, la turbina es capaz de cumplir con los requisitos establecidos en las normativas más exigentes, tales como SDL&BDEW y PO 12.2.

4.7 Conclusiones

En el presente capítulo se han explorado los límites de funcionamiento del crowbar. Se ha visto que para cumplir con las normativas más exigentes es necesario reducir de forma notable el tiempo que el crowbar permanece activo (y en consecuencia el convertidor inactivo). Combinado con la técnica de corrientes desmagnetizantes se logra reducir los tiempos de inyección. Aún y todo, esta reducción de tiempos es insuficiente, por lo que ha sido necesario reducir todavía más el tiempo de actuación del crowbar. Esto puede conseguirse con un chopper auxiliar que garantice que la tensión de bus permanezca controlada.

La reducción del tiempo de actuación de crowbar se encuentra limitada por la sobretensión a la apertura, de forma que este tiempo no puede ser tan pequeño como se quiera. Esta sobretensión puede reducirse si se realiza la desconexión en un mínimo de la tensión de crowbar. De cualquier forma, el tiempo de inyección de reactiva se encuentra limitado por el tiempo mínimo que el crowbar debe permanecer activo para evitar sobretensiones a la desconexión.

Si se piensa en el convertidor inactivo como un puente de diodos, se puede sobredimensionar el chopper para que actúe como crowbar, teniendo la ventaja de que al disponer del bus DC no se producen sobretensiones en la desconexión. Con esta solución se logran tiempos de inyección que permiten cumplir las normativas más exigentes siempre y cuando los diodos del convertidor sean capaces de soportar las corrientes que circulen por el rotor en el primer instante del hueco.

Además, se ha podido validar experimentalmente el sistema de protección crowbarless en turbina industrial durante campaña de huecos con el objetivo de certificar diferentes normativas, entre ellas SDL&BDEW y P.O. 12.2. A pesar de que sólo se han podido mostrar resultados de huecos trifásicos, con el sistema descrito la turbina es capaz de cumplir con los requerimientos de dichas normativas.

5

Crowbar On-line

5.1 Introducción

En su forma tradicional, el crowbar se conecta cuando se detecta un hueco de tensión en la red. Mientras el crowbar está activo el inversor se desconecta, quedando protegido de sobrecorrientes y evitando que el bus alcance tensiones peligrosas.

El principal inconveniente de esta configuración es que al permanecer el convertidor desconectado, se pierde el control de las corrientes, con lo que no se pueden satisfacer los requisitos de los códigos de red. En el capítulo anterior se ha visto como la inclusión del chopper en el bus permite reducir los tiempos que el convertidor permanece desactivado.

Hasta ahora, siempre que se ha hablado de sistema de protección tipo crowbar, la lógica del sistema ha ido enfocada a que mientras el crowbar está conectado, el convertidor permanece inactivo, siendo la actuación del crowbar, un medio para poder apagar el convertidor rotórico evitando que circule corriente por él.

En este capítulo se propone una técnica basada en mantener el convertidor rotórico activo mientras el crowbar permanece conectado.

5.2 Inversor funcionando mientras el crowbar está conectado

Para que el convertidor pueda permanecer activo es necesario que pueda conmutar sin problemas. Para ello es necesario colocar una inductancia que desacople el convertidor rotórico del crowbar y así limitar los picos de corriente que aparecerían en el convertidor si se conmuta contra una resistencia de tan bajo valor como es la del crowbar. En realidad, en aplicaciones eólicas, ya se coloca una inductancia en el mismo lugar como parte del filtro dvdt utilizado para limitar la pendiente de la tensión en los devanados del rotor. La nueva inductancia propuesta, sin embargo, tiene un valor mucho más elevado (5-10 veces) por lo que ambas inductancias no deben confundirse.

El sistema descrito incluyendo la inductancia de desacoplo quedaría de la siguiente forma:

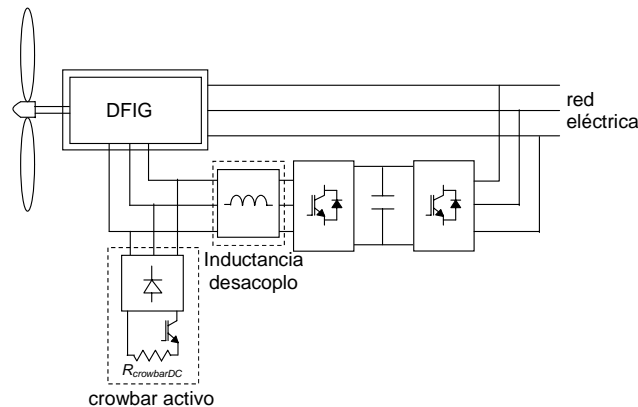


Figura 5.1 Estructura de conversión donde se muestra el crowbar y la inductancia de desacoplo.

A la hora de dimensionar el valor de la resistencia del crowbar hay que elegir un valor para que en el peor de los casos (huevo más exigente), el convertidor no sature y circule corriente por los diodos del convertidor, haciendo que la tensión del bus se eleve peligrosamente ($\approx 0.5\Omega$). A la hora de dimensionar la inductancia hay que evitar peligrosos picos de corriente ($100 - 200\mu H$)

A continuación se muestra el esquema equivalente del rotor (convenio motor) incluyendo la inductancia de desacoplo, donde se muestran las diferentes corrientes:

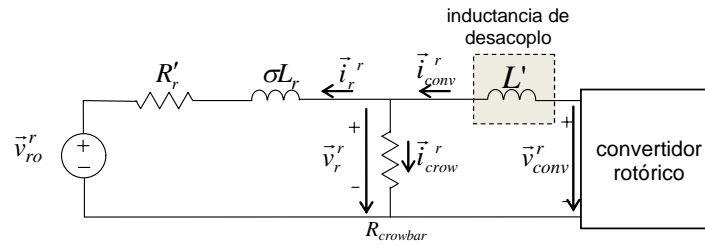


Figura 5.2 Esquema equivalente del rotor de la DFIG con crowbar.

En la figura la corriente del convertidor i_{conv} se reparte por el rotor i_r y el crowbar i_{crow} . Analizando la configuración mostrada puede pensarse en dos formas de realizar el control:

- Controlando la corriente del rotor.
- Controlando la corriente del convertidor rotórico.

5.3 Control de la corriente rotórica

Si se opta por controlar la corriente que circula por el rotor es necesario disponer de sensores de corriente en el bobinado del rotor. Por otra parte, en el momento en que se conecta el crowbar, la planta del sistema cambia por lo que podría pensarse que es necesario cambiar el control. El valor de la inductancia de desacoplo referida al estátor L' , es mucho menor que el de la inductancia transitoria del rotor, por lo que la tensión a uno y otro lado de la inductancia serán muy similares. Esto hace que se pueda seguir manteniendo el mismo control antes y después de conectar el crowbar.

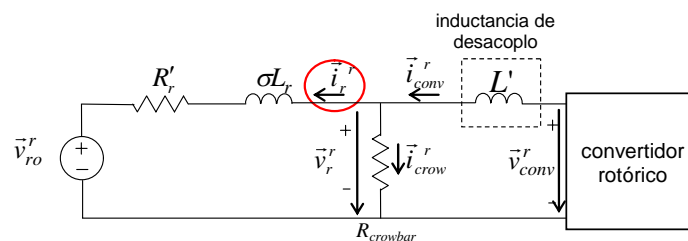


Figura 5.3 Esquema equivalente del rotor para la máquina controlando la corriente del rotor.

La parte crítica de esta disposición es que no se conocen las corrientes que circulan por el convertidor, por lo que pueden ser demasiado altas sin siquiera saberlo. Es por esto que se desecha esta configuración.

5.4 Control de la corriente del convertidor

Dado que el convertidor es un sistema mucho más sensible ante picos de corriente que la máquina eléctrica, es preferible conocer la corriente que circula por el convertidor del rotor para evitar corrientes peligrosas.

A diferencia del caso anterior, es necesario colocar el sensor de corrientes en el convertidor, tal y como se observa en la figura:

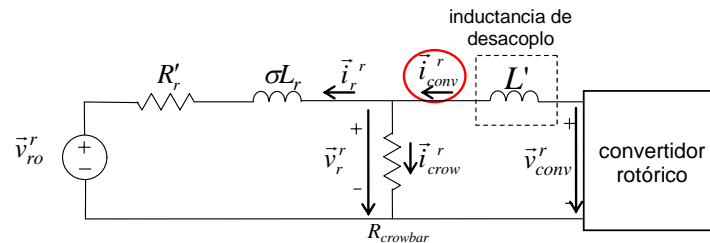


Figura 5.4 Esquema de la planta a controlar.

Al inicio de un hueco de tensión, la corriente que circula por el convertidor es muy elevada, debido principalmente a las secuencias libre e inversa de la corriente del rotor. A fin de reducir los requerimientos de corriente se escoge como estrategia el que el convertidor proporcione solamente la secuencia forzada, de forma que las corrientes libres e inversas circulen por el crowbar sin pasar por el convertidor.

Si se observa la figura anterior, puede pensarse en dos formas de realizar el control de las corrientes del convertidor rotórico:

- Control con feed-forward de la tensión del crowbar, sin tener en cuenta a la máquina eléctrica.
- Control de la corriente teniendo en cuenta el generador eléctrico.

5.4.1 Control con feed-forward de la tensión del crowbar

Conociendo la tensión en bornes del crowbar, se puede realizar un control clásico de la corriente en una bobina:

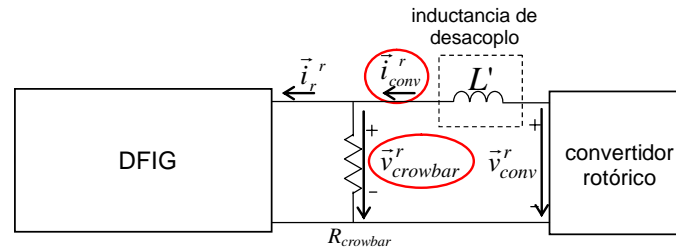


Figura 5.5 Esquema de la nueva planta a controlar.

La tensión en bornes del crowbar se utilizará como señal de feed-forward en el lazo de control, tal y como muestra la figura:

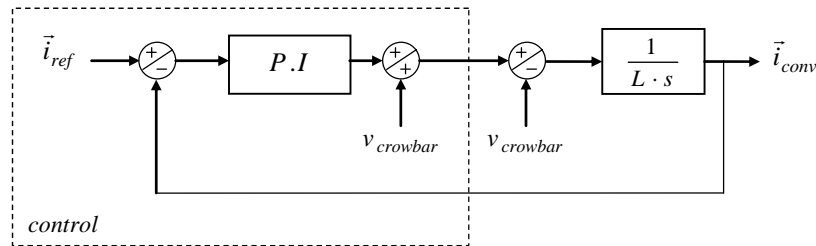


Figura 5.6 Esquema de control.

Tal y como se ha mostrado en la figura, la planta del sistema es:

$$(5.1) \quad P(s) = \frac{1}{L \cdot s}$$

En esta configuración es necesario conocer las corrientes del convertidor así como la tensión trifásica en bornes del crowbar para utilizarla como feed-forward a la salida del PI.

Para garantizar un correcto rechazo a las perturbaciones, es recomendable poder disponer de un lazo de corriente lo más rápido posible. Así, se calculan los parámetros del regulador PI para obtener una frecuencia de corte $f_c=250 \text{ Hz}$ y un margen de fase $MF=45^\circ$ (frecuencia de corte más alta alcanzable matemáticamente para la turbina 1 del Anexo B y con una inductancia de desacoplo de $100 \mu\text{H}$ garantizando estabilidad).

Aunque el sistema de control es digital, se realizará una modelización analógica incluyendo el retraso de la digitalización como $e^{-1.5Ts}$. La función de transferencia en lazo abierto teniendo en cuenta dicho retraso y el sensor de corriente es:

$$(5.2) \quad LA(s) = K_p \cdot \frac{Tn \cdot s + 1}{Tn \cdot s} \cdot \frac{1}{L \cdot s} \cdot \frac{1}{s/\omega_{fil} + 1} \cdot e^{-1.5T_m s}$$

Teniendo en cuenta esto, para la turbina 1 del Anexo B y con una inductancia de desacoplo de $100 \mu H$, se calculan los siguientes parámetros, obteniéndose unos diagramas de bode en lazo abierto y en lazo cerrado como los que se muestran en la Figura 5.7 y en la Figura 5.8.

$$K_p = 0.1783$$

$$Tn = 4.37 \cdot 10^{-4}$$

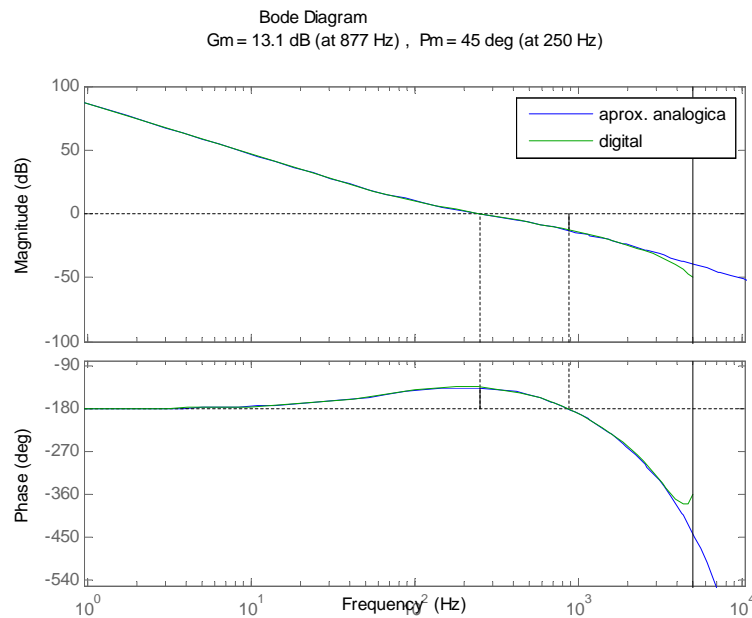


Figura 5.7 Diagrama de Bode del sistema en lazo abierto.

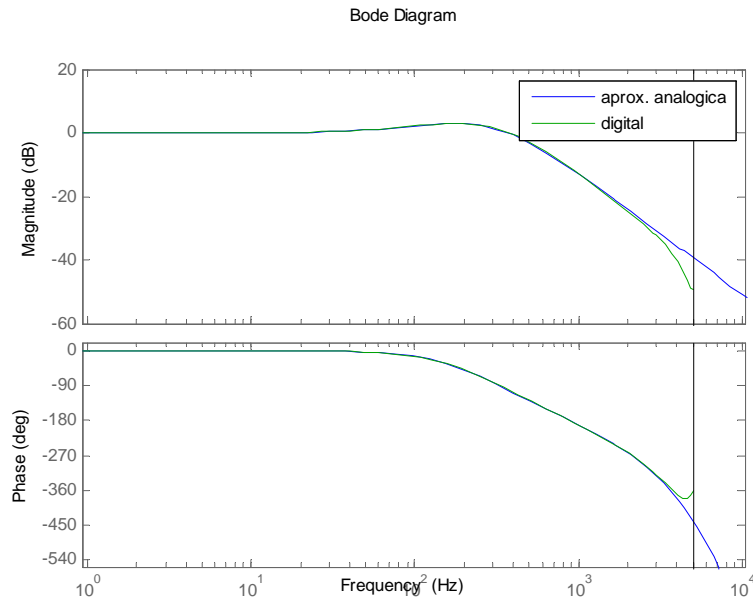


Figura 5.8 Diagrama de Bode del sistema en lazo cerrado.

Para comprobar la validez, en las figuras anteriores, se ha comparado el sistema de la aproximación analógica con el sistema digital real representado en verde. Se observa como a frecuencias menores que la de corte ambos sistemas son equivalentes, por lo que se da como bueno el PI calculado.

Desafortunadamente, el feed-forward planteado no es factible tal cual ya que la tensión en bornes del crowbar $v_{crowbar}$ va a ser casi pulsante debido al convertidor del rotor, por lo que será necesario filtrarla.

Como se ha comentado, por el convertidor sólo se quiere que circulen las corrientes forzadas, por lo habrá que ser capaz de rechazar las tensiones en bornes del crowbar asociadas a las corrientes libres e inversas. Para ello se deberá utilizar un filtro que deje pasar estas perturbaciones ($\approx 100\text{ Hz}$) y que elimine las conmutaciones del convertidor. El sistema de control quedaría:

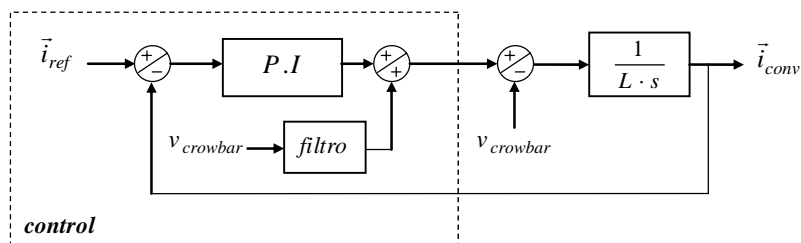


Figura 5.9 Esquema de control con filtro para las tensiones.

Si se tiene en cuenta este filtro, el sistema ya no es el mismo que en la Figura 5.6. La realimentación que se está realizando ya no es exacta, y por lo tanto afectará al control de las corrientes del convertidor. En la siguiente figura se muestra la corriente del rotor en ejes d y q ante un escalón en la corriente en presencia de un hueco asimétrico.

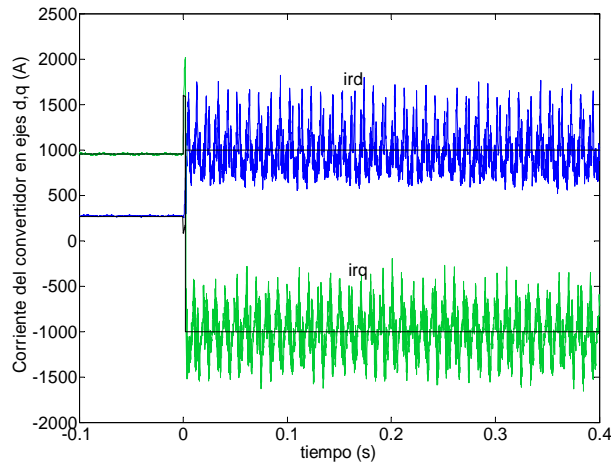


Figura 5.10 Corriente del convertidor ante un escalón en la referencia en presencia de un hueco asimétrico sin flujo libre.

Las corrientes que aparecen son muy ruidosas, pero para esta aplicación pueden ser aceptables.

5.4.2 Control de la corriente del convertidor teniendo en cuenta el sistema completo.

Al comienzo del apartado 5.4, se vio que existían dos opciones para controlar la corriente del convertidor: control con feed-forward de la tensión de crowbar y control de la corriente del convertidor teniendo en cuenta el sistema completo.

En la sección anterior se ha analizado el control de corriente con feed-forward de la tensión del crowbar, por lo que ahora se va a proceder a analizar el control de corriente teniendo en cuenta el sistema completo formado por el crowbar y el generador DFIG. Como ya se ha visto, en estas circunstancias, el circuito equivalente de rotor es:

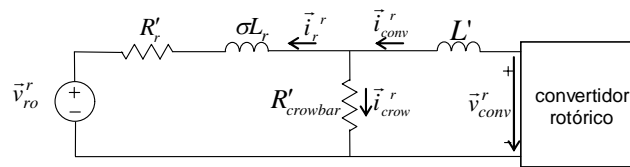


Figura 5.11 Esquema simplificado del rotor incluyendo el crowbar.

En condiciones normales, cuando el crowbar permanece inactivo, la planta del sistema es:

$$(5.3) \quad P(s) = \frac{1}{(\sigma L_r s + R_r')}$$

Pero cuando el crowbar se conecta pasa a ser:

$$(5.4) \quad P(s) = \frac{1}{(\sigma L_r s + R_r') // R'_{crow} + L' s}$$

Si se representa el diagrama de Bode de la planta de ambos sistemas incluyendo el sensor de corriente, se tiene, para un valor de $L_{des} = 100 \mu H$ y $R_{crowbar} = 0.3 \Omega$:

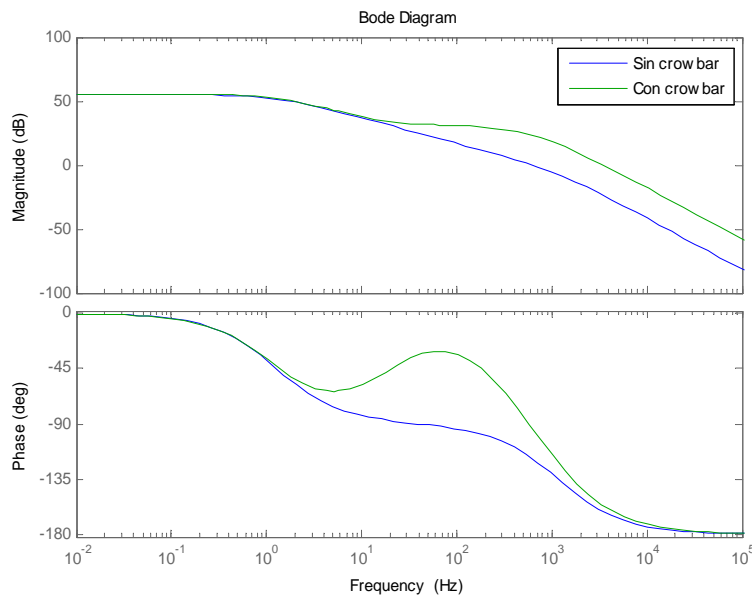


Figura 5.12 Diagrama de Bode sin crowbar y con crowbar incluyendo el sensor de corriente.

La función de transferencia en lazo abierto con la nueva planta pasa a ser:

$$(5.5) \quad LA(s) = K_p \cdot \frac{Tn \cdot s + 1}{Tn \cdot s} \cdot \frac{1}{(\sigma L_r s + R_r') // R'_{crow} + L' s} \cdot \frac{1}{s / \omega_{fil} + 1} \cdot e^{-1.5T_m s}$$

Será necesario recalculer los parámetros del controlador. Así, para una frecuencia de corte lo más alta posible de $f_c=500 \text{ Hz}$ (en el caso del control anterior se ha analizado con 250 Hz por no ser posible alcanzar mayor rapidez) y un margen de fase $MF=45^\circ$, se obtiene:

$$K_p = 0.42$$

$$Tn = 3.95 \cdot 10^{-4}$$

Con este controlador, los diagramas de Bode en lazo abierto y lazo cerrado quedan:

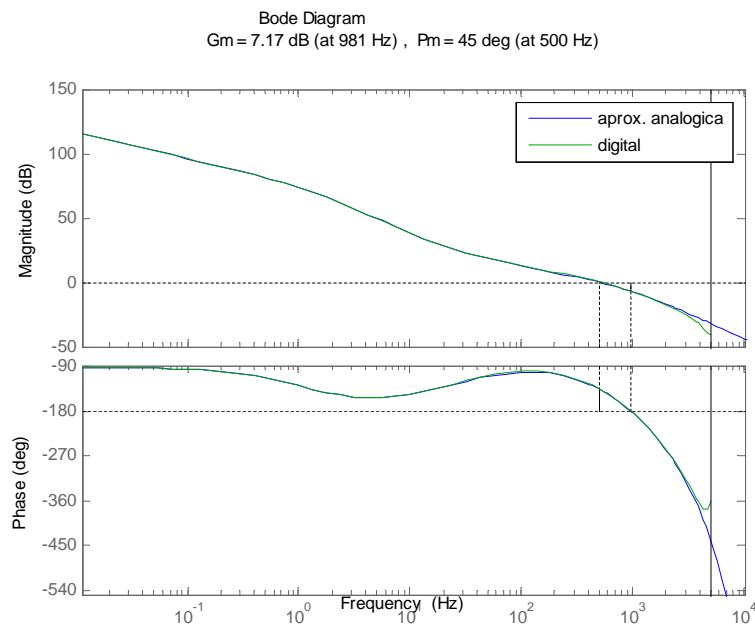


Figura 5.13 Diagrama de Bode del sistema en lazo abierto con crowbar.

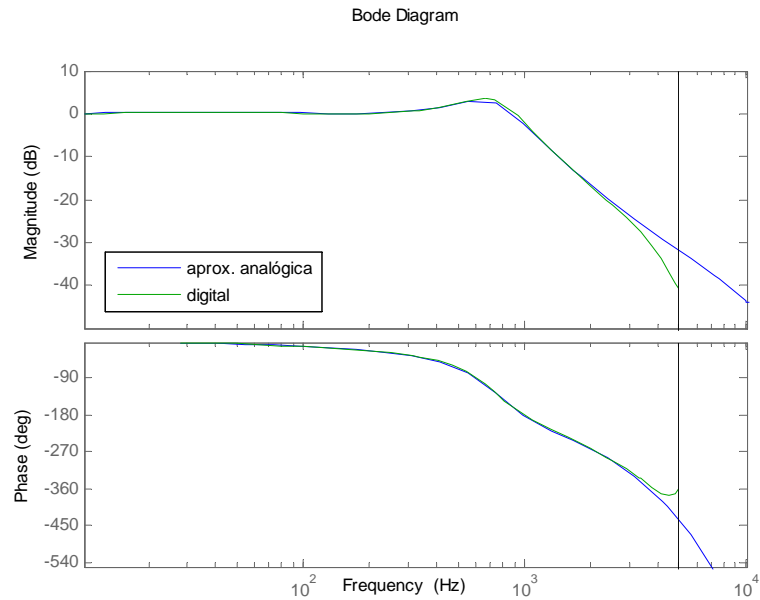


Figura 5.14 Diagrama de Bode del sistema en lazo cerrado con crowbar.

Se tratará de validar el control propuesto en comparación con el control de corriente con feed-forward de la tensión de crowbar. Para unas corrientes de referencia como las que se mostraban en la Figura 5.10, las corrientes del convertidor en ejes d, q obtenidas son:

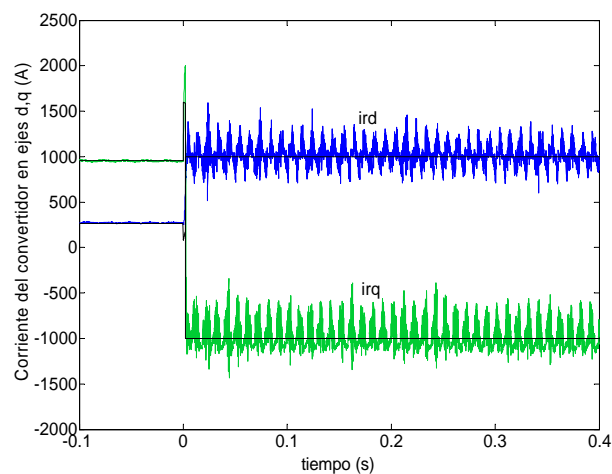


Figura 5.15 Corriente del convertidor ante un escalón en la referencia en presencia de un hueco asimétrico sin flujo libre.

Si se comparan las corrientes obtenidas con las obtenidas en la Figura 5.10, se aprecia como el ruido que aparece en el seguimiento de corrientes es menor. Es decir,

los picos de corriente que aparecen en el convertidor no son tan grandes debido, probablemente, a que las frecuencias de corte de los lazos no son iguales. Además, el control de corrientes descrito en 5.4.1 se basa en la utilización del feed-forward de tensión de crowbar con la consiguiente dificultad de implementación que conlleva tanto a nivel hardware (necesarias medidas en alterna de tensión de crowbar) como software (señal muy ruidosa). De aquí en adelante, se utilizará el control de corrientes basado en el sistema completo con crowbar.

5.5 Cálculo de las consignas de corriente del convertidor rotórico.

Además del cambio en la configuración del regulador PI, la inserción del crowbar hace necesario modificar el cálculo de las consignas de corriente del convertidor rotórico, ya que parte de la corriente que estamos controlando va a circular por el crowbar y no va a llegar al rotor de la máquina, que es la que realmente interesa.

En el capítulo 2, se ha descrito el sistema de control de potencias en lazo abierto basado en las expresiones (2.9):

$$(5.6) \quad \begin{aligned} i_{rq} &= -\frac{L_s}{L_m} \frac{P_s}{V_{red}} \\ i_{rd} &= \left(\frac{V_{red}^2}{\omega_s L_s} - Q_s \right) / \left(V_{red} \frac{L_m}{L_s} \right) \end{aligned}$$

Para que por el rotor de la máquina circulen estas corrientes, se necesita conocer la corriente forzada que circula por el crowbar para sumarla a las consignas. Para ello se puede medir, o bien la corriente, o bien la tensión en bornes del crowbar, y filtrar esta señal para calcular la componente forzada de las corrientes cuya frecuencia será de unos pocos hercios. Cualquiera de estas dos opciones requiere la colocación de sensores específicos en el crowbar para tales efectos.

Alternativamente, se puede pensar en estimar estas corrientes. Si se analiza la configuración del rotor, se observa cómo para bajas frecuencias (ω_r), la impedancia de la inductancia L' es mucho menor que la impedancia equivalente $Z_{eq} = (R'_r + \sigma L_r) // R'_{crow}$.

Por tanto, observando la figura siguiente, a la frecuencia fundamental las tensiones a uno y otro lado de la inductancia van a ser muy similares ($\vec{v}_{crow} \approx \vec{v}_{conv}$).

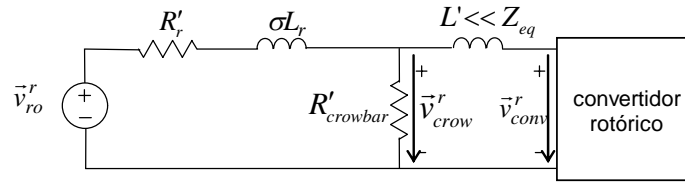


Figura 5.16 Esquema equivalente del rotor.

Teniendo en cuenta esto, se puede estimar la corriente forzada que circula por el crowbar como el valor filtrado de la tensión impuesta por el convertidor, dividido por el valor por fase de la resistencia del crowbar.

La corriente así calculada debe añadirse a la corriente de consigna cuando el crowbar está activo, para tener en el rotor la corriente calculada originalmente. Es decir:

$$(5.7) \quad \vec{i}_{ref_conv} = \vec{i}_{ref_rotor} + \frac{\vec{v}_{conv_fil}}{R_{crow}}$$

Analizando la expresión anterior se puede deducir que a menor valor de resistencia de crowbar mayor será la corriente que circule por el crowbar y en consecuencia mayor tendrá que ser la corriente que circule por el convertidor para obtener las potencias deseadas.

Inevitablemente, la compensación calculada en (5.7) no será del todo correcta, lo que hace que las potencias reales y las de consigna no sean exactamente iguales. Esto también ocurre con el control original sin crowbar debido a variaciones en los parámetros de la máquina, pero ahora se ve acentuado ya que existe una fuente de imprecisión mayor.

En estas circunstancias, realizar un seguimiento de potencias en lazo cerrado es muy útil, ya que el regulador se encargará de ajustar las corrientes del convertidor para que las potencias del estátor sean las deseadas. En la Figura 2.5, se presentaban los posibles lazos de potencia. Si se incluye como feed-forward la corriente forzada circulante por el crowbar calculada a partir de la expresión (5.7), el lazo de control de potencia a implementar quedaría tal y como se muestra en la siguiente figura:

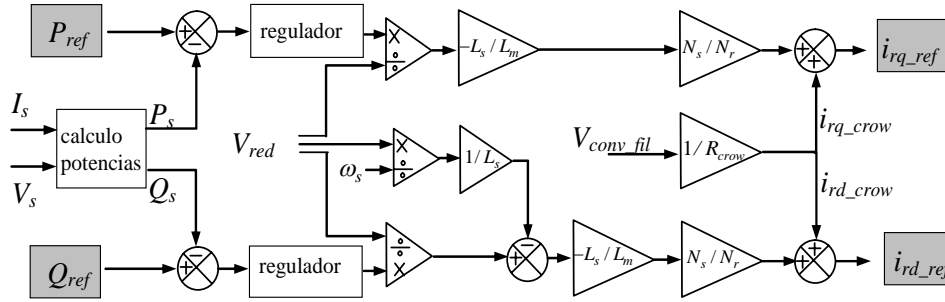


Figura 5.17 Esquema del control vectorial incluyendo lazos de potencia.

Los lazos de corriente se han calculado con una frecuencia de corte de 500 Hz. Para garantizar que el lazo de corriente y el lazo de potencia estén desacoplados se define que la frecuencia de corte del lazo de potencia esté una década por debajo de la frecuencia de corte del lazo de corriente, esto es, 50 Hz.

El regulador a utilizar en el lazo de potencia es un PI. Además, se incluye un filtrado de primer orden en el error de potencia. De esta forma se pueden calcular los parámetros del regulador PI suponiendo que el lazo de corriente es ideal.

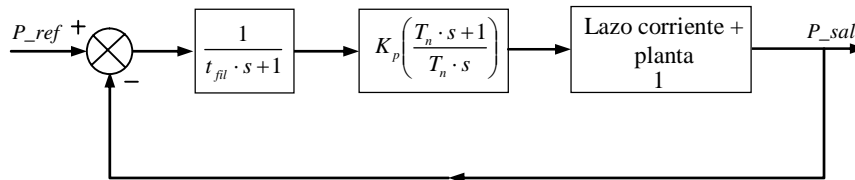


Figura 5.18 Lazo de control de potencia.

Teniendo en cuenta el filtro de primer orden y el regulador PI, se tiene una función de transferencia del sistema en lazo cerrado de la forma:

$$(5.8) \quad LC(s) = \frac{K_p \cdot (T_n \cdot s + 1)}{T_n \cdot s \cdot (t_{fil} \cdot s + 1) + K_p \cdot (T_n \cdot s + 1)}$$

Si el tiempo de filtrado t_{fil} es igual al valor de la constante de tiempo T_n del regulador PI, la expresión se simplifica quedando una expresión de primer orden:

$$(5.9) \quad LC(s) = \frac{1}{\frac{T_n}{K_p} \cdot s + 1}$$

Con un lazo como el descrito, el sistema es capaz de compensar una mala estimación de la corriente forzada por el crowbar así como de los parámetros del generador.

5.6 Dimensionamiento de la inductancia de desacoplo y de la resistencia del crowbar.

Una vez definido el control a utilizar es preciso definir los valores de los elementos característicos del sistema: la inductancia de desacoplo y el valor de la resistencia del crowbar.

El valor de la inductancia de desacoplo es fundamental para limitar los picos de corriente en el convertidor, ya que si no serían demasiado elevados y el convertidor podría sufrir daños.

Se ha comentado que a mayor valor de la resistencia del crowbar, menor es la corriente forzada del convertidor que acaba circulando por el crowbar, por lo que las referencias de corriente en el convertidor serán menores que en el caso de un valor de resistencia pequeño. Sin embargo, a mayor valor de resistencia, peor es el control de las corrientes del convertidor y mayores son los picos de corriente que aparecen en la corriente. Como es sabido, la corriente por el convertidor puede ser crítica para el mismo, por lo que habrá que tratar de minimizar los valores máximos que alcance. Desde este punto de vista, aumentar el valor de la resistencia del crowbar tiene dos efectos enfrentados, ya que reduce la corriente que se fuga por el crowbar y en consecuencia la del convertidor rotórico, pero a su vez hace que el seguimiento de corriente sea peor y aparezcan picos de elevado valor en la corriente. Se intentará alcanzar un compromiso en este sentido.

Para obtener los valores más apropiados, se ha realizado un barrido de valores de la inductancia de desacoplo y de la resistencia del crowbar y se ha analizado el valor máximo de la corriente del convertidor para cada combinación en caso de hueco bifásico tipo, obteniéndose los siguientes resultados:

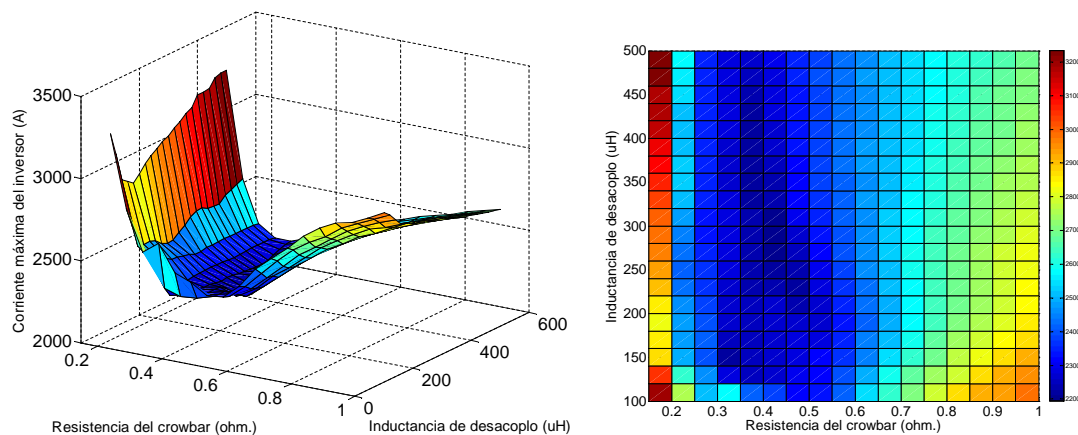


Figura 5.19 Máxima corriente del inversor en función de la inductancia de desacoplo y la resistencia del crowbar.

En la figura, la parte coloreada con colores azul oscuro corresponde a los menores valores de la corriente máxima del convertidor alcanzada. Estos colores aparecen principalmente alrededor de una resistencia de crowbar de valor 0.4, que se corresponde con la zona de valle de la parte izquierda de la figura.

Si analizan los resultados en función sólo de la inductancia de desacoplo, se obtiene una nube de puntos de la forma:

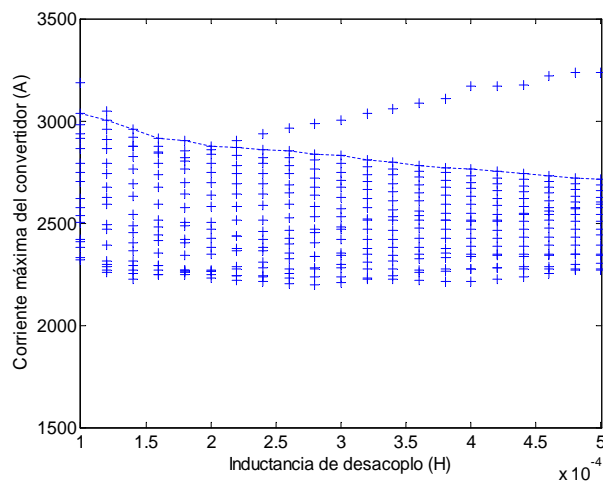


Figura 5.20 Máxima corriente del inversor en función de la inductancia de desacoplo.

Para valores de resistencia elevados, el incremento de la inductancia de desacoplo hace que el máximo valor de corriente del convertidor disminuya. Este efecto se aprecia

en la línea discontinua de la figura anterior (trazada para $R_{crowbar}=1 \Omega$). Para valores de resistencia pequeños este efecto no se aprecia tanto.

Realizando el mismo proceso representando ahora la corriente frente al valor de la resistencia del crowbar, se obtiene:

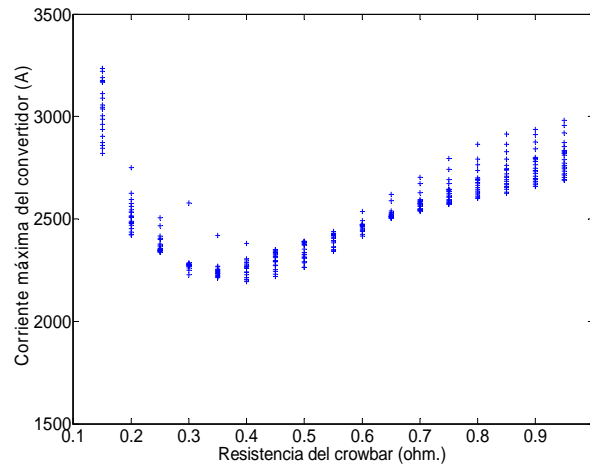


Figura 5.21 Máxima corriente del inversor en función de la resistencia del crowbar.

En la representación anterior se observa como en torno a 0.3-0.4 ohmios, se encuentran la mayoría de valores mínimos en la corriente máxima.

Hay que tener en cuenta que para valores de resistencia del crowbar elevados, la tensión del bus puede aumentar mucho, si el convertidor satura.

Analizando los resultados obtenidos, una posible pareja de valores, que garantiza una corriente de inversor menor de 2500 A y una tensión de bus menor de 1300 V, podría ser:

$$L_{desacoplo} = 150 \mu H$$

$$R_{crowbar} = 0.3 \Omega$$

Con estos elementos, los parámetros del controlador PI obtenidos para una $f_c=500$ Hz y $MF=45^\circ$ son:

$$K_p = 0.6$$

$$T_n = 0.001$$

Cabe destacar que el deslizamiento máximo que se puede lograr dependerá del valor de la inductancia de desacoplo, ya que parte de la tensión disponible del convertidor se pierde en bornes de la inductancia de desacoplo.

5.7 Comportamiento ante huecos de tensión

5.7.1 Comportamiento ante huecos simétricos

Una vez definido el funcionamiento, control y parámetros del sistema se procede a validar el sistema propuesto mediante simulaciones.

En caso de huecos trifásicos, por el crowbar circulará parte de la corriente forzada del convertidor, y teóricamente, si el control es correcto, toda la corriente libre. Esta corriente es la que hace que la máquina se desmagnetice como ocurría con el crowbar tradicional. Teniendo en cuenta esto, una vez que la máquina se ha desmagnetizado, por el crowbar sólo circulará la fracción de la corriente forzada antes mencionada.

El crowbar puede mantenerse conectado el tiempo que se desee, pero en caso de huecos trifásicos no tiene sentido mantenerlo conectado más allá de lo que tarda en desmagnetizarse la máquina. Si se mantiene el crowbar conectado todo el tiempo, la evolución del flujo libre es como la que se muestra en la siguiente figura:

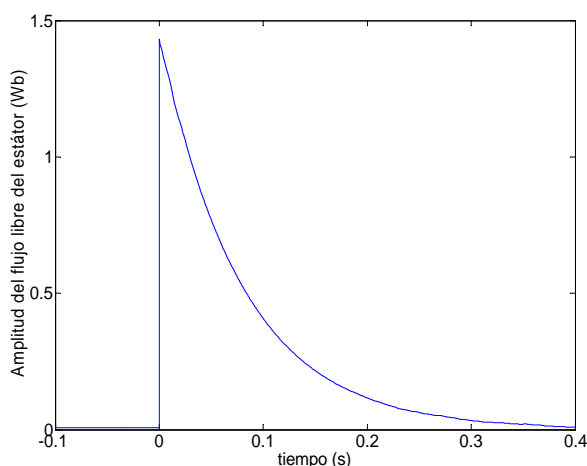


Figura 5.22 Flujo libre del estátor ante un hueco trifásico tipo.

Con esta evolución puede definirse un tiempo de conexión del crowbar de 200 ms, tiempo tras el cual se puede decir que la máquina se encuentra prácticamente desmagnetizada.

Hasta ahora se ha venido mostrando solamente la amplitud de la corriente del convertidor, pero ya que ahora se ha modificado el control de la corriente, para ver mejor como son estas corrientes se muestran en ejes dq y en su forma trifásica, ante un hueco trifásico tipo:

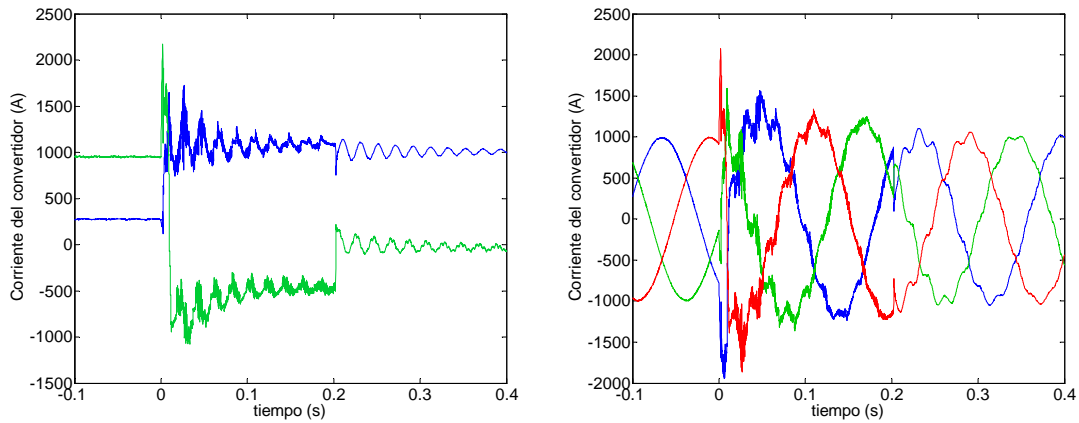


Figura 5.23 Corriente del convertidor en ejes d, q y en trifásica ante un hueco trifásico tipo.

En la figura anterior se aprecia como en el instante de tiempo $t=0.2$, el crowbar se desconecta. Por su parte, la tensión en el bus DC, alcanza valores un tanto elevados, aunque por debajo de 1300 V, que es la tensión límite del bus:

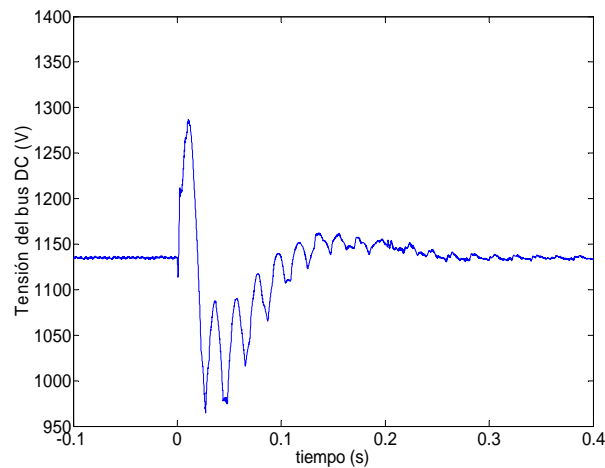


Figura 5.24 Tensión del bus DC del convertidor frente a un hueco trifásico tipo

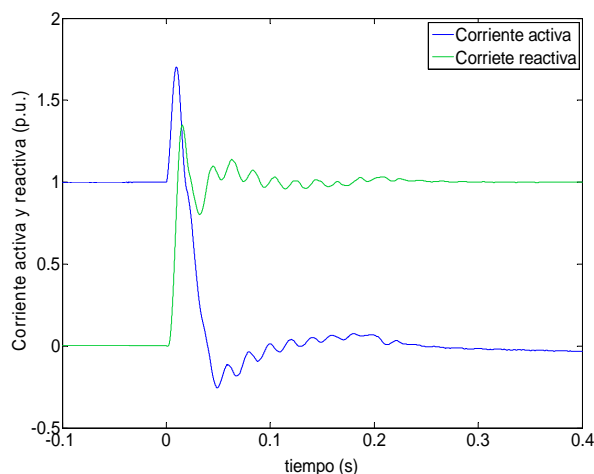


Figura 5.25 Corrientes activa y reactiva durante un hueco trifásico tipo.

5.7.2 Comportamiento ante huecos asimétricos

En caso de hueco trifásico, se ha definido un tiempo de actuación del crowbar de 200 ms, tiempo tras el cual el flujo libre del estátor de la máquina se ha amortiguado lo suficiente, y la máquina puede operar con normalidad.

Sin embargo, en un hueco asimétrico la tensión inversa inducida por el flujo inverso perdura durante todo el hueco. Puede optarse entonces por mantener el crowbar durante todo el hueco u optar por desactivarlo una vez el flujo libre se haya amortiguado. Una ventaja de este sistema de protección es que por el convertidor sólo van a circular corrientes forzadas, mientras que la corriente inversa deberá circular por el crowbar. Es decir, si se mantiene el crowbar conectado durante todo el hueco la corriente inversa no tiene que circular por el convertidor, y por lo tanto éste tiene margen para entregar toda la corriente reactiva sin restricciones ya que hasta ahora la corriente desmagnetizante tenía preferencia sobre la forzada.

La máquina se simula ante un hueco bifásico tipo. Si observamos la corriente en el inversor se observa que hay picos de corriente muy cercanos al límite admisible, pero sólo se dan al principio del hueco.

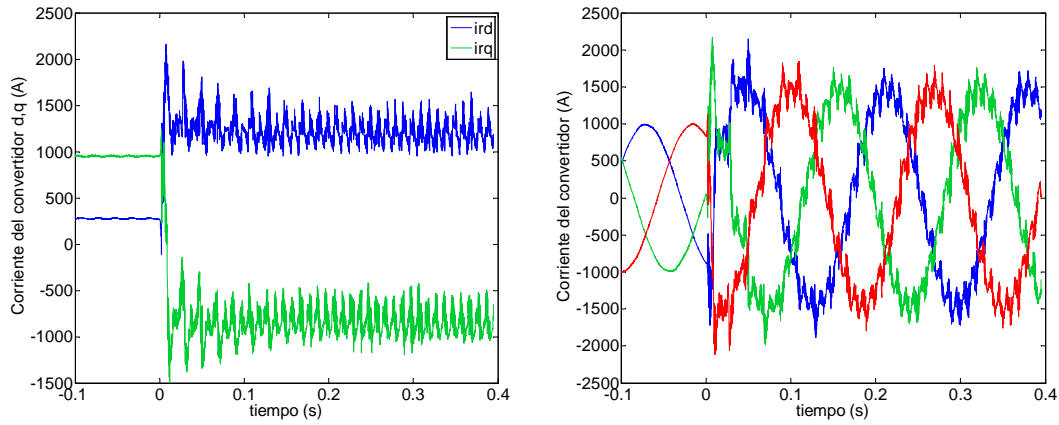


Figura 5.26 Corriente del convertidor en ejes d, q y en trifásica ante un hueco bifásico tipo.

Por su parte, la corriente del rotor es:

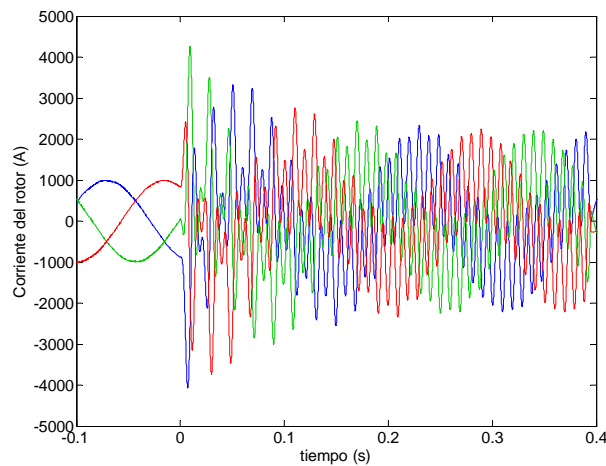


Figura 5.27 Corriente del rotor ante un hueco bifásico tipo.

En este tipo de huecos es donde mejor se puede observar una de las principales ventajas del crowbar on-line. En la siguiente figura se muestran la corriente que circula por una fase del rotor (fase s) y por la misma fase del convertidor, observándose como la corriente por el convertidor es menor que la corriente por el rotor, ya que la corriente libre e inversa circula por el crowbar en vez de por el convertidor rotórico:

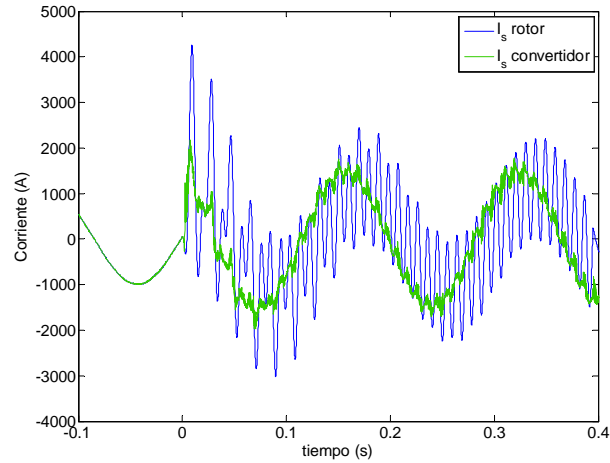


Figura 5.28 Corriente de la fase s del rotor y del convertidor de rotor.

Esta corriente se traduce en un golpe de par como el que se muestra:

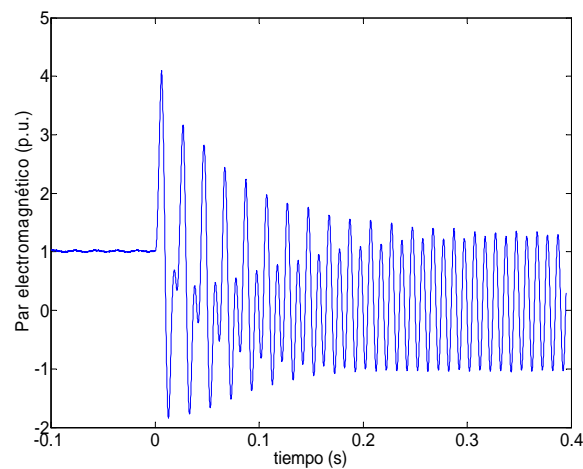


Figura 5.29 Corriente del rotor ante un hueco bifásico tipo.

Si se compara con el golpe de par que se obtenía con el crowbar tradicional (Figura 3.18), se observa cómo es mayor, ya que la corriente del rotor es mayor por ser la suma de la corriente libre e inversa que circulan por el crowbar y la corriente forzada.

Con las corrientes rotóricas obtenidas, se obtienen en la turbina una corriente activa y una corriente reactiva de la forma:

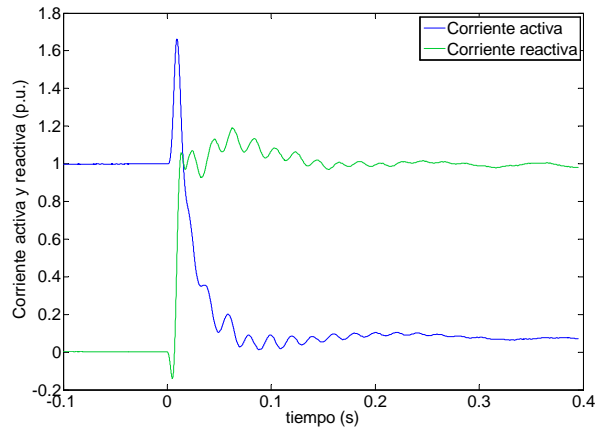


Figura 5.30 Corriente activa y reactiva entregada por la turbina.

Al no ser necesaria la inyección de corrientes desmagnetizantes (libre e inversa) desde el convertidor del rotor, se puede alcanzar la corriente reactiva nominal, a diferencia de lo que ocurría con el crowbar tradicional (Figura 4.12) y con sistema crowbarless (Figura 4.45), donde ésta quedaba limitada a valores en torno al 0,7 p.u.

5.7.3 Desconexión del crowbar

Al igual que ocurría con el crowbar tradicional, en el momento en que se interrumpe la corriente que circula por el crowbar, y debido a las características inductivas que presenta el circuito a ambos lados del crowbar, aparece una sobretensión proporcional a la derivada de la corriente. Dado que ahora entre el convertidor y el crowbar se ha dispuesto la inductancia de desacople cuyo valor es mayor que el de la inductancia del filtro dv/dt que había antes, esta sobretensión puede llegar a ser mayor. Será importante analizar los efectos de la desconexión sobre el interruptor del crowbar.

Tal y como se ha comentado, en caso de huecos trifásicos, el crowbar se desconecta una vez el flujo libre se ha amortiguado (≈ 200 ms). En estas circunstancias, la corriente que circula por el crowbar es sólo una fracción de la corriente que circula por el convertidor y su amplitud es casi constante, por lo que el momento de la desconexión no es relevante. A continuación se muestra la corriente que circula por el crowbar en caso de un hueco trifásico tipo, estando el crowbar conectado todo el tiempo, apreciándose como a partir de 200 ms la corriente se centra en torno a unos 400A:

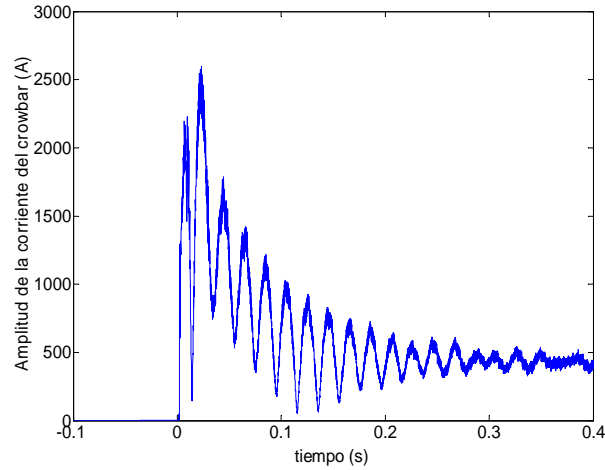


Figura 5.31 Amplitud de la corriente por el crowbar durante un hueco trifásico tipo.

Para limitar la sobretensión que aparece en bornes del interruptor, se dispone un circuito de amortiguación RC en paralelo como el que se utilizaba en el crowbar con chopper (Figura 4.26).

5.8 Resultados experimentales

El sistema de protección crowbar on-line ha sido validado experimentalmente en la turbina 1 del Anexo B durante una campaña de huecos con el objetivo de certificar la turbina ante la normativa alemana SDL&BDEW.

5.8.1 Descripción del sistema físico

El sistema completo se representa en la siguiente figura:

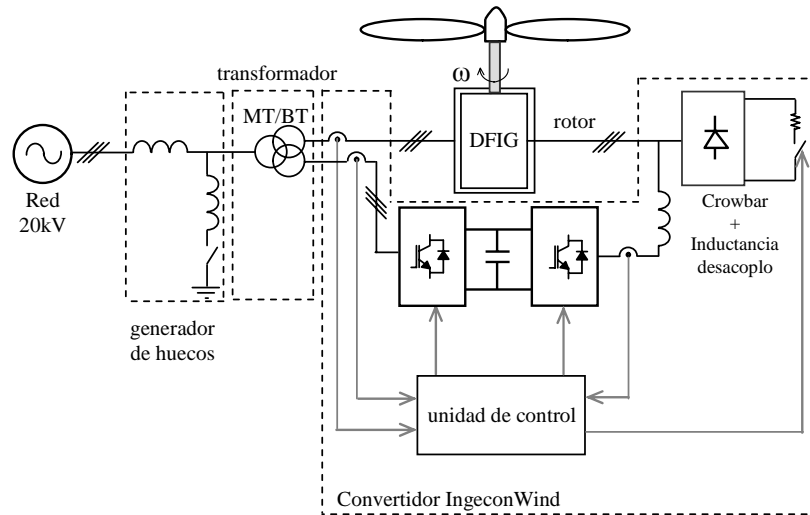


Figura 5.32 Esquema simplificado de los ensayos de huecos en parque con equipo crowbar on-line.

Los elementos principales del sistema son los siguientes:

- Turbina comercial de 2MW (turbina 1 del Anexo B), equipada con un convertidor IngeconWind de Ingeteam.
- Convertidor IngeconWind equipado con sistema de protección Crowbar on-line.

Los valores de la inductancia de desacoplo y de la resistencia del crowbar son ligeramente diferentes a los descritos en el Capítulo 5:

$$\text{Inductancia desacoplo: } L_{des} = 200\mu H$$

$$\text{Resistencia crowbar: } R_{crowDC} = 0.33 \Omega$$

De forma adicional, el sistema dispone de un pequeño chopper de 2Ω para poder superar huecos cero bifásicos.

La unidad de control que forma parte del convertidor dispone de medios para la medición de corriente de estátor y rotor así como medición de tensiones. La unidad de control activa el Crowbar on-line si detecta un hueco de tensión.

- Generador de huecos con capacidad para generar huecos de diferentes profundidades, caracterizado por incluir una inductancia en serie con la red de 80mH aproximadamente.

En la sección 5.5 se analizó la opción de compensar la corriente circulante por el crowbar, quedando un sistema de control como el mostrado en la Figura 5.17. Dado que los tiempo de inyección de la normativa SDL&BDEW no son excesivamente exigentes (tiempo de subida 50 ms, tiempo de establecimiento 80 ms) se ha optado por utilizar una estructura de control sin compensación de la corriente que circula por el crowbar. Además, el crowbar permanece activo a lo largo de todo el hueco aun en el caso de hueco trifásico.

A continuación se mostrarán los resultados obtenidos ante huecos tipo trifásicos y bifásicos.

5.8.2 Huecos trifásicos

Se somete a la turbina a un hueco trifásico del 20% de tensión remanente con una duración de 550ms. En la siguiente figura se muestra la tensión durante un hueco en el lado de media tensión (MT) del transformador de la máquina.

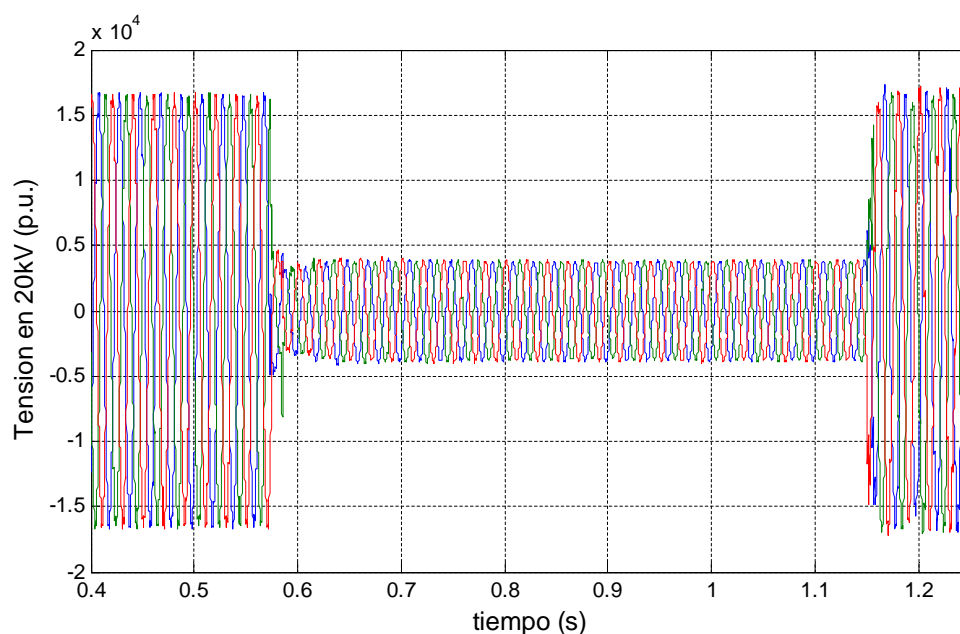


Figura 5.33 Tensión en MT durante un hueco trifásico tipo.

En la siguiente figura se muestra la corriente en el lado de media tensión del transformador de la máquina. Esta corriente, junto a la tensión mostrada en la figura anterior, es utilizada para calcular la corriente reactiva inyectada a la red durante el hueco de tensión.

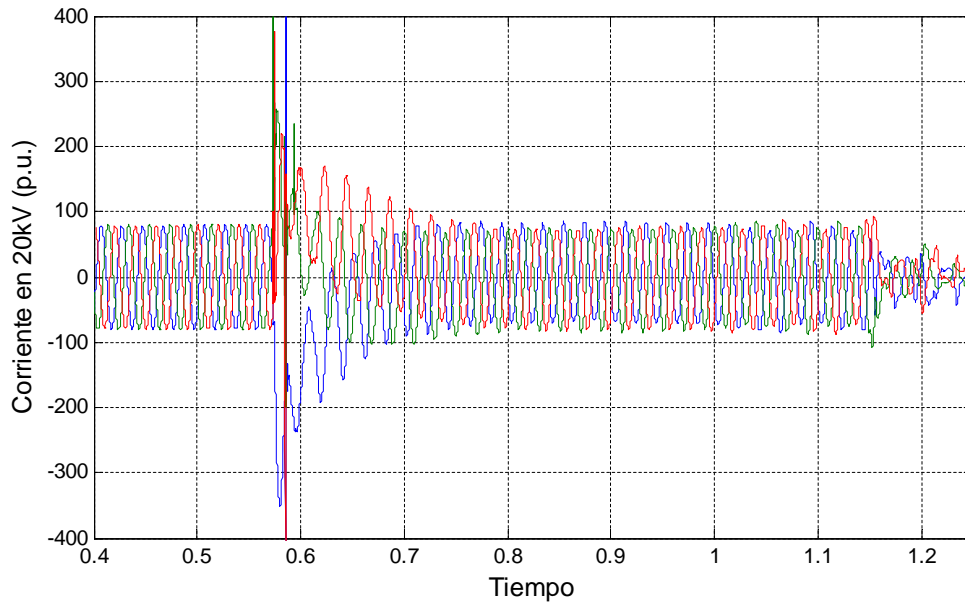


Figura 5.34 Corriente en MT durante un hueco trifásico tipo.

Al detectar el hueco, el control activa el crowbar mientras el convertidor sigue operando de forma simultánea. En la Figura 5.35 se muestra el seguimiento de corrientes en eje dq, donde se muestran las referencias de corriente en color negro y las corrientes en d y q en colores cian y verde.

Se observa un periodo inicial anterior al hueco donde las corrientes son constantes. Al aparecer el hueco, el crowbar se activa de forma casi inmediata, produciéndose una oscilación en las corrientes de referencia fruto del ajuste del lazo de potencia. Tras el transitorio inicial donde el seguimiento de corriente no es del todo limpio, el control de corriente se estabiliza una vez el flujo libre se ha amortiguado tras 150 ms aproximadamente (escala de tiempo: 90ms/div.).

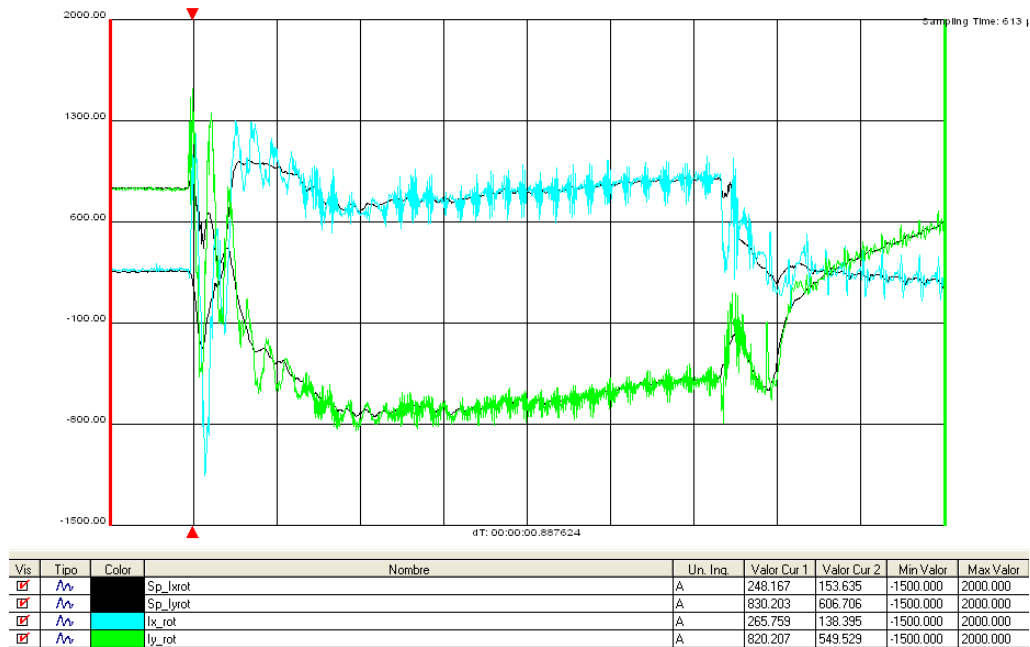


Figura 5.35 Seguimiento de corrientes de inversor en ejes d y q ante hueco trifásico.

En la siguiente figura se muestran las corrientes de las tres fases del convertidor:

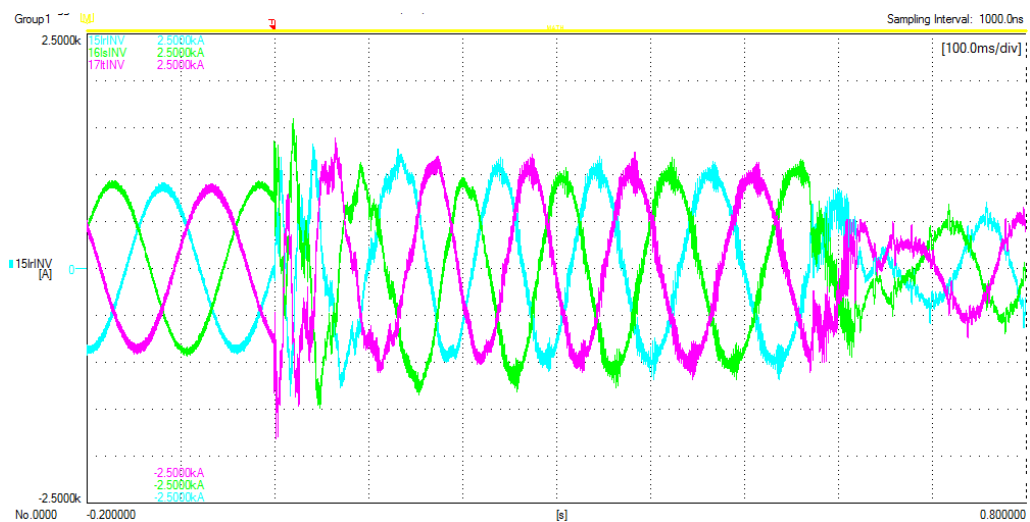


Figura 5.36 Corrientes de las tres fases de inversor ante hueco trifásico tipo.

Por otra parte, la tensión del crowbar en DC se muestra en la siguiente figura:

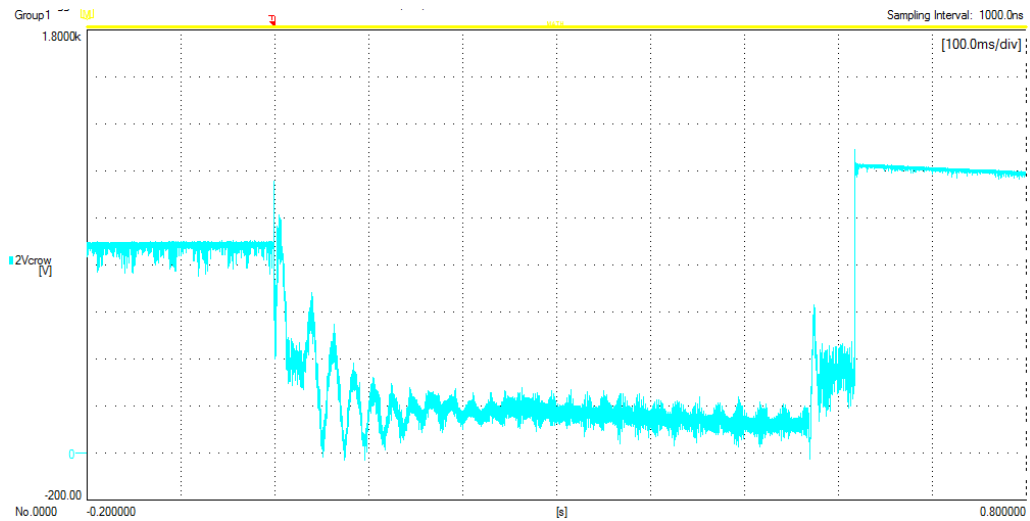


Figura 5.37 Tensión del crowbar ante un hueco trifásico tipo.

La siguiente figura, donde se muestra la corriente reactiva generada por la turbina en media tensión, permite comprobar el cumplimiento de la normativa SDL&BDEW.

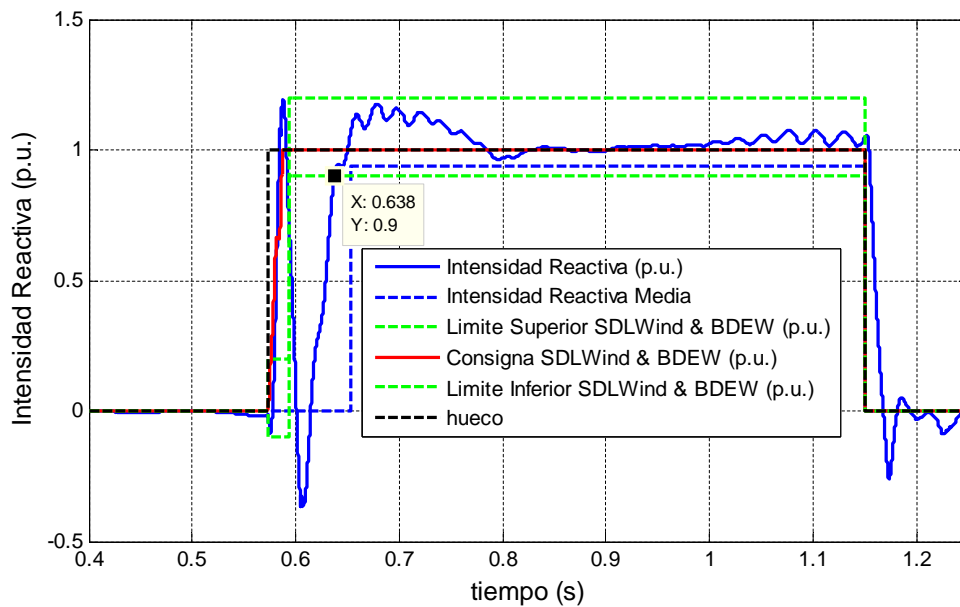


Figura 5.38 Corriente reactiva de la máquina con crowbar on-line ante un hueco trifásico.

De la figura pueden obtenerse los siguientes tiempos de inyección:

- Tiempo de subida: 6 ms
- Tiempo de establecimiento: 63.8 ms.

De esta forma se ha sido capaz de cumplir con los requerimientos de inyección de reactiva de la normativa SDL&BDEW para huecos trifásicos del 20% de tensión retenida.

5.8.3 Huecos bifásicos

Se somete a la turbina a un hueco bifásico del 20% de tensión retenida con una duración de 550ms. La siguiente figura muestra la tensión durante un hueco en el lado de media tensión (MT) del transformador de la máquina.

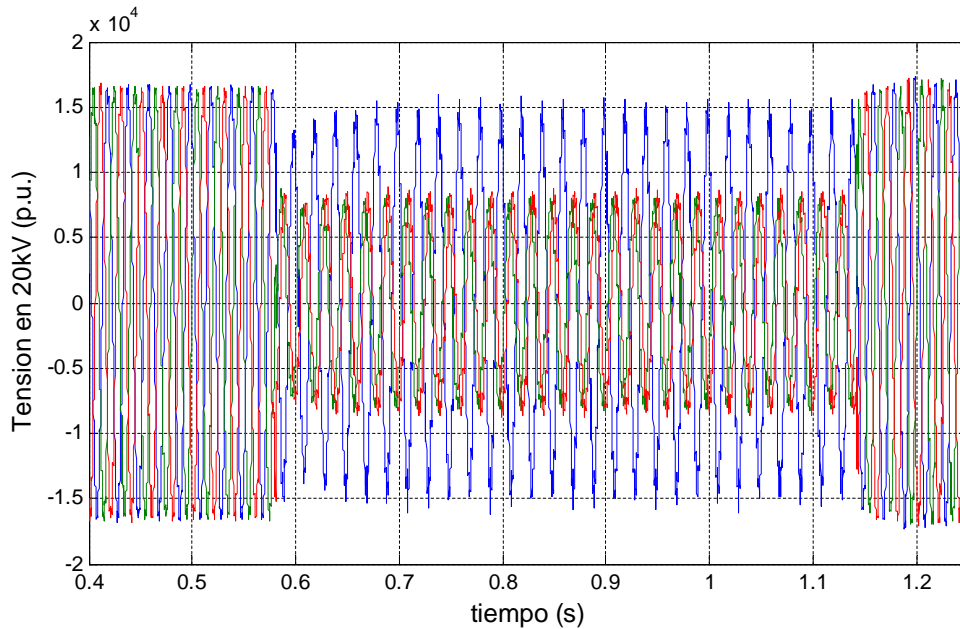


Figura 5.39 Tensión en MT durante un hueco bifásico tipo.

En la siguiente figura se muestra la corriente en el lado de media tensión del transformador de la máquina durante el hueco de tensión descrito en la figura anterior.

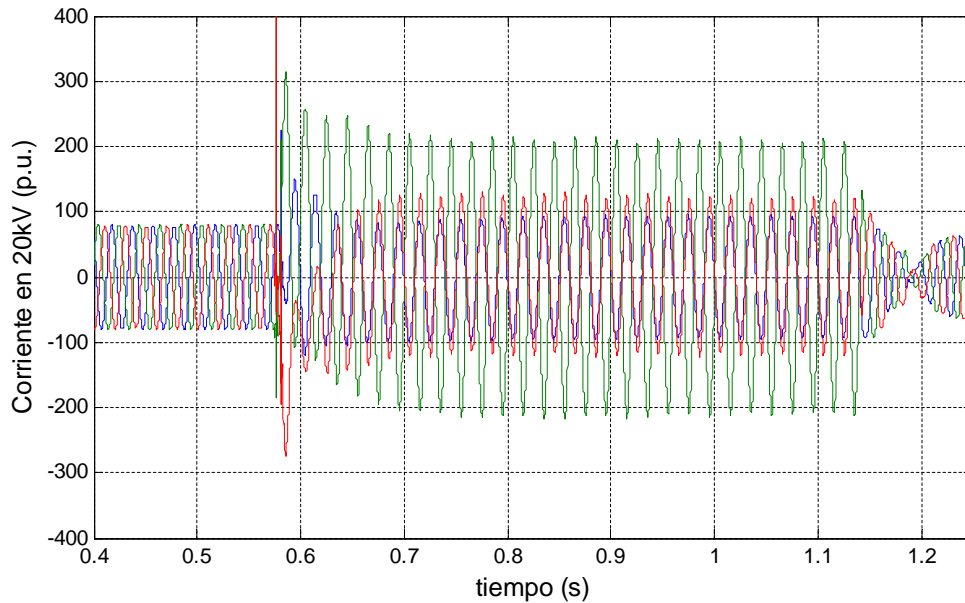


Figura 5.40 Corriente en MT durante un hueco bifásico tipo.

A continuación se muestra en la Figura 5.41 el seguimiento de corrientes en ejes dq , donde se representan las referencias de corriente en color negro y las corrientes en d y q en colores cian y verde.

Al igual que en el hueco anterior, se observa un periodo inicial anterior al hueco donde las corrientes son constantes. Una vez se produce el hueco, el crowbar se activa de forma casi inmediata, produciéndose una oscilación en las corrientes de referencia fruto del ajuste del lazo de potencia. Una vez en el régimen permanente del hueco, el seguimiento de corriente no es del todo limpio ya que aparece un rizado en la corriente. De cualquier forma la corriente no alcanza valores peligrosos. Posteriormente se observó que los ajustes del lazo de corriente eran demasiado rápidos haciendo que apareciese este rizado en torno a 700Hz.

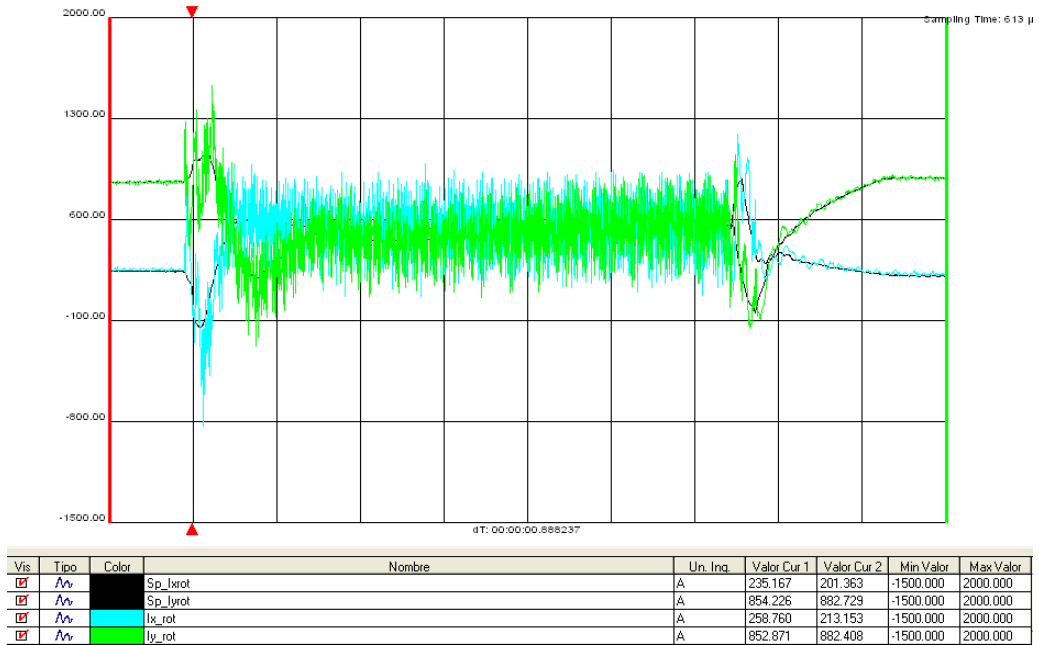


Figura 5.41 Seguimiento de corrientes de inversor en ejes d y q ante hueco bifásico.

En la siguiente figura se muestran las corrientes de las tres fases del convertidor:

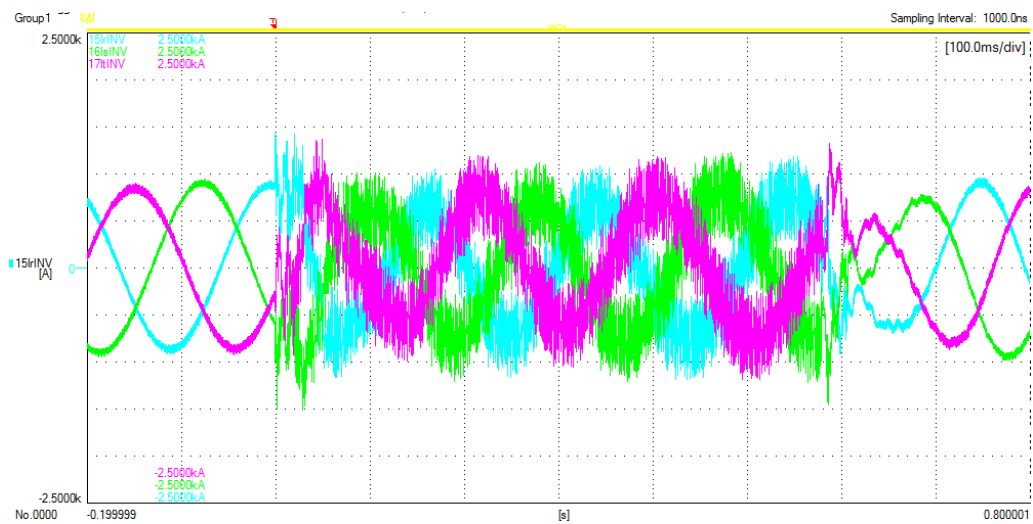


Figura 5.42 Corrientes de las tres fases de inversor ante hueco bifásico tipo

Por otra parte, la tensión del crowbar en DC se muestra en la siguiente figura:

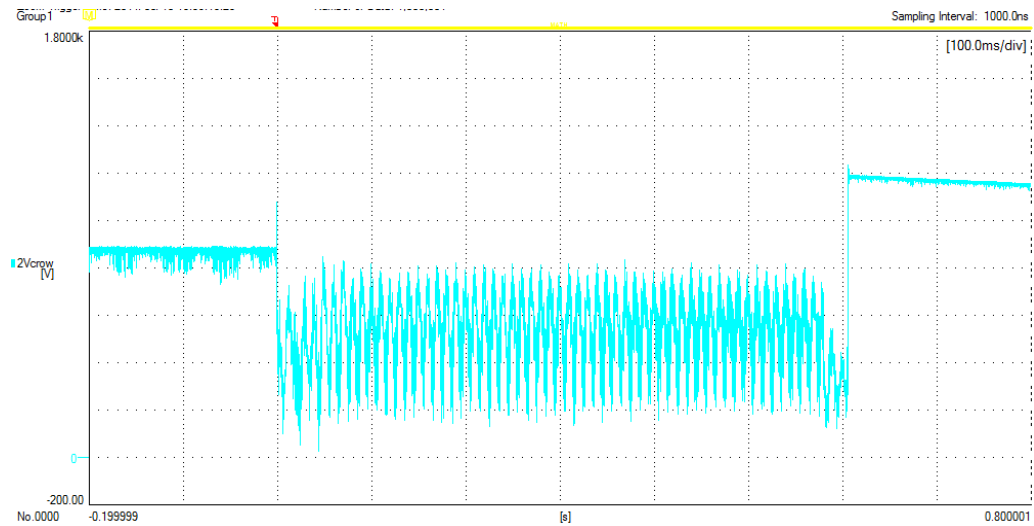


Figura 5.43 Tensión del crowbar durante un hueco bifásico tipo.

La siguiente figura, donde se muestra la corriente reactiva generada por la turbina durante un hueco bifásico tipo, permite comprobar el cumplimiento de la normativa SDL&BDEW.

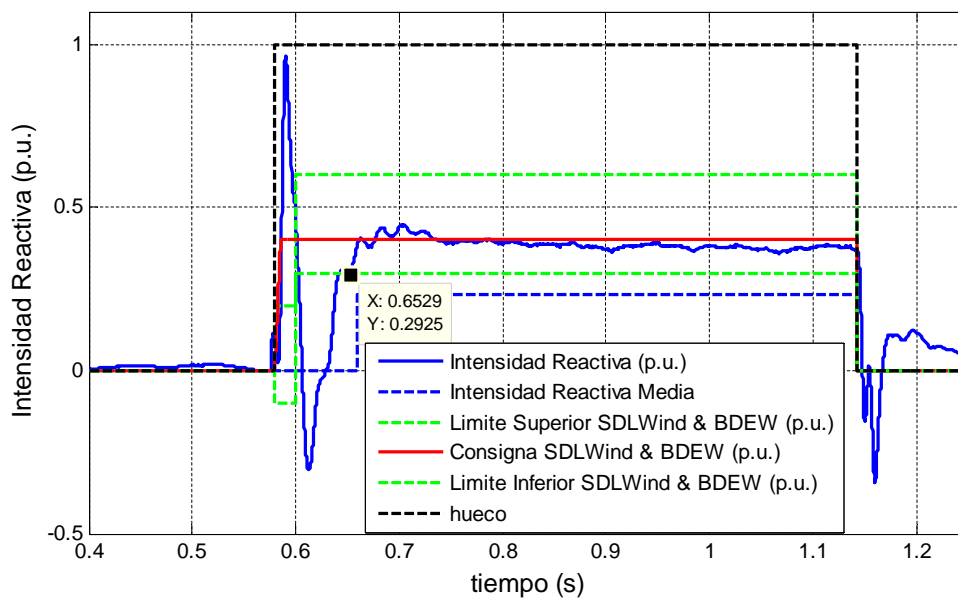


Figura 5.44 Corriente reactiva de la máquina con crowbar on-line ante un hueco bifásico.

En este caso, los tiempos de inyección obtenidos son:

- Tiempo de subida: 5 ms

- Tiempo de establecimiento: 66.29 ms.

Con los tiempos de inyección descritos, la turbina es capaz de cumplir con los requerimientos de inyección de reactiva de la normativa SDL&BDEW para huecos bifásicos del 20% de tensión retenida, por lo que el cumplimiento de dicha normativa ha podido ser certificado.

5.9 Conclusiones

En el presente apartado se ha presentado la opción de mantener el convertidor conectado mientras el crowbar está activo. Se ha colocado una inductancia de desacoplo (150 μ H) que permite al convertidor conmutar limitando al mismo tiempo los picos de corriente durante la conmutación.

Se ha analizado la opción de controlar la corriente del rotor, pero al no tener control sobre la corriente del convertidor se ha descartado.

Por el contrario, si se controla la corriente del convertidor, ésta permanece bajo control y la corriente del rotor también permanece controlada. Para controlar la corriente del convertidor es necesario recalcular el PI, con lo que se logra inyectar corriente reactiva a la red en muy poco tiempo. También se ha analizado la desconexión del crowbar y se ha comprobado que no es problemática.

Durante un hueco las corrientes libres e inversas circularán por el crowbar, circulando por el convertidor únicamente las corrientes forzadas. Esta reducción en el valor máximo de la corriente por el convertidor con respecto a las soluciones antes descritas permite inyectar el 100% de corriente reactiva en caso de huecos bifásicos tipo, con la consiguiente ventaja en caso de que la normativa así lo requiera.

Además, el sistema crowbar on-line ha sido validado experimentalmente en turbina industrial durante campaña de huecos de certificación de la normativa SDL&BDEW. Se ha visto que con dicho sistema de protección los resultados son satisfactorios y los niveles y tiempos de inyección garantizan el cumplimiento de la normativa.

6

Crowbar serie

6.1 Introducción

Las soluciones descritas hasta el momento se han basado en el crowbar rotórico o en evoluciones del mismo (crowbar y chopper, crowbarless, crowbar on-line). Las principales ventajas de estos sistemas de protección son:

- Correcta protección del convertidor rotórico, evitando sobretensiones y sobrecorrientes.
- Aceleración de la amortiguación del flujo libre.

Como se ha visto, para tratar de cumplir con los nuevos requisitos de red es necesario reducir al máximo los tiempos de actuación del crowbar y de inactividad del convertidor del rotor, hasta el punto de ser necesario que el convertidor no pierda el control en ningún momento (crowbar on-line).

Tanto si se opta por reducir los tiempos de inactivación del convertidor en caso de hueco (crowbar + chopper y crowbarless) como si se opta por mantener el convertidor activo durante todo el hueco, el equipo debe ser capaz de soportar las corrientes que circulen por el rotor durante los huecos de tensión.

Otra posible línea de actuación es tratar de limitar las corrientes circulantes por el rotor. Para ello podría pensarse en:

- Reducción de la corriente por control: Para lo cual es necesario sobredimensionar el convertidor en tensión para oponerse a la sobretensión inducida en el hueco de forma que ésta es minimizada por el control. Esta solución se descarta por requerir una topología de convertidor de media tensión o un generador con una tensión de rotor bloqueado muy reducida.
- Reducir la corriente por hardware: Si se observa el esquema equivalente de la máquina visto desde el rotor, puede hacerse por varias vías:

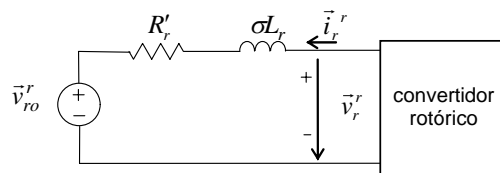


Figura 6.1 Esquema equivalente del rotor de la DFIG.

- 1) **Aumentar el valor de la impedancia del generador:** Se puede optar por aumentar el valor de la inductancia transitoria del rotor σL_r en el momento de diseñar la máquina.

$$(6.1) \quad \sigma \cdot L_r = L_{lr} + L_m // L_{ls}$$

De acuerdo con la expresión anterior, la forma más evidente de lograr este aumento es incrementar la inductancia de fugas del rotor. Esta opción requiere de la colaboración del fabricante de generador, por lo que no puede ser considerada una solución definitiva ya que no siempre podrá solicitarse.

De la misma forma también se puede aumentar el valor de la resistencia R'_r :

$$(6.2) \quad R'_r = R_r + (L_m/L_s)^2 R_s$$

Puede hacerse aumentando el valor de la resistencia del rotor o la resistencia del estátor. Al incrementar el valor de estas resistencias aumentan las pérdidas de Joule en las mismas, con la consiguiente disminución en el rendimiento de la máquina.

- 2) **Introducir una impedancia adicional**, de forma que el circuito equivalente de la DFIG visto desde el rotor queda:

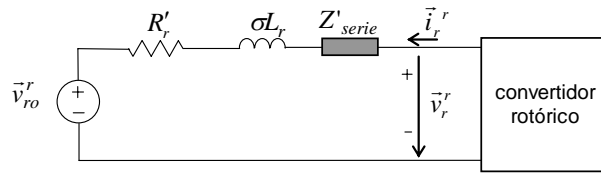


Figura 6.2 Esquema equivalente del rotor de la DFIG con impedancia serie.

Esta impedancia adicional puede ser una inductancia o una resistencia. Si se opta por colocar una inductancia su presencia no afecta demasiado al funcionamiento en régimen permanente ya que el generador tiene fundamentalmente un carácter inductivo. El mayor inconveniente es su coste y volumen. Debido a esto se opta aquí por utilizar una impedancia resistiva.

6.2 Crowbar serie resistivo

En comparación con una inductancia, insertar una resistencia resulta menos voluminoso y menos costoso. Sin embargo, una resistencia adicional conectada permanentemente incrementa las pérdidas resistivas, generando calor y reduciendo el rendimiento de la máquina. Para evitar estas pérdidas se puede pensar en colocar en paralelo un interruptor que cortocircuite la resistencia en funcionamiento normal y conecte la resistencia sólo en caso de hueco de tensión. Esta configuración se muestra en la siguiente figura:

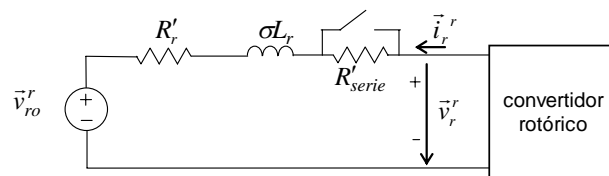


Figura 6.3 Esquema equivalente del rotor con resistencias en serie.

El interruptor que se coloque debe ser capaz de abrirse en pocos milisegundos de forma controlada. Parece necesaria entonces la utilización de semiconductores de potencia tales como IGBTs o similares. Además, al ser una corriente alterna, se debe

contar con dos semiconductores en antiparalelo por cada fase, tal y como muestra la figura, lo que sumaría un total de seis semiconductores. En [YAN10] ya se propone una configuración similar.

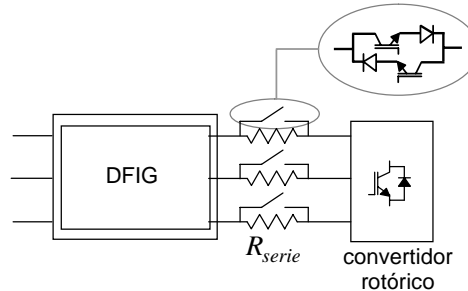


Figura 6.4 Esquema para la inclusión de resistencias en serie.

En las máquinas cuyo rotor está conectado en estrella puede pensarse en una alternativa más interesante, ya que con un único interruptor se consiguen las mismas prestaciones que con los tres anteriores. La solución consiste en sustituir la conexión del neutro por un puente de diodos, tal y como aparece en la siguiente figura.

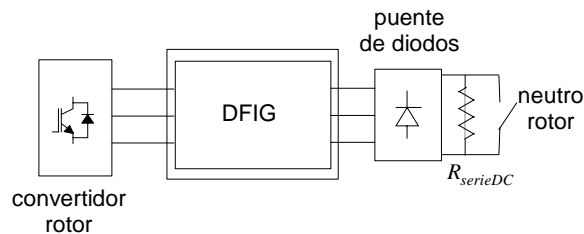


Figura 6.5 Esquema alternativo para la adición de resistencias en serie en el rotor.

La salida en continua del puente de diodos se conecta a la resistencia $R_{serieDC}$ que dispone de un interruptor en paralelo para cortocircuitarla. En funcionamiento normal el interruptor estaría cortocircuitado conectando los bobinados de la máquina en estrella. En caso de hueco de tensión el interruptor se abriría forzando a la corriente a circular por la resistencia.

Estas dos configuraciones son prácticamente equivalentes si se cumple la siguiente expresión:

$$(6.3) \quad R_{serieDC} = R_{serie} \cdot \frac{\pi^2}{6}$$

Es posible que no se tenga acceso al neutro del rotor, por lo que no se podría aplicar esta solución alternativa. Sin embargo, casi todas las máquinas actuales sí disponen de acceso al neutro del estátor, por lo que el puente de diodos puede conectarse en el estátor en vez de en el rotor. En la siguiente figura se muestra como queda la opción estática.

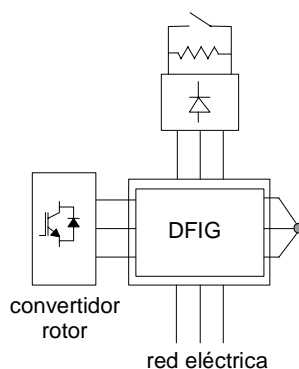


Figura 6.6 Conexión alternativa de la resistencia serie en el estátor.

Si se escoge como interruptor un IGBT, en funcionamiento normal aparece una caída de tensión permanente colector-emisor de unos 2 V. Además, si se considera una resistencia en conducción de $1\text{m}\Omega$, aparecerá una pequeña distorsión armónica en la corriente de estátor. En la siguiente figura se muestra el espectro armónico de la corriente a potencia nominal sin tener en cuenta la conmutación del convertidor. En estas circunstancias, el THD de la corriente no supera el 0.05%:

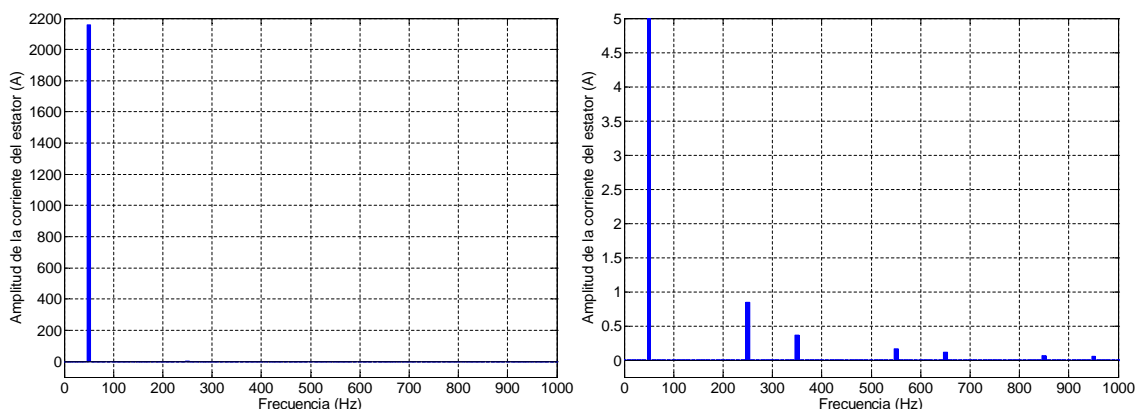


Figura 6.7 Espectro armónico resultante de la inclusión del puente de diodos y del IGBT, y detalle para ver los armónicos relevantes (5° , 7° , 11° , 13° , 17° y 19°).

Esta distorsión armónica puede considerarse despreciable y no afecta al correcto funcionamiento del aerogenerador.

Por otro lado, si se observa la expresión (6.2) incrementar el valor de la resistencia R_r del rotor y la resistencia R_s del estátor tienen el mismo efecto: un incremento de la resistencia equivalente R'_r . Eligiendo apropiadamente en cada caso un valor de resistencia se pueden lograr los mismos resultados.

Las dos alternativas son igualmente efectivas a la hora de frenar las corrientes del rotor, pero desde el punto de vista de la amortiguación del flujo libre no son equivalentes.

En caso de hueco de tensión, el flujo libre del estátor inducirá una tensión en el rotor de acuerdo con (2.40), por lo que lo más conveniente es amortiguarlo lo más rápidamente posible. Para simplificar el razonamiento se supondrá el rotor en circuito abierto. En estas circunstancias la evolución del flujo libre viene dada por:

$$(6.4) \quad \vec{\psi}_{sl} = \vec{\Psi}_0 \cdot e^{-t/\tau_s}$$

donde $\vec{\Psi}_0$ es el valor inicial del flujo libre, y τ_s es la constante de tiempo estática que define el amortiguamiento del flujo libre.

En caso de estar activo el crowbar serie el valor de la constante de tiempo de estátor es:

$$(6.5) \quad \tau_s = \frac{L_s}{(R_s + R_{serie})}$$

Como se puede apreciar esta constante de tiempo depende del valor de la resistencia del estátor y de la resistencia serie. Es decir, cuanto mayor sea el valor de la suma de estas resistencias menor será el valor de la constante de tiempo del estátor y en consecuencia mayor será el amortiguamiento del flujo libre y de las tensiones que éste induce.

La inclusión de una resistencia serie en el estátor favorece la desmagnetización de la máquina. Por tanto, se desestimará la configuración de resistencia serie en el rotor. A partir de ahora se denominará crowbar serie a este sistema de protección.

Para tratar de acelerar esta desmagnetización, se puede pensar en utilizar el crowbar serie de forma conjunta con la introducción de corrientes desmagnetizantes.

6.3 Crowbar serie y corrientes desmagnetizantes

Como se ha comentado en la sección anterior, el crowbar serie presenta como principales ventajas su capacidad para frenar las corrientes del rotor así como una aceleración de la caída del flujo libre. Estas dos características hacen que no sea necesario desconectar el convertidor del rotor, por lo que las corrientes pueden ser controladas durante todo el hueco. Esto posibilita la inyección de corriente reactiva a la red de forma casi inmediata, tal y como requieren los nuevos códigos de red.

Por otro lado, la inyección de corrientes desmagnetizantes también permite acelerar el amortiguamiento del flujo libre, tal y como se analizó en el capítulo 4. En su momento ya se demostró que inyectando una corriente en oposición al flujo de acuerdo a la expresión (4.1), se lograba alterar la constante de tiempo de caída del flujo libre:

$$(6.6) \quad \tau_d = \frac{L_s}{R_s(1 + K_d \cdot L_m)}$$

Esto mismo se cumple con el crowbar serie, pero en este caso el valor de la resistencia R_s debe reemplazarse por el total de la resistencia que aparece en el estátor, R_s más R_{serie} :

$$(6.7) \quad \tau_{cs} = \frac{L_s}{(R_s + R_{serie})(1 + K_d \cdot L_m)}$$

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, se va a proceder a definir el sistema de protección con crowbar serie y corrientes desmagnetizantes [ESA09]. Los pasos a seguir son:

1. Detección del hueco de tensión.
2. Conexión del crowbar serie por medio de la apertura del interruptor durante 10 ms y simultáneamente introducir corriente desmagnetizante por medio del convertidor rotórico.

La constante de desmagnetización se selecciona, al igual que en apartados anteriores, de forma que se cancele la tensión inducida por el flujo libre en el rotor, de acuerdo a la expresión (4.12). Por lo tanto, seleccionando el valor de R_{serie} , cuando el crowbar está activo, se puede obtener la constante de tiempo con crowbar serie, τ_{cs} , que se desee.

$$(6.8) \quad \tau_{cs} = \frac{L_s}{(R_s + R_{serie}) \left(1 + \frac{1}{2} \frac{L_m^2}{L_s \cdot \sigma L_r} \right)}$$

3. Desconexión del crowbar. Se restablece el modo de operación normal.

La parte crítica de este sistema de protección es la elección del valor de la resistencia $R_{serieDC}$ y la demora en la conexión de la resistencia. Para tratar de simplificar el sistema, se va a suponer que se tarda 2 ms en detectar el hueco de tensión, independientemente del tipo de hueco.

Para la turbina 1 del Anexo B, se tiene una constante de tiempo estatórica en circuito abierto de $\tau_s=0.83$ s. Si se quiere, por ejemplo, que la constante estatórica en circuito abierto con el crowbar serie $\tau_s=L_s/(R_s+R_{serie})$ pase a valer 0.083 s (10 veces menos) se debe tener una $R_{serie}=0.029 \Omega$. Esto es, un valor de $R_{serieDC}=0.0476 \Omega$.

Con un valor de resistencia del crowbar serie como el anteriormente calculado, se alcanza un amortiguamiento del flujo libre como se muestra en la siguiente figura:

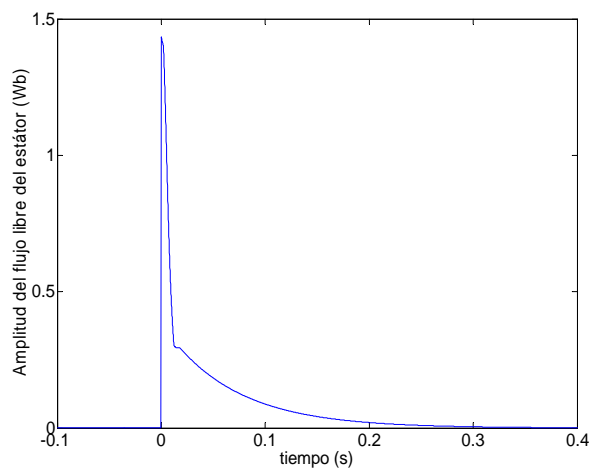


Figura 6.8 Evolución temporal de la amplitud del flujo libre ante un hueco trifásico tipo.

En la figura anterior se puede observar cómo mientras el crowbar serie permanece conectado la desmagnetización del flujo libre de la máquina es muy rápida. Una vez el crowbar serie se desconecta, el flujo libre decae favorecido por las corrientes desmagnetizantes.

La amplitud de la corriente del rotor y la tensión del bus del convertidor se muestran a continuación:

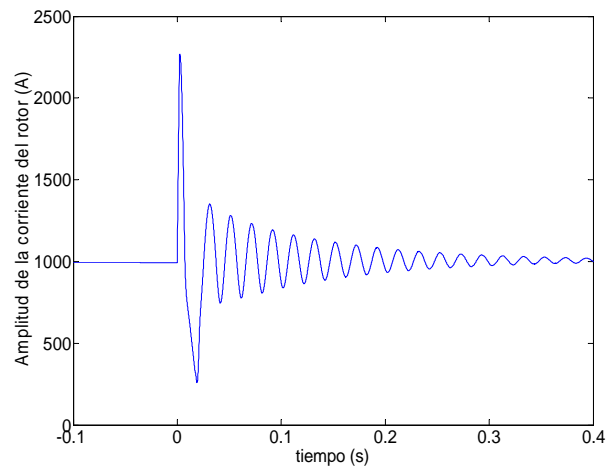


Figura 6.9 Amplitud de la corriente del rotor ante un hueco trifásico.

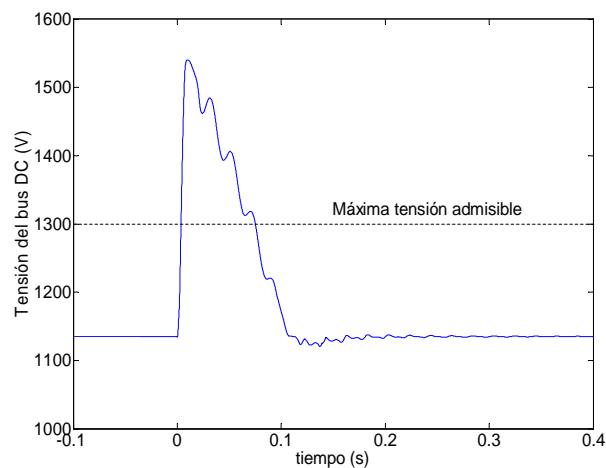


Figura 6.10 Tensión del bus DC ante un hueco trifásico.

En la figura anterior se observa cómo la tensión del bus sobrepasa el límite admisible de tensión. A efectos prácticos, el bus del convertidor se habría destruido por sobretensión.

6.3.1 Elección del valor de la resistencia del crowbar serie

Es necesario por tanto tratar de reducir el valor de la tensión del bus. Una posible opción es incluir una resistencia de mayor valor ya que se favorecerá el amortiguamiento del flujo libre y por tanto el de la tensión inducida. Esto favorecerá que el control del convertidor sature durante menos tiempo por lo que el convertidor estará mejor protegido.

En la figura que se muestra a continuación, se representan las tensiones de bus con tres posibles resistencias: la resistencia original $R_{serieDC}=R_1=0.0476\ \Omega$, y con $R_{serieDC}=2R_1$ y $R_{serieDC}=3R_1$.

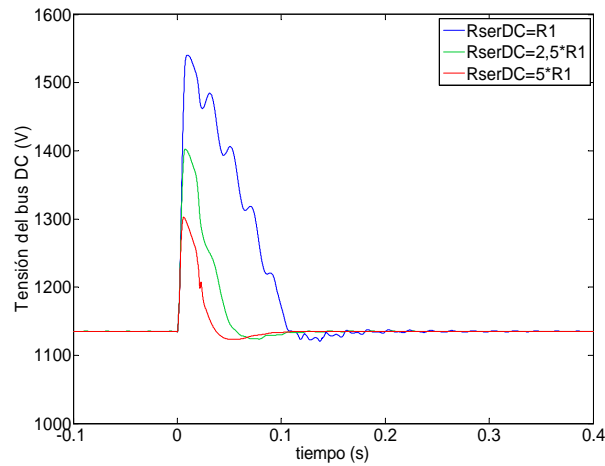


Figura 6.11 Tensión del bus del convertidor para diferentes valores de resistencia.

Si se realiza un batería de simulaciones para diferentes valores de $R_{serieDC}$ y se observa el valor máximo de la tensión de bus alcanzada para cada valor de esa resistencia, queda una figura como la que se muestra a continuación:

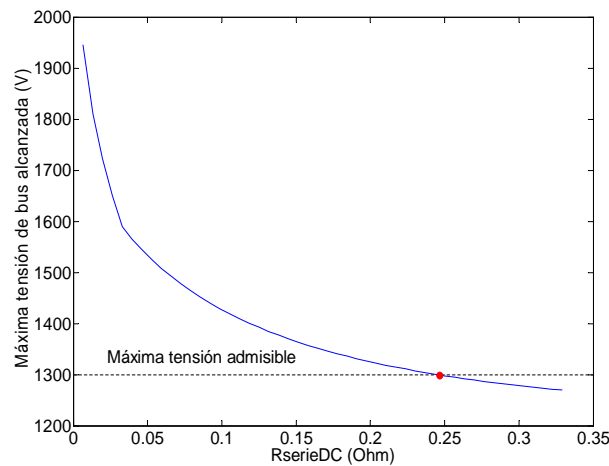


Figura 6.12 Tensión del bus del convertidor para diferentes valores de resistencia.

De la figura anterior se extrae que si se quiere que la tensión del bus no sobrepase el máximo permitido el valor de la resistencia serie debe ser $R_{serieDC} > 0.24\ \Omega$.

Realizando el mismo proceso con las corrientes del rotor, se obtienen las siguientes figuras:

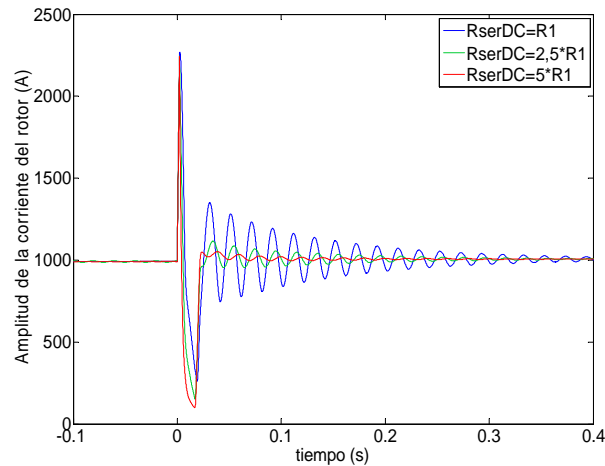


Figura 6.13 Tensión del bus del convertidor máxima para diferentes valores de resistencia.

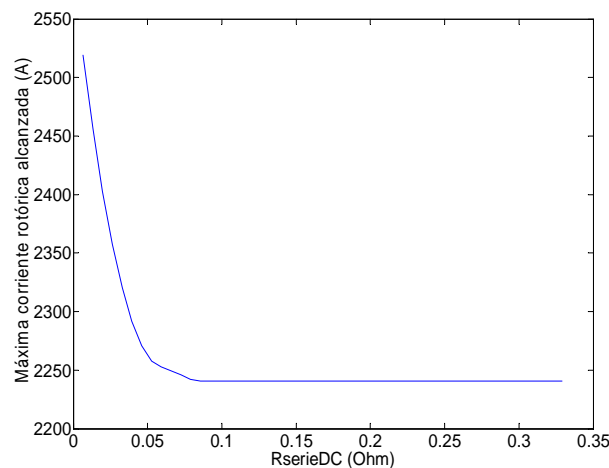


Figura 6.14 Corriente del rotor máxima para diferentes valores de resistencia.

En esta figura se aprecia cómo a partir de un valor de $R_{serieDC} \approx 0.075 \Omega$, por mucho que se incremente el valor de la resistencia la máxima corriente rotórica no disminuye. A partir de este valor, el máximo en la corriente del rotor se da en el momento en que se decide conectar el crowbar serie, es decir, antes de que el crowbar tenga efecto y, por tanto, independientemente del valor de la resistencia. Depende sólo del momento en que se conecta el crowbar serie, que en este caso ha sido 2 ms después de la aparición del hueco.

6.3.2 Comportamiento del crowbar serie frente a huecos de tensión

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, se escoge un valor de $R_{serieDC} = 0.25 \Omega$. Una vez analizado el funcionamiento del crowbar serie, a fin de

comprobar la validez de la solución propuesta, se ha simulado el comportamiento ante diferentes tipos de huecos utilizando la turbina 1 del Anexo B.

Huecos trifásicos

Se simula en primer lugar un hueco trifásico tipo. Las corrientes desmagnetizantes se utilizarán mientras el crowbar serie permanece conectado y también se utilizarán al desconectarse el crowbar serie, mientras perdure el hueco.

En la siguiente figura se muestra la evolución del flujo libre del estátor:

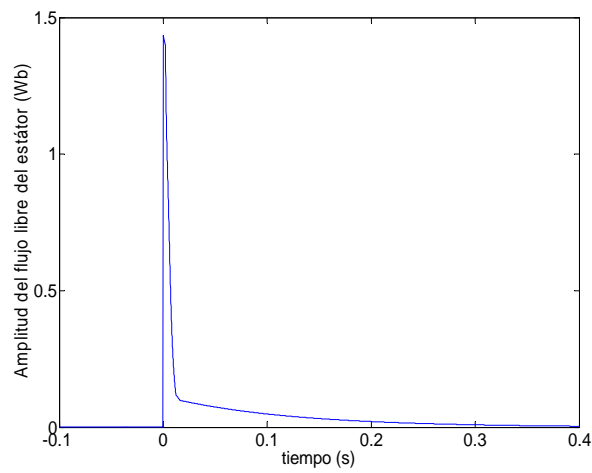


Figura 6.15 Evolución del flujo libre con crowbar serie ante un hueco trifásico.

El valor de la resistencia del crowbar serie se ha elegido para que no se ponga en peligro la integridad del convertidor. Se puede apreciar cómo el valor máximo de la tensión del bus DC del convertidor no alcanza el límite fijado en 1300 V:

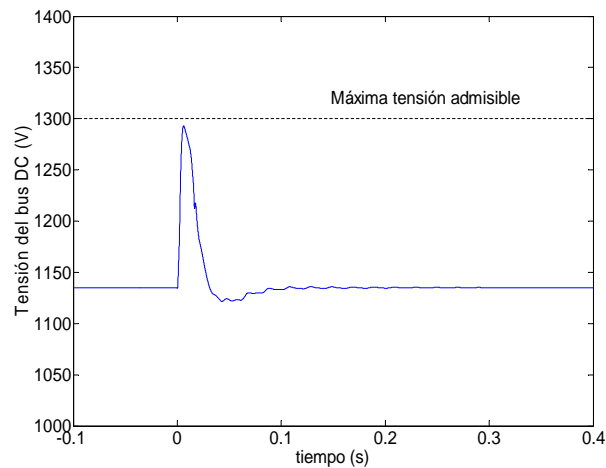


Figura 6.16 Tensión del bus del convertidor con crowbar serie ante un hueco trifásico.

La corriente del rotor alcanza su máximo antes de la conexión del crowbar serie, pero se aprecia cómo a partir de la conexión del mismo, el valor de la amplitud de la corriente desciende rápidamente. La corriente permanece en todo momento por debajo del valor máximo definido de 2500 A.

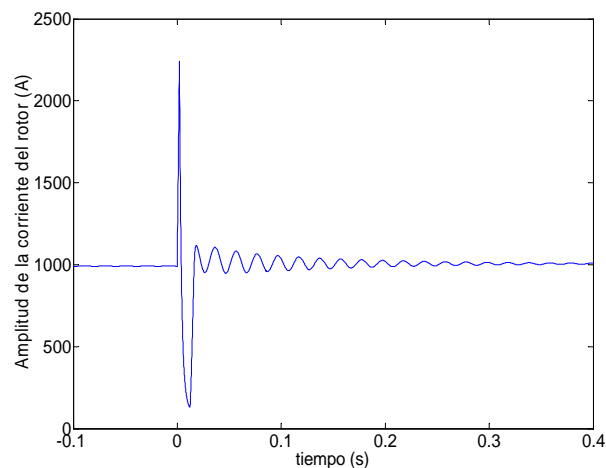


Figura 6.17 Amplitud de la corriente del rotor con crowbar serie ante un hueco trifásico.

Al conectarse el crowbar serie, la corriente es forzada a circular por la resistencia del mismo, lo que provoca que aparezca una tensión en bornes de la misma. Esta tensión deberá ser soportada por el interruptor conectado en paralelo con la resistencia.

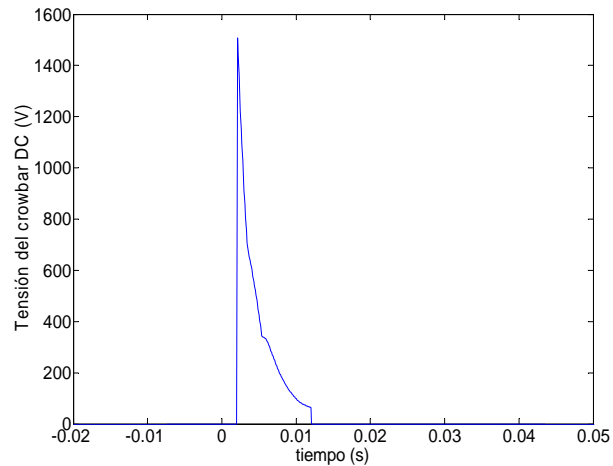


Figura 6.18 Tensión en bornes de la resistencia ante un hueco trifásico.

El hecho de que el convertidor permanezca conectado todo el tiempo permite que no se pierda el control de la máquina durante el hueco, por lo que se puede comenzar a inyectar corriente reactiva a la red de forma casi inmediata, tal y como requieren los nuevos códigos de red. En la figura se muestra como en apenas 35 ms. la turbina está entregando a la red su corriente nominal en forma de corriente reactiva.

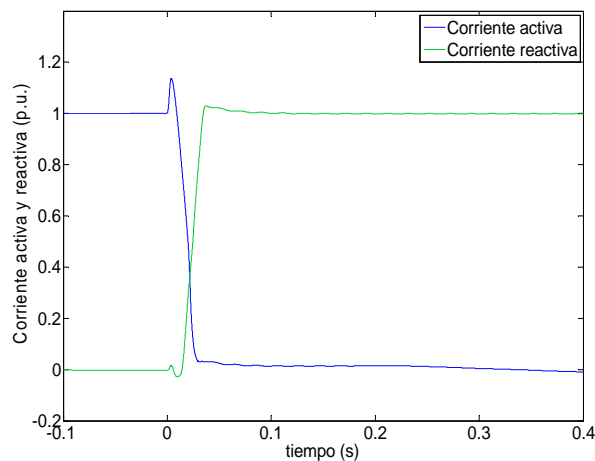


Figura 6.19 Corriente activa y reactiva de la turbina con crowbar serie ante un hueco trifásico.

Huecos asimétricos

Para tratar de completar el estudio se simula la turbina 1 del Anexo B ante un hueco bifásico tipo a una velocidad de giro un 12% superior a la velocidad de sincronismo.

En estas condiciones, la tensión del bus DC del convertidor permanece en todo momento controlada, es decir, no alcanza valores peligrosos:

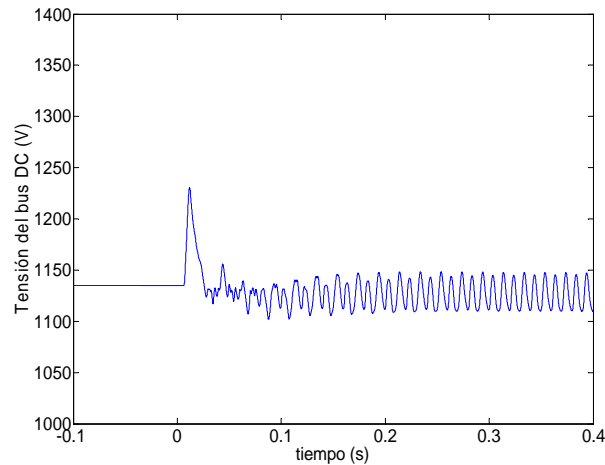


Figura 6.20 Tensión del bus del convertidor con crowbar serie ante un hueco bifásico aislado.

La corriente del convertidor mientras el crowbar serie permanece controlado no alcanza valores elevados. La máxima amplitud de la corriente se da cuando el convertidor inyecta de forma conjunta corriente desmagnetizante para anular el efecto del flujo inverso y corriente forzada.

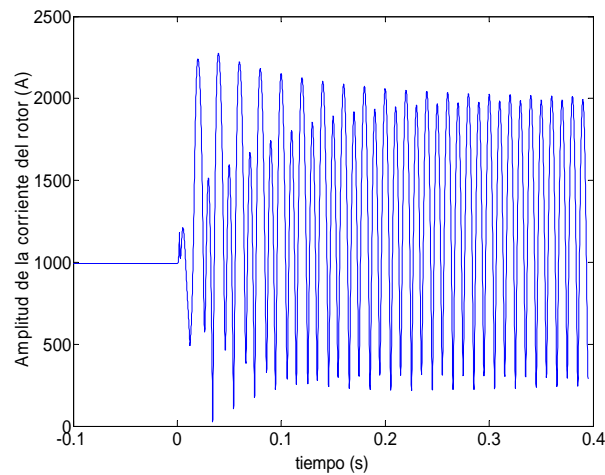


Figura 6.21 Amplitud de la corriente del rotor con crowbar serie ante un hueco bifásico aislado.

La tensión que aparece en bornes de la resistencia del crowbar serie es de la siguiente forma:

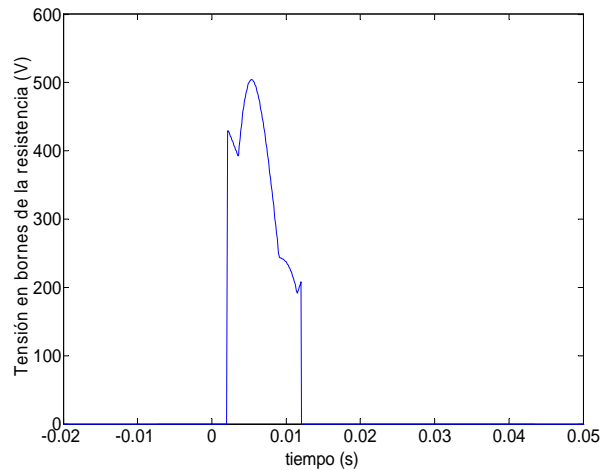


Figura 6.22 Tensión en bornes de la resistencia ante un hueco bifásico aislado.

Al tener tiempos de actuación reducidos, se logra inyectar corriente reactiva en la red en muy poco tiempo en comparación con el crowbar tradicional. Se observa como la corriente reactiva llega a alcanzar el 75% de la corriente nominal. Al igual que en el caso de crowbar tradicional, el convertidor inyecta corriente desmagnetizante, que tiene preferencia sobre la corriente forzada, y el margen de corriente restante se emplea en inyectar corriente forzada. En este caso, el resto de corriente sólo sirve para alcanzar el 75% de la corriente nominal de la turbina. Dependiendo del código de red, este 75% de corriente puede ser, o no, suficiente para satisfacerlo.

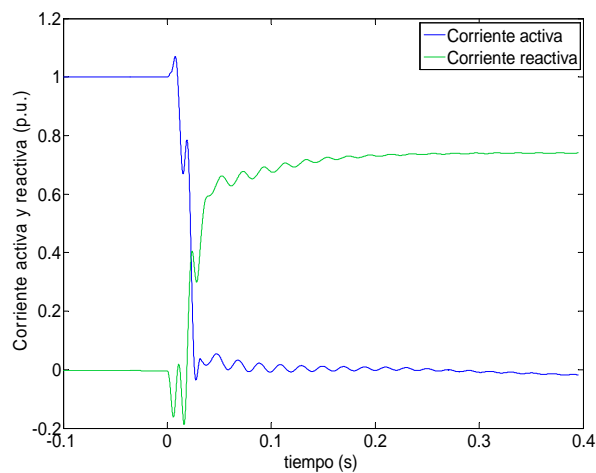


Figura 6.23 Corriente activa y reactiva de la turbina con crowbar serie ante un hueco bifásico aislado.

6.4 Reducción de la tensión del bus DC

En la Figura 6.18 y en la Figura 6.22 se mostraba la tensión en bornes de la resistencia del crowbar serie cuando éste se activa. Es necesario que el interruptor encargado de activar y desactivar el crowbar serie sea capaz de soportar estas tensiones.

En determinados casos, la tensión que aparece en la Figura 6.18 puede ser excesiva para el interruptor disponible. Será por tanto necesario tratar de reducir esa tensión. El valor máximo de la tensión dependerá del valor de la resistencia del crowbar serie y de la corriente que circula por él. Por tanto, a iguales corrientes del estátor, esta tensión sólo depende del valor de $R_{serieDC}$, por lo que será necesario reducirla.

Por otra parte, una reducción del valor de $R_{serieDC}$ implica un mayor valor máximo de la tensión del bus DC tal y como se aprecia en la Figura 6.12. Será necesario buscar nuevas formas de reducir la tensión del bus DC del convertidor.

Se analizarán dos alternativas distintas de conseguir este objetivo:

- Solución hardware: Inclusión de chopper DC.
- Solución software: Nueva técnica de control.

Chopper en el bus DC.

La solución más evidente a este problema es una solución tipo hardware: colocar un chopper en el bus DC que se encargue de limitar la tensión máxima del bus.

Con este elemento de protección adicional, el sistema completo de protección sería el mostrado en la figura:

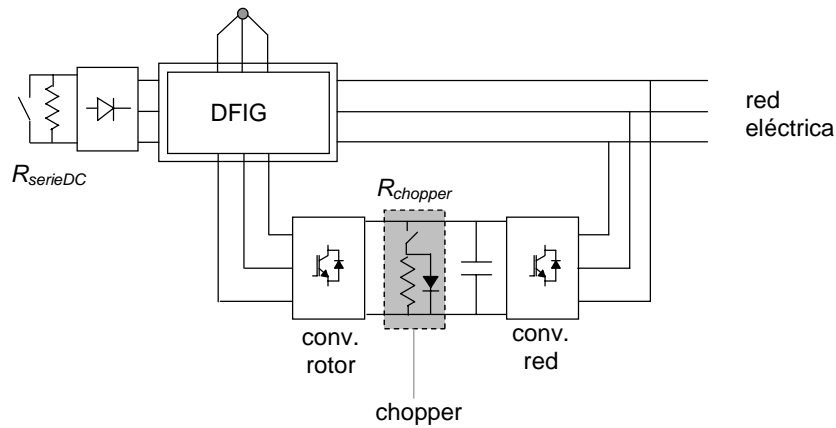


Figura 6.24 Sistema de protección con crowbar serie y chopper en el bus DC.

La siguiente figura muestra el valor máximo de la tensión en bornes del interruptor del crowbar serie en caso de huecos trifásico tipo para diferentes valores de resistencia del mismo:

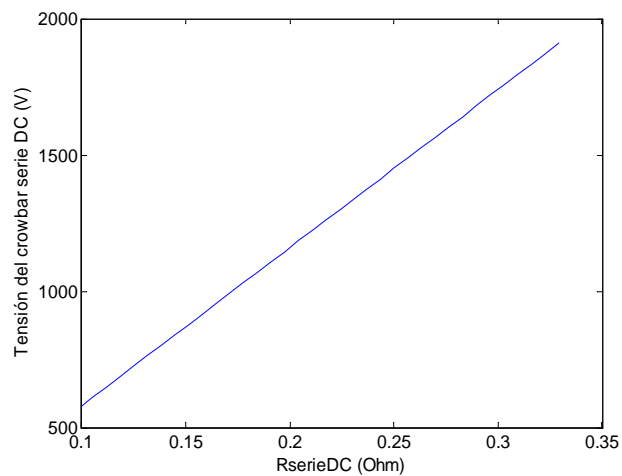


Figura 6.25 Tensión del crowbar serie máxima para diferentes valores de resistencia.

Si se quiere, por ejemplo, que el interruptor del crowbar soporte una tensión máxima de unos 700 V, el valor de la resistencia del crowbar deberá ser menor que 0.12Ω . Se escoge en consecuencia dicho valor.

Si no se dispusiera de chopper en el bus DC, de acuerdo con la Figura 6.12, la tensión del bus alcanzaría unos 1400 V. Para controlar esta tensión, con un chopper de valor $R_{chopper}=1.25\Omega$ es suficiente.

Realizando un control por histéresis como el descrito en la Figura 4.14, la tensión del bus DC se comporta tal y como se muestra a continuación:

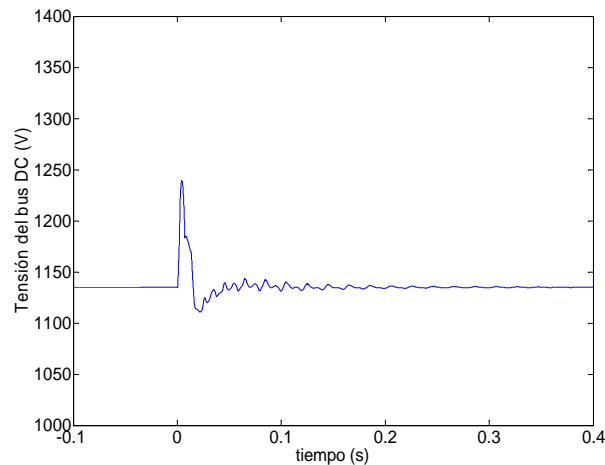


Figura 6.26 Tensión del bus del convertidor con crowbar serie y chopper.

Con la inclusión del chopper se logra limitar la tensión que alcanza el bus DC de forma que ésta se encuentra por debajo del valor límite de 1300 V.

6.5 Crowbar serie: técnica de control alternativa.

En este apartado se va a desarrollar una técnica de control que permita reducir el valor de la resistencia $R_{serieDC}$ sin poner en peligro el bus DC del convertidor y sin tener que recurrir a un chopper.

Al tratar de amortiguar el flujo libre mediante corrientes desmagnetizantes, aparece un flujo de potencia que hace que la tensión del bus se eleve demasiado. Para analizar esta problemática, en la siguiente figura se presenta el diagrama vectorial del control antes y después de conectar el crowbar serie:

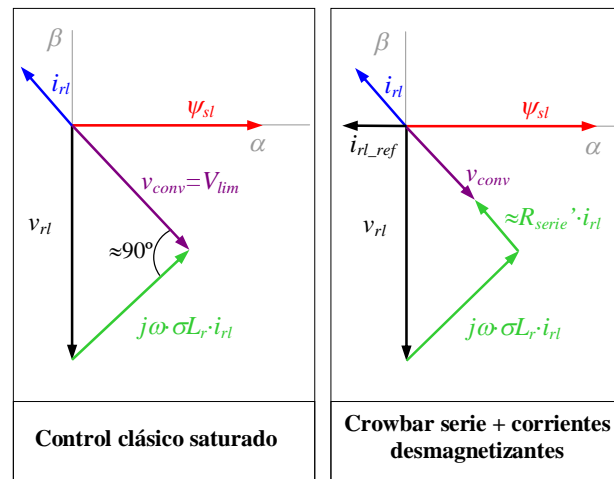


Figura 6.27 Diagrama vectorial del control saturado y del crowbar serie con corrientes desmagnetizantes para un hueco trifásico.

En la parte izquierda de la figura anterior se representa el diagrama vectorial del control al comienzo del hueco antes de la conexión del crowbar serie, donde el convertidor se encuentra saturado debido a la tensión inducida por el flujo libre. En esta situación, la corriente del rotor sería el vector representado en azul. Si se observa la parte derecha de la figura, cuando se conecta el crowbar serie y se empieza a inyectar corriente desmagnetizante, la corriente del rotor (azul) debe pasar a ser la corriente de referencia (negro). En este proceso, hay un flujo de potencia hacia el convertidor que puede hacer que la tensión del bus se eleve demasiado.

En la siguiente figura se muestra la potencia del rotor en el proceso de conexión y desconexión del crowbar serie:

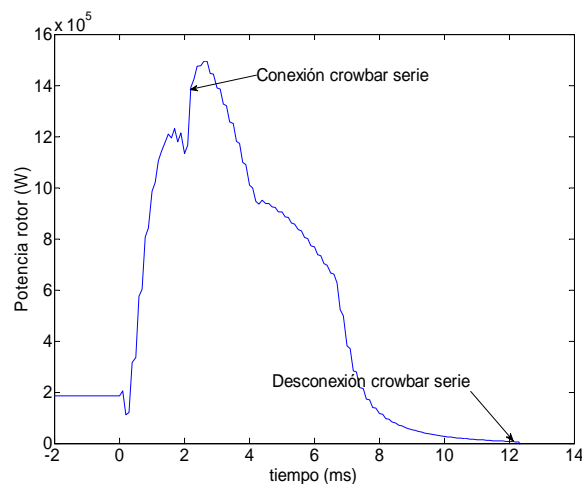


Figura 6.28 Flujo de potencia hacia el bus del convertidor rotórico.

Para tratar de minimizar este efecto se propone utilizar un control alternativo que anule la potencia hacia el convertidor mientras el crowbar serie permanece conectado.

Para ello se han estudiado dos posibles opciones:

- Cortocircuitar el rotor: Imponer una tensión nula en bornes del convertidor.
- Desfasar 90° la tensión respecto a la corriente del convertidor. Como se aprecia en la siguiente figura, existen dos posibles opciones: introduciendo 90° positivos (cuadratura positiva) o introduciendo 90° negativos (cuadratura negativa). Para analizar mejor el efecto de esta opción, se hará trabajar al convertidor con su tensión máxima, V_{lim} .

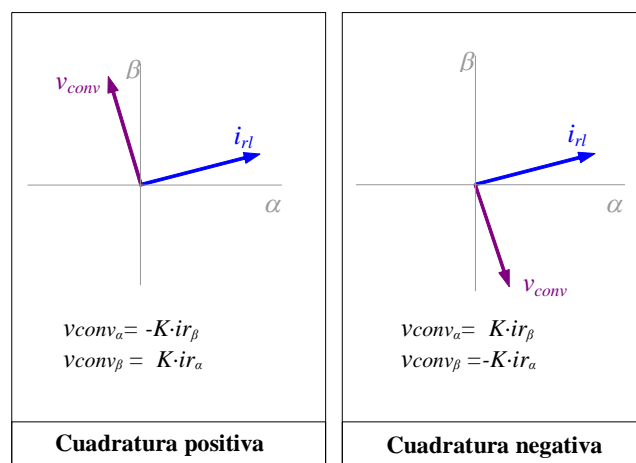


Figura 6.29 Diagrama vectorial para las dos opciones

En la figura siguiente se muestra la potencia del rotor con cada una de las opciones en comparación con la técnica de corrientes desmagnetizantes:

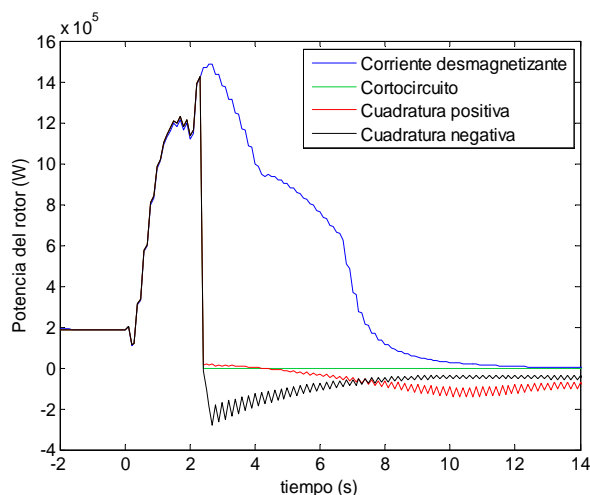


Figura 6.30 Flujo de potencia hacia el bus del convertidor rotórico.

Desde el punto de vista de la potencia del rotor, las tres opciones son similares, dado que se reduce de forma considerable el flujo de potencia. En las técnicas de cuadratura positiva y cuadratura negativa se observa una pequeña transferencia de potencia que no llega a suponer ningún problema. Esta potencia se debe a que el filtro de la corriente desfasa ligeramente esta medida, provocando por tanto que el ángulo entre la tensión y la corriente no sea exactamente 90° .

Por el contrario, las tres técnicas se comportan de forma muy distinta en lo que se refiere a la evolución del flujo libre. Sólo una de ellas aporta una amortiguación del flujo libre similar a la obtenida con corriente desmagnetizante: la técnica denominada *cuadratura positiva*.

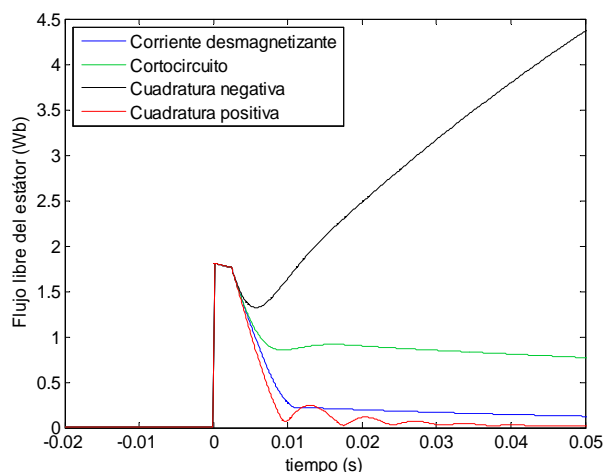


Figura 6.31 Evolución del flujo libre.

Para tener una mejor idea de cómo son estos flujos, se representa la trayectoria del vector del flujo del estátor con las tres opciones de control:

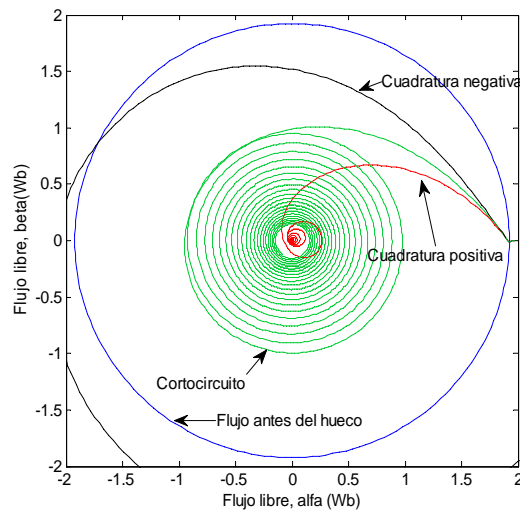


Figura 6.32 Trayectoria del flujo libre.

Este curioso comportamiento se analiza en detalle en el Anexo D. Como ya se ha dicho, con la técnica de control llamada *cuadratura positiva* se logra una dinámica del flujo libre bastante similar a la conseguida con las corrientes desmagnetizantes. Las otras opciones se descartan ya que no son capaces de amortiguar el flujo libre del generador.

6.5.1 Elección del valor de la resistencia del crowbar serie

Una vez definida la técnica de control a utilizar con crowbar serie, se ha simulado la turbina 1 del Anexo B ante un hueco trifásico tipo con el objetivo de poder escoger la resistencia de crowbar más conveniente.

En la Figura 6.33 se representan los valores máximos que ha alcanzado la tensión del bus durante el hueco con diferentes valores de resistencia.

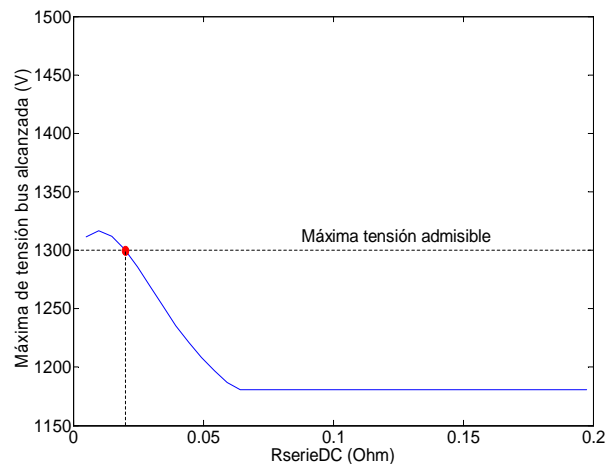


Figura 6.33 Tensión de bus máxima alcanzada para diferentes valores de la resistencia.

Analizando la figura anterior se observa que para proteger el convertidor ante sobretensiones en el bus, el valor de la resistencia debe ser mayor que 0.02Ω (punto rojo en la figura).

A continuación se repite el procedimiento anterior observando el valor máximo de la corriente rotórica:

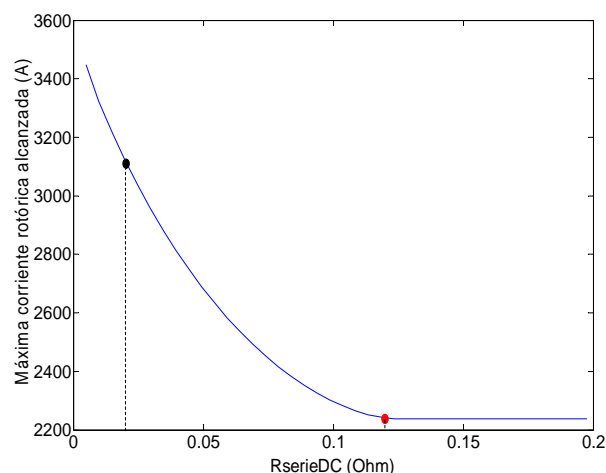


Figura 6.34 Corriente del rotor máxima alcanzada para diferentes valores de la resistencia.

Se observa cómo el valor de la resistencia elegido para proteger el convertidor ante sobretensiones (antes punto rojo, ahora punto negro) no es suficiente para proteger el convertidor ante sobrecorrientes. Por ello se elige como valor de la resistencia serie 0.12Ω (punto rojo), punto a partir del cual la corriente del rotor no desciende más. En efecto, este valor es el que alcanza la corriente del rotor 2 ms después del hueco, que es

cuando empieza a actuar el crowbar serie. El valor de la resistencia no tiene por tanto ningún efecto en este valor, y la única manera de reducirlo consistiría en hacer actuar antes al crowbar serie, lo que requeriría una detección del hueco más precoz.

Se utilizará como valor de la resistencia $R_{serieDC}=0.12\Omega$, valor suficiente para proteger al convertidor frente a sobretensiones y sobrecorrientes. En comparación con la técnica de crowbar serie y corriente desmagnetizante sin chopper, ésta nueva técnica de control ha permitido reducir el valor de $R_{serieDC}$ de 0.25Ω a 0.12Ω .

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, se va a proceder a definir el sistema de protección con crowbar serie y técnica de cuadratura positiva. Los pasos a seguir son:

1. Detección del hueco de tensión.
2. Conexión del crowbar serie ($R_{serieDC}=0.12\Omega$) por medio de la apertura del interruptor durante 10 ms. Simultáneamente se aplica la técnica de cuadratura positiva.
3. Desconexión del crowbar. Se reestablece el modo de operación normal. Si el hueco es asimétrico, se inyectarán corrientes desmagnetizantes, para evitar que el convertidor sature por efecto del flujo inverso.

6.5.2 Comportamiento del crowbar serie y la nueva técnica de control ante huecos de tensión

Huecos trifásicos

Para validar la utilidad de esta técnica se ha simulado un hueco trifásico tipo a una velocidad de giro un 12% superior a la de sincronismo.

En la siguiente figura se representa la tensión de bus del convertidor rotórico. Se observa cómo con la nueva técnica de cuadratura positiva la tensión de bus no alcanza valores peligrosos.

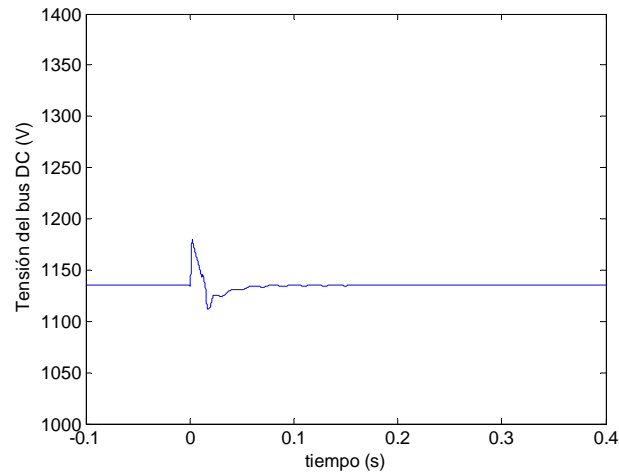


Figura 6.35 Tensión del bus DC con crowbar serie y cuadratura positiva ante un hueco trifásico.

En comparación con la técnica de corrientes desmagnetizantes, la técnica de cuadratura positiva permite reducir el valor máximo que alcanza la tensión de bus. De acuerdo a la Figura 6.12, con un valor de 0.12Ω y corrientes desmagnetizantes, la tensión de bus habría alcanzado del orden de 1400V, mientras que en este caso la tensión no supera los 1200V.

Si se observa la amplitud de la corriente del rotor mostrada en la siguiente figura, el valor máximo de la corriente permanece por debajo del límite admisible de 2500A. Este pico se produce justo en el instante de detección del hueco, por lo que no depende de la técnica de control.

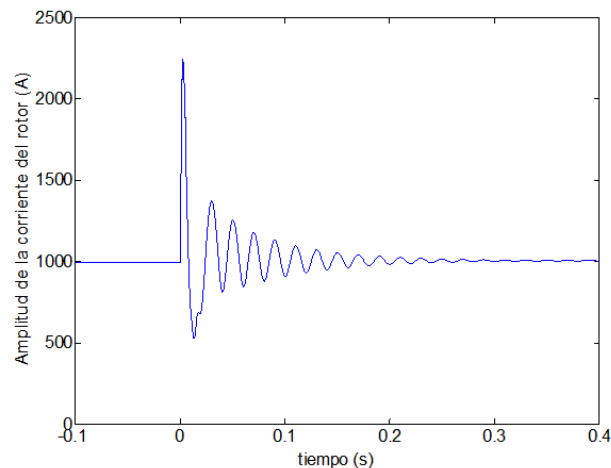


Figura 6.36 Amplitud de la corriente rotórica con crowbar serie y cuadratura positiva ante un hueco trifásico.

En la siguiente figura se aprecia cómo se obtiene una amortiguación del flujo libre bastante similar a la obtenida con corrientes desmagnetizantes mostrada en la Figura 6.15:

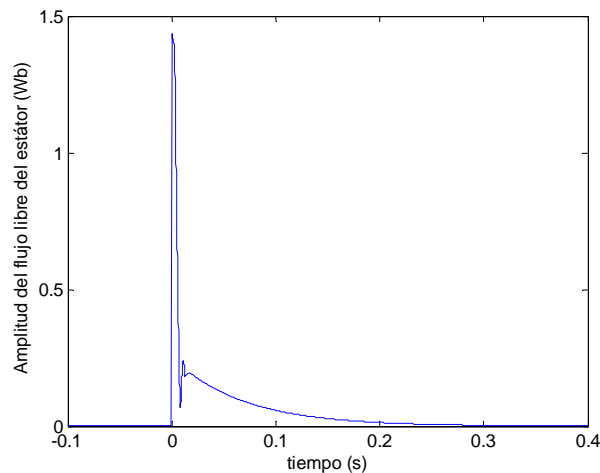


Figura 6.37 Amplitud del flujo libre del estátor con crowbar serie y cuadratura positiva ante un hueco trifásico.

Es necesario que los semiconductores que cortocircuitan el crowbar serie sean capaces de soportar la tensión que aparece en bornes de la resistencia del crowbar cuando estos se abren. Esta tensión, se muestra a continuación:

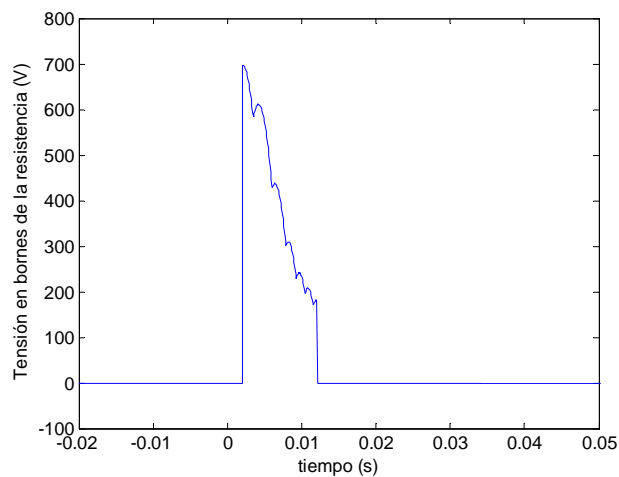


Figura 6.38 Tensión en bornes del crowbar serie con cuadratura positiva ante un hueco trifásico.

Una de las grandes ventajas es que con el crowbar serie se tienen menores tiempos de actuación que con el crowbar actual. Esta reducción de tiempos permite comenzar a inyectar corriente reactiva de forma casi inmediata para tratar de satisfacer los nuevos

códigos de red. A continuación se muestran las corrientes activa y reactiva por unidad obtenidas con crowbar serie y cuadratura positiva:

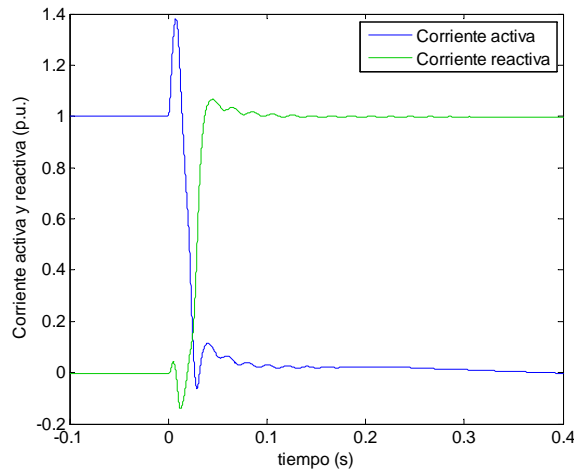


Figura 6.39 Corriente activa y reactiva de la turbina con crowbar serie y cuadratura positiva ante un hueco trifásico.

Con esta solución, en 35 ms se inyecta en la red la corriente nominal de la máquina en forma de corriente reactiva. En comparación con la corriente reactiva entregada con corrientes desmagnetizantes mostrada en la Figura 6.19, en este caso se produce un consumo de corriente reactiva al principio del hueco, pero mucho menor que el que se producía en con el crowbar tradicional (Figura 3.15). Este consumo puede ser perfectamente asumido.

Huecos asimétricos

Para completar el estudio del crowbar serie, se ha simulado el sistema frente a un hueco bifásico tipo, a una velocidad de giro un 12% superior a la de sincronismo.

Si se observa la figura se ve cómo la tensión del bus permanece controlada en todo momento:

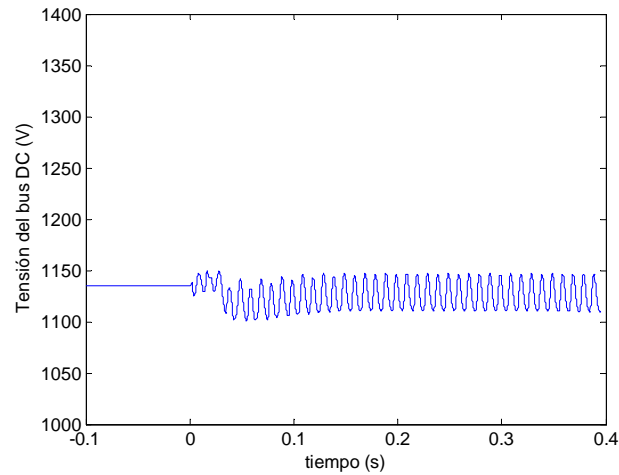


Figura 6.40 Tensión del bus DC con crowbar serie y cuadratura positiva ante un hueco bifásico aislado.

Por otra parte, las corrientes del rotor no alcanzan valores peligrosos tal y como se observa en la figura:

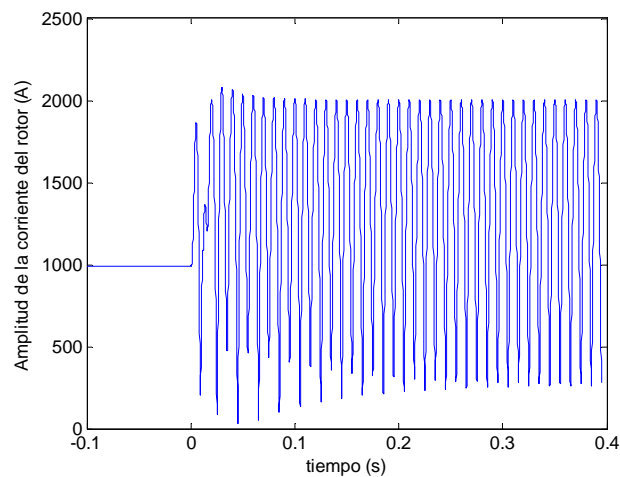


Figura 6.41 Amplitud de la corriente rotórica con crowbar serie y cuadratura positiva ante un hueco bifásico aislado.

En caso de hueco bifásico aislado, la tensión en bornes de la resistencia alcanza valores similares a los obtenidos en caso de hueco trifásico (Figura 6.38):

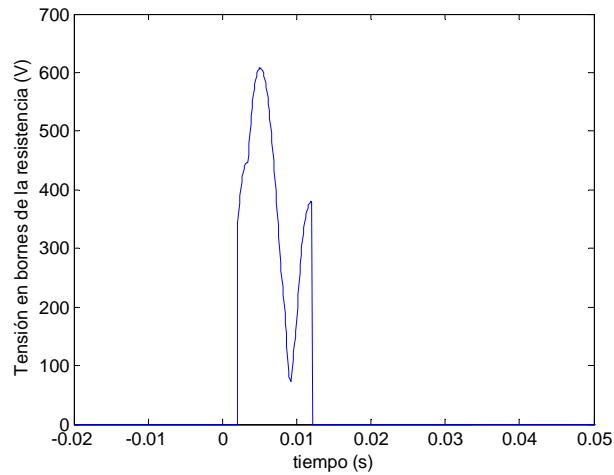


Figura 6.42 Tensión en bornes del crowbar serie ante un hueco bifásico aislado..

Al igual que en el caso de huecos trifásicos, se logra inyectar toda la corriente reactiva disponible en 35 ms, tiempo mucho menor al logrado con el crowbar tradicional. A continuación se muestran las corrientes activa y reactiva por unidad obtenidas con crowbar serie y cuadratura positiva:

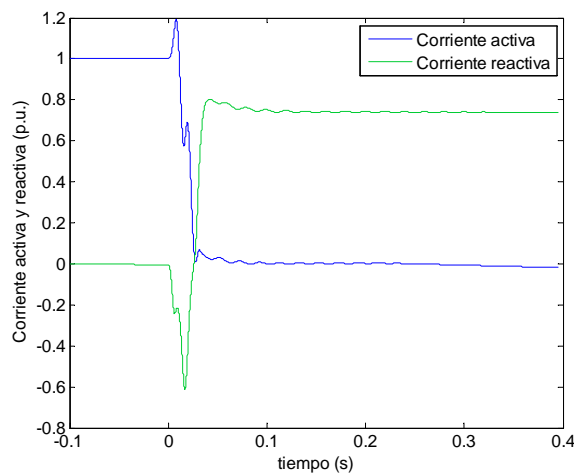


Figura 6.43 Corriente activa y reactiva con crowbar serie y cuadratura positiva ante un hueco bifásico aislado.

A diferencia de la corriente reactiva en el caso de crowbar serie con corrientes desmagnetizantes mostrada en la Figura 6.23, en este caso se produce un consumo de corriente reactiva más acentuado mientras el crowbar serie permanece conectado. Al igual que en huecos trifásicos, este consumo de reactiva puede ser asumido sin ningún problema.

6.6 Resultados experimentales

En esta sección se mostrarán los ensayos experimentales que se realizaron para validar los resultados obtenidos para el crowbar serie en el laboratorio de la Universidad Pública de Navarra.

6.6.1 Descripción del banco de ensayos

A fin de validar los resultados obtenidos en el capítulo 6 se preparó un banco de ensayos que permitiera hacer funcionar a la máquina en condiciones similares a las representadas en el capítulo 6. Este banco de ensayos se muestra de forma esquemática en la siguiente figura:

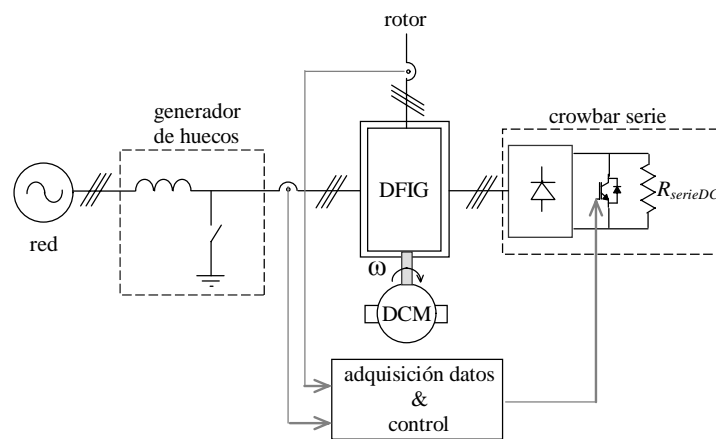


Figura 6.44 Esquema del banco de ensayos experimental.

Los elementos principales del banco son los siguientes:

- Una máquina asíncrona de rotor bobinado de potencia nominal igual a 3 kW, y cuyos parámetros se incluyen en el Anexo C. El rotor se puede dejar en circuito abierto, conectar a un banco de resistencias o conectar a un emulador de convertidor. El estátor de la máquina se conecta a la red a través del generador de huecos.
- Un motor de continua (DCM) para que la DFIG gire a velocidad continua.
- Un generador de huecos con capacidad para generar huecos trifásicos totales conectado al estátor de la máquina.
- Una unidad de adquisición de datos y control con medición de corriente de estátor y rotor por medio de sensores LEM y medición de tensiones con

sondas diferenciales. El control activa el crowbar serie cuando se detecta un hueco de tensión.

- Un crowbar serie formado por una resistencia alimentada por un puente de diodos con un interruptor en paralelo controlado por el sistema de control. En funcionamiento normal, el interruptor está cortocircuitado.

En la fotografía se muestra el montaje final, incluyendo todos sus componentes.

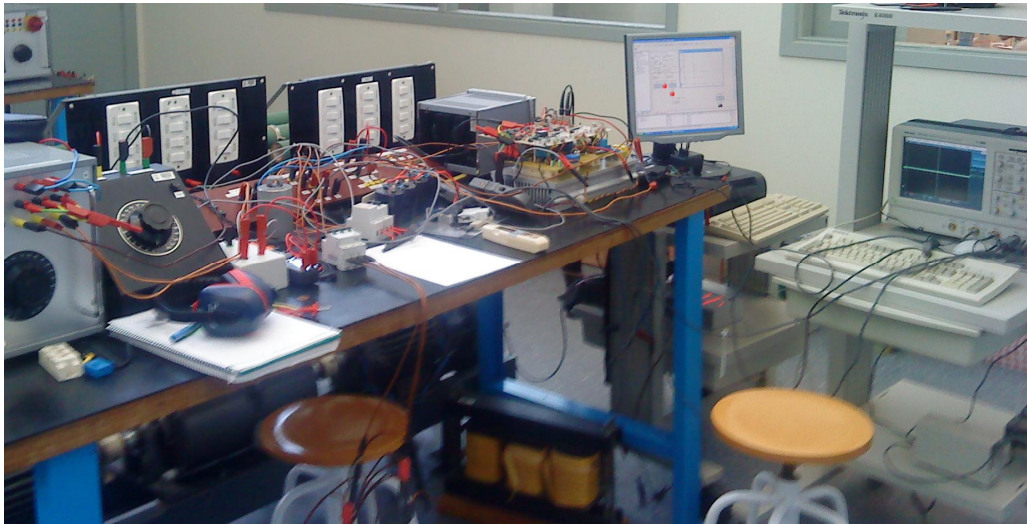


Figura 6.45 Fotografía del banco de ensayos.

Debido a la complejidad y a la necesidad de un convertidor *back to back* del que no se ha podido disponer, se han realizado una serie de ensayos que si bien no demuestran el funcionamiento y la técnica de control completa, sí sirven para validar las bases teóricas en las que se basa el crowbar serie.

6.6.2 Huecos trifásicos totales

Se ha sometido al sistema del laboratorio a huecos trifásicos totales en diferentes circunstancias.

Rotor en circuito abierto

En un primer paso para tratar de validar el sistema de protección propuesto, se ha sometido al sistema a un hueco trifásico total con el rotor en circuito abierto, con crowbar serie y en ausencia de él.

Una de las bases en que se apoyaba este sistema de protección es el incremento en la amortiguación del flujo libre que ofrecía. De acuerdo con la expresión (6.4), a mayor

valor de la resistencia de estátor menor es el valor de la constante de tiempo y por tanto más rápido el amortiguamiento del flujo libre.

En la siguiente figura se muestran las corrientes experimentales del estátor cuando se produce en bornes del estátor un hueco de tensión total en el instante de tiempo $t=0$ sin crowbar serie.

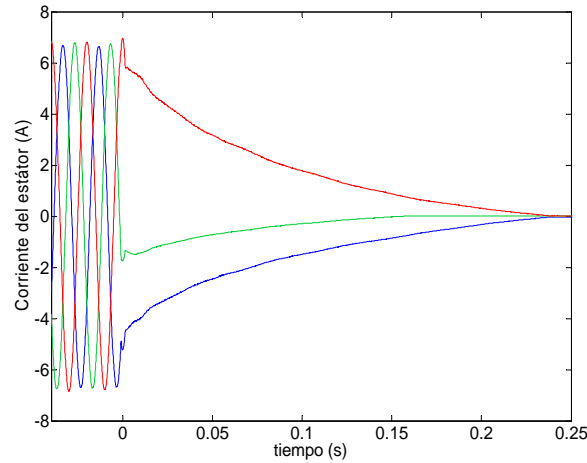


Figura 6.46 Corriente del estátor con el rotor en circuito abierto.

Si en el momento de detectarse el hueco se conecta la resistencia serie durante 25 ms, las corrientes por fase del estátor son ahora como muestra la figura:

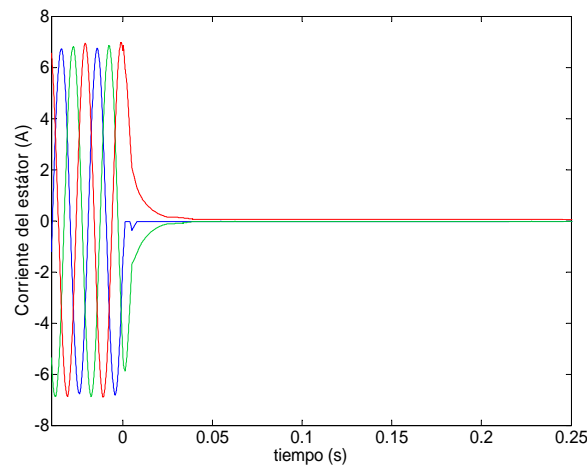


Figura 6.47 Corriente del estátor con crowbar serie y el rotor en circuito abierto.

La breve conexión de la resistencia del crowbar serie, tal y como ilustra la figura, hace que el flujo decaiga desde su valor nominal hasta cero de acuerdo con la expresión (6.4).

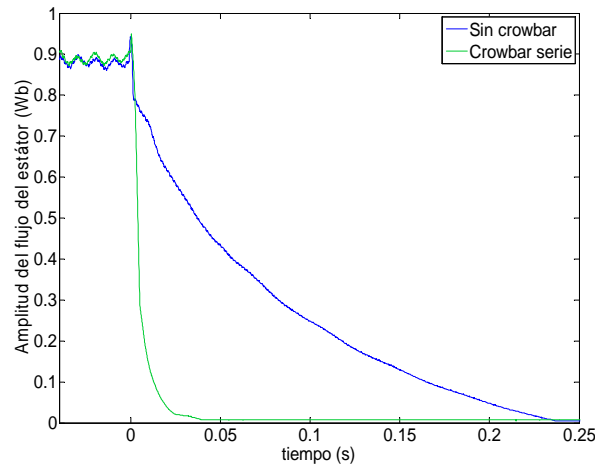


Figura 6.48 Flujo del estator con crowbar serie y sin sistema de protección.

Influencia de la corrientes del rotor

Para tratar de aproximar el funcionamiento de un generador doblemente alimentado, se conecta el rotor de la DFIG a un emulador de convertidor que trate de simular el funcionamiento real del convertidor rotórico ante huecos de tensión. El emulador del convertidor se muestra en la parte derecha de la ilustración.

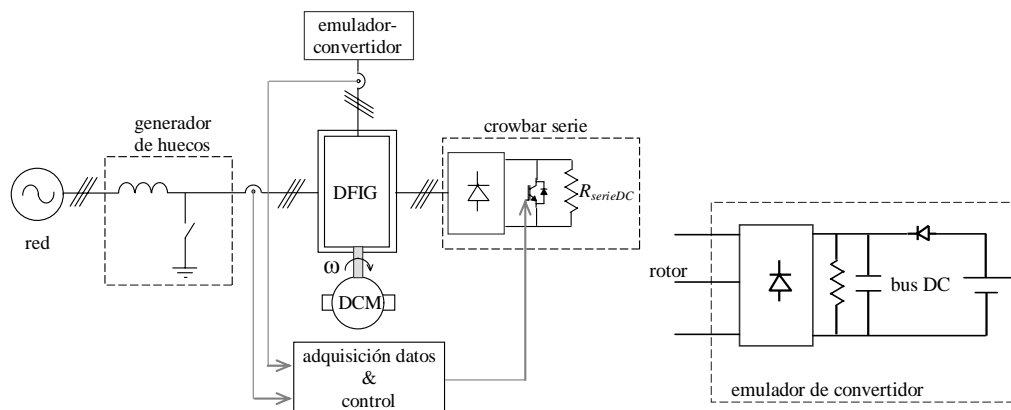


Figura 6.49 Esquema del banco de ensayos experimental con crowbar serie y del emulador de convertidor.

El emulador de convertidor simulará el funcionamiento del convertidor durante un hueco de tensión. Está formado por:

- Una capacidad equivalente a la del convertidor.
- Una resistencia en paralelo con la capacidad para que el condensador se descargue a través de ella.
- Una fuente de tensión de continua que simule el funcionamiento del convertidor del lado de red y fije la tensión de trabajo del bus DC. La fuente de tensión cuenta con un diodo en serie para evitar que la corriente proveniente del rotor en caso de hueco circule hacia ella.

De esta forma, el emulador de convertidor se comporta como el convertidor *back to back* real en caso de que sus referencias de corriente fueran nulas.

En caso de no disponer de sistema de protección alguno, en el momento en que se produce el hueco de tensión, aparece un fuerte pico en la corriente del rotor que alcanza unos 80 A. Hay que destacar que el emulador del convertidor trata de simular el funcionamiento en caso de huecos de tensión. Durante el funcionamiento normal, su comportamiento no es satisfactorio, ya que no hay circulación de corrientes por el rotor, dada la topología utilizada para emularlo. Lo anteriormente mencionado se representa en la siguiente figura.

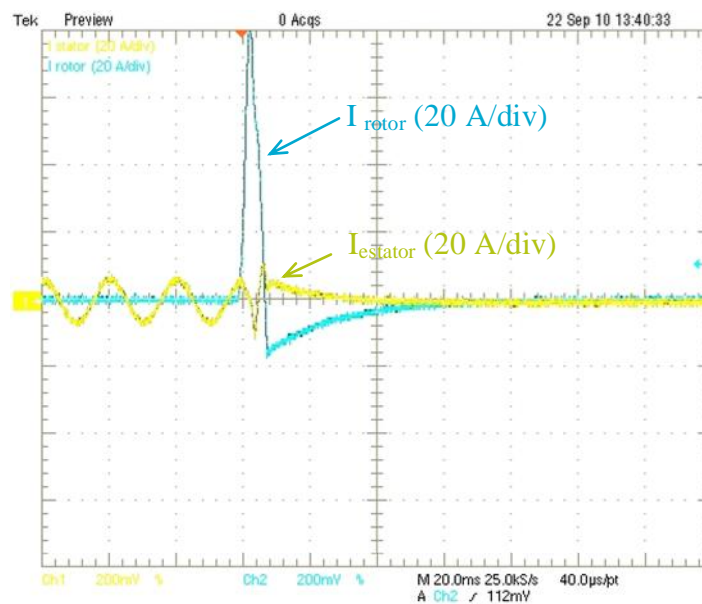


Figura 6.50 Corriente de una fase de rotor y estator frente a un hueco total sin ningún sistema de protección.

En el caso del sistema equipado con crowbar serie, se observa como el pico en la corriente del rotor no alcanza valores tan elevados como en los casos anteriores, por lo

que puede decirse que se muestra efectivo a la hora de frenar las corrientes del rotor. En la figura se aprecia cómo la corriente sólo alcanza unos 20 A, frente a los 70-80 A anteriores.

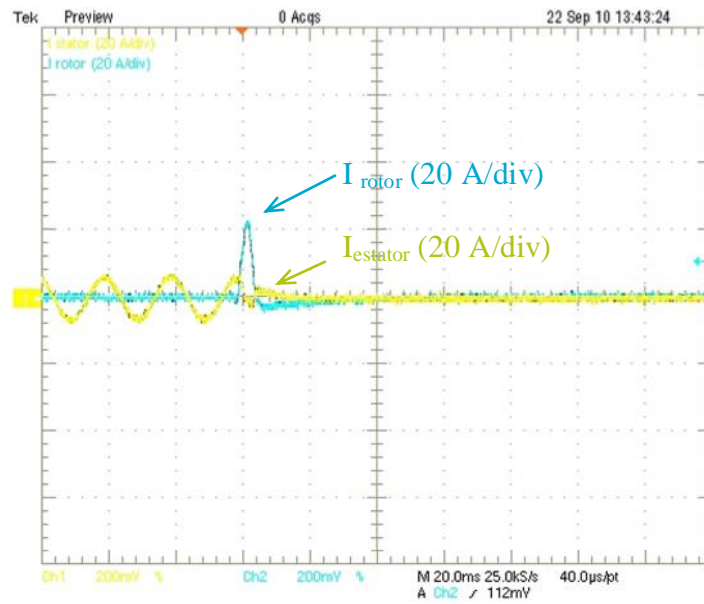


Figura 6.51 Corriente de una fase de rotor y estator frente a un hueco total con crowbar serie.

Como es lógico, al reducirse el pico de corriente del rotor hacia el convertidor, la tensión del bus DC también será menor. En la siguiente figura se muestran de forma simultánea las tensiones del bus DC en los casos antes descritos.

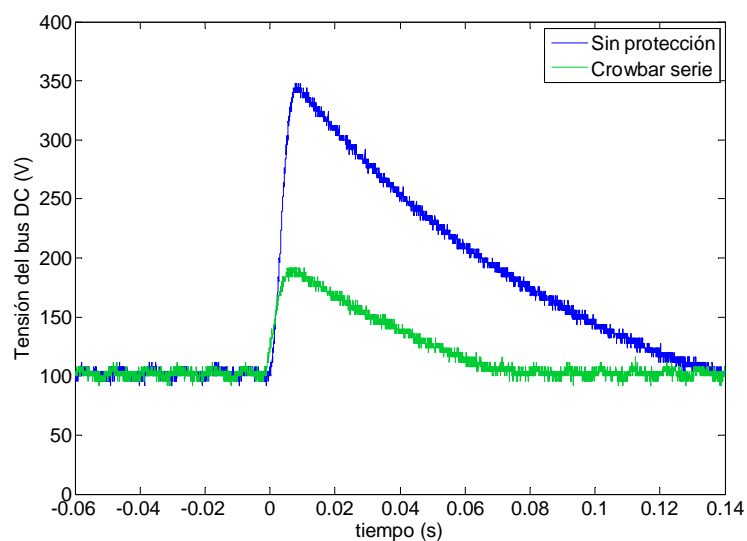


Figura 6.52 Tensión del bus DC durante un hueco total de tensión sin sistema de protección y con crowbar serie.

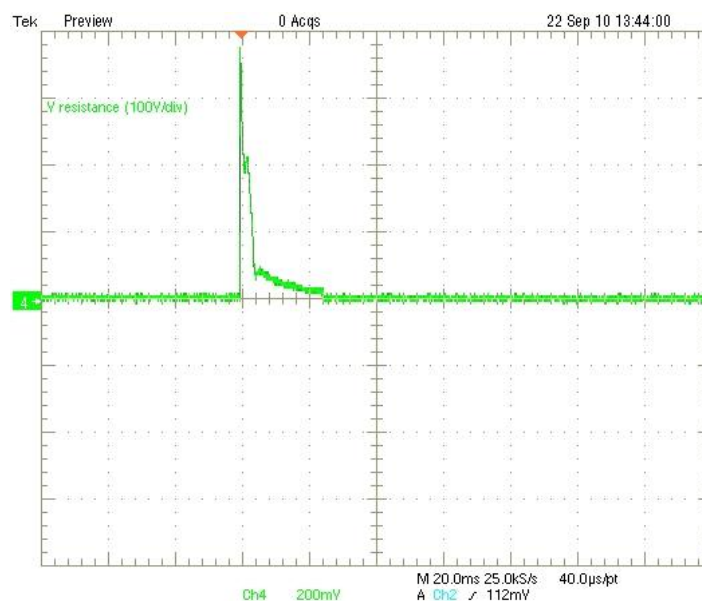


Figura 6.53 Tensión en bornes de la resistencia del crowbar serie.

En la última figura se ha mostrado la tensión en bornes de la resistencia del crowbar serie. Esta tensión ha sido soportada por el interruptor, ya que cuando el control detecta el hueco de tensión abre el interruptor.

6.7 Conclusiones

En el presente apartado se ha descrito la técnica crowbar serie consistente en una resistencia en serie en el estátor.

Se han planteado distintas opciones para cortocircuitar la resistencia en funcionamiento normal y que permitan conectarla en caso de hueco.

Se ha comprobado que la inclusión de esta resistencia favorece la desmagnetización del flujo libre permitiendo además reducir las corrientes por el rotor de la máquina.

Se ha descrito un método de funcionamiento combinado con la técnica de corrientes desmagnetizantes. Además, a fin de reducir la tensión de bus se ha desarrollado una técnica de control alternativa que permite obtener tiempos de desmagnetización similares a los obtenidos con corrientes desmagnetizantes.

Con este sistema de protección se obtienen tiempos de inyección de corriente reactiva que permiten superar las normativas más exigentes.

El sistema de protección crowbar serie ha sido validado experimentalmente en laboratorio, si bien no con un convertidor real, se han realizado pruebas en ausencia de corriente rotórica y con un emulador de convertidor capaz de reproducir el comportamiento del convertidor en caso de consignas de corriente nula. Se ha visto que el sistema proporciona un amortiguamiento del flujo libre y una limitación en las corrientes de rotor de acuerdo a lo enunciado a lo largo del capítulo.

7

Huecos totales de tensión

7.1 Introducción

En los capítulos anteriores se ha estudiado el comportamiento de la DFIG ante huecos de tensión y se han propuesto distintos sistemas para la protección del convertidor que permitan inyectar la corriente reactiva requerida por los nuevos códigos de red.

Dentro de los huecos de tensión el hueco total debe ser tratado de manera especial. En este tipo de hueco la tensión de las tres fases es nula, por lo que no tiene mucho sentido hablar de inyección de corriente reactiva, ya que no se dispone de tensión alguna con la que calcular el ángulo de la tensión. Podría pensarse entonces que no es necesario introducir ninguna corriente, pero desde el punto de vista de la red puede ser interesante la inyección de corriente aparente sin necesidad de conocer el ángulo. En este estudio se supondrá que no hay cambio de fase ni de frecuencia durante el hueco total, por lo que se utilizarán las referencias anteriores al hueco.

En caso de hueco total los sistemas de protección estudiados siguen siendo efectivos y las corrientes permanecen limitadas. Pero en caso de que el hueco de tensión sea demasiado largo se corre el riesgo de perder el control de la máquina. Esto es debido a que durante un hueco trifásico total, el convertidor del lado de red no puede controlar la tensión del bus. Durante un hueco total, la tensión en la red es nula, y por lo tanto el

convertidor no puede ni inyectar ni extraer potencia de la red. Esto impide que el control de tensión del bus inyecte la potencia necesaria para compensar las pérdidas que se producen en el sistema (debido a las conmutaciones del convertidor y al paso de corriente por las resistencias del rotor).

Este consumo de potencia desde el rotor, hace que la tensión del bus DC del convertidor descienda demasiado y la máquina puede llegar a perder el control. En la figura se observa este efecto en caso de hueco de tensión total utilizando crowbar serie (el comportamiento sería similar con otros sistemas de protección).

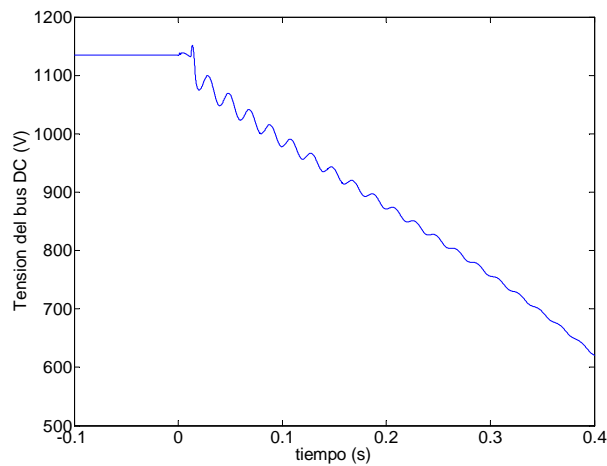


Figura 7.1 Tensión del bus DC del convertidor ante un hueco trifásico total.

Dado que desde el convertidor del lado de red no puede hacerse nada para controlar la tensión del bus, la única solución es controlar la tensión desde el convertidor del lado del rotor.

El estudio y análisis se realizará con la turbina 1 del Anexo B equipada con crowbar serie, aunque la problemática es independiente del sistema de protección utilizado (a excepción de Crowbar On-line). Los resultados y conclusiones que se obtengan pueden ser por tanto extrapolados sin mayores dificultades al resto de sistemas de protección.

7.2 Control de tensión del bus desde el convertidor del lado del rotor

Una máquina funcionando en caso de hueco total de tensión puede verse como una jaula de ardilla en la que se han intercambiado el rotor y el estátor. Esta disposición se observa en la siguiente figura.

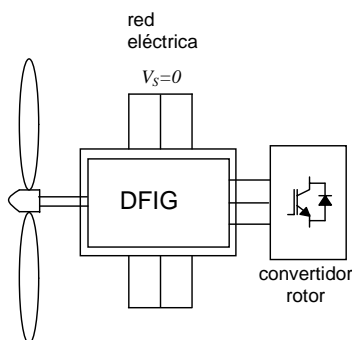


Figura 7.2 Esquema de la máquina en caso de hueco total.

Con esta consideración, parece lógico aplicar a la máquina el control vectorial de la jaula de ardilla. Al estar sus elementos intercambiados (rotor-estátor), en este control se propone controlar el flujo del estátor en vez del flujo del rotor, y la potencia del rotor en vez de la del estátor.

En estas circunstancias, por definición, todo el flujo existente es flujo libre. La corriente en fase con este flujo influirá en su evolución mientras que la corriente en cuadratura controlará la potencia del rotor, lo que a su vez permitirá regular la tensión del bus. En la siguiente figura se muestra de forma esquemática el control propuesto.

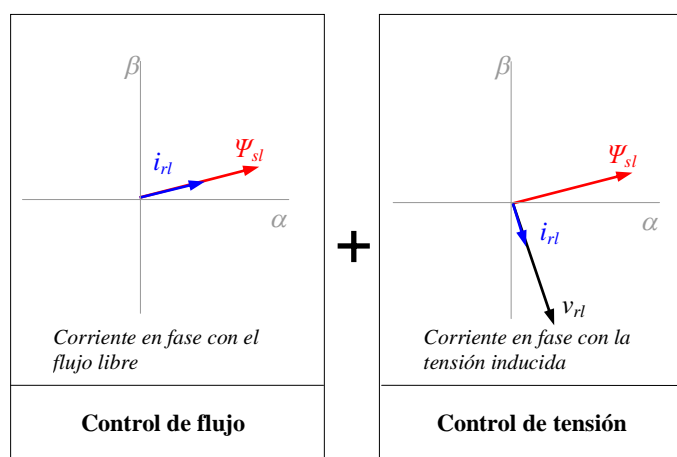


Figura 7.3 Diagrama vectorial del control propuesto.

Para controlar el flujo del estátor y la tensión del bus se ha utilizado un control proporcional (K_p y K_f) para que no haya problemas de inestabilidad debida a la fase que introduciría la parte integral de un controlador tipo PI.

Al igual que ocurriría con la técnica de corrientes desmagnetizantes, con el control propuesto se puede inyectar de forma simultánea corriente forzada. En la siguiente figura se muestra cómo quedaría el control propuesto en forma de diagrama de bloques.

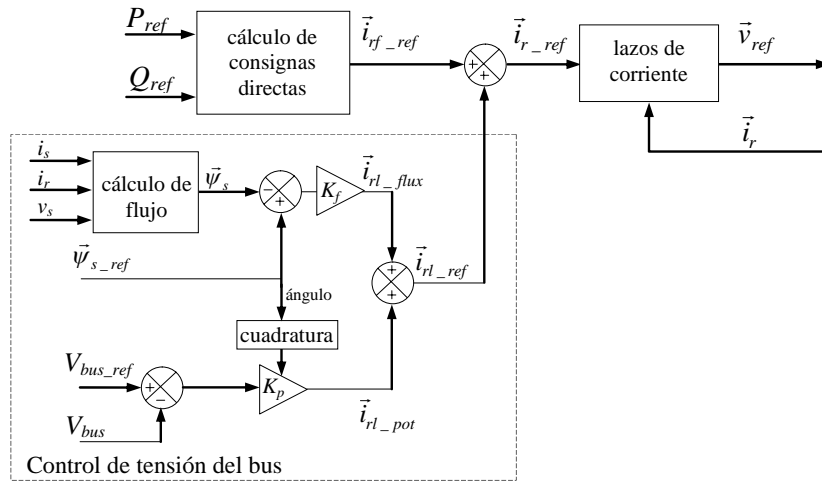


Figura 7.4 Diagrama de bloques del control propuesto.

A continuación se muestran los resultados conseguidos aplicando el control propuesto a la turbina 1 del Anexo B. La referencia del flujo libre se ha fijado en 0.2 Wb, nivel suficiente para generar potencia y que, a su vez, no llega a ser peligroso para el convertidor.

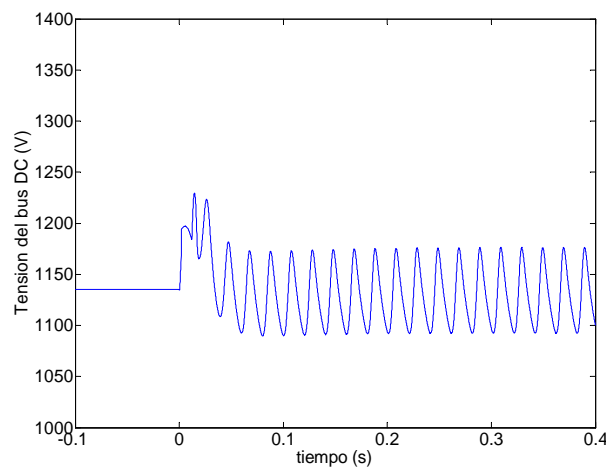


Figura 7.5 Tensión del bus DC.

Se observa cómo la tensión de bus se controla sin que descienda hasta valores críticos, a diferencia de lo que ocurría en la Figura 7.1. Esto ha sido posible porque el flujo libre del estátor se ha mantenido constante en torno a su valor de referencia durante todo el proceso, tal y como muestra la siguiente figura.

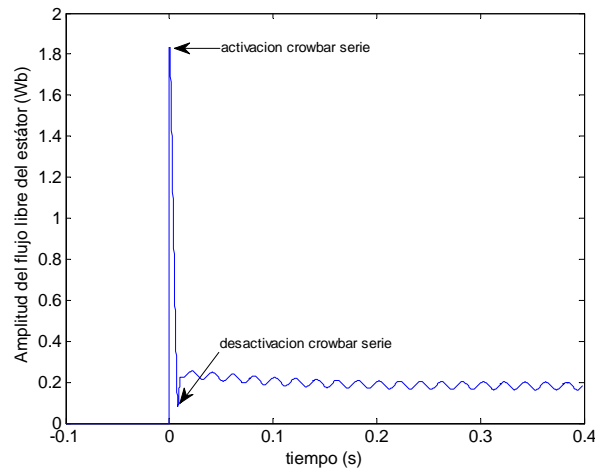


Figura 7.6 Amplitud del flujo libre del estátor.

7.3 Control de tensión del bus desde el convertidor del lado del rotor sin necesidad de estimar el flujo del estátor.

El control descrito se basa en la correcta estimación del flujo libre, tanto en fase como en magnitud. La estimación de flujo se utiliza para controlar el propio flujo y para controlar la tensión, por lo que una estimación errónea puede hacer que se pierda el control de la turbina. A continuación se propone una técnica que no depende de la estimación del flujo libre.

La técnica propuesta se basa en que la tensión inducida en el rotor está en cuadratura respecto del flujo libre y los módulos de ambas variables son proporcionales. Por otro lado, la tensión del convertidor y la tensión inducida para corrientes no muy elevadas son similares, tanto en amplitud como en fase. Así, se propone introducir una corriente en fase con la tensión del convertidor del rotor para controlar la tensión del bus DC, y una corriente desfasada 90° respecto a la tensión del convertidor para mantener la máquina ligeramente magnetizada. El diagrama vectorial del control propuesto se representa en la figura:

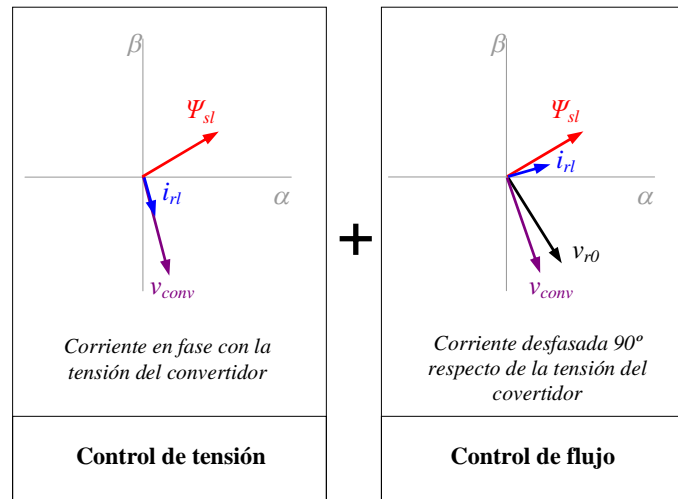


Figura 7.7 Diagrama vectorial del control propuesto.

En la parte derecha de la figura se puede observar cómo existe una ligera desalineación entre la tensión del convertidor y la tensión libre inducida, por lo que aparecerá un pequeño error que afectará tanto a la potencia del rotor como al flujo del estátor.

Para realizar el control de tensión del bus, se utilizará un control proporcional (K_p) en lazo cerrado. Para realizar el control del flujo, se propone utilizar un control en lazo abierto, de forma que se introduce una referencia de corriente que mantenga la máquina magnetizada, tal y como se representa:

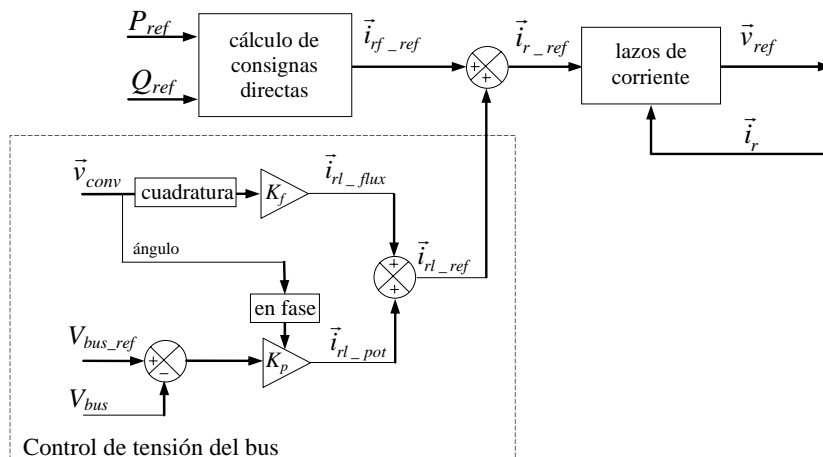


Figura 7.8 Diagrama de bloques del control propuesto sin estimación de flujo.

A diferencia del control en lazo cerrado del flujo, en este caso es necesario realizar una correcta sintonización previa de la constante K_f . Además, en el momento de comenzar a controlar la tensión del bus el flujo libre no debe ser nulo. Es decir, debe existir un mínimo flujo que mantenga el control de la tensión de bus vivo. Para ello se desconectará el crowbar serie en un tiempo que asegure que todavía hay flujo, pero que no sea demasiado elevado como para inducir tensiones libres demasiado elevadas.

Los resultados que se obtienen con esta técnica se muestran a continuación. Se observa como realizando un correcto ajuste del control en lazo abierto, el flujo del estátor permanece controlado y estabilizado.

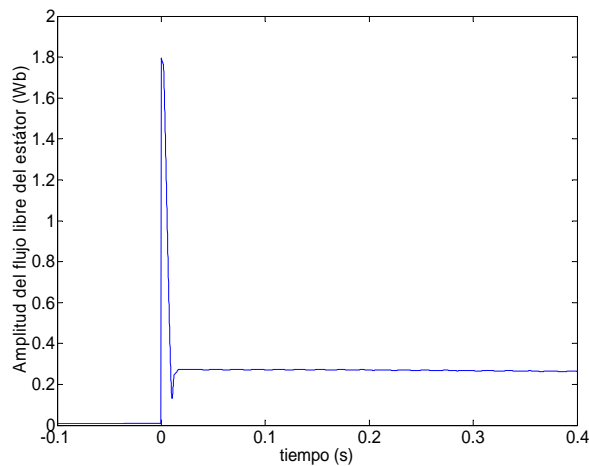


Figura 7.9 Flujo libre de la máquina.

Con el flujo del estátor estabilizado, es posible realizar un correcto control de la tensión del bus DC. Se aprecia cómo la tensión de bus se mantiene estable en torno a su valor de referencia.

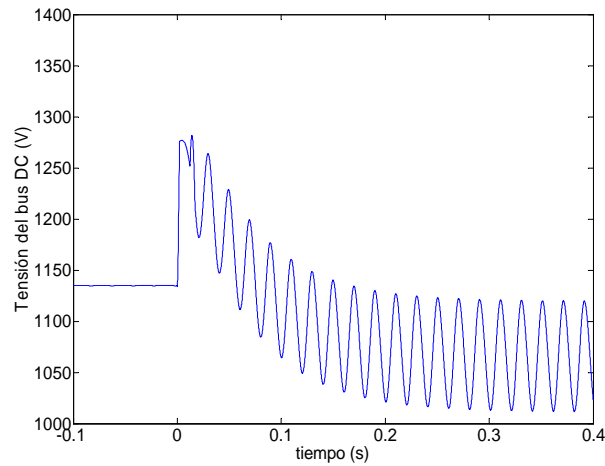


Figura 7.10 Tensión del bus DC.

Además de controlar correctamente el flujo del estátor y la tensión de bus, las corrientes no alcanzan valores peligrosos y permanecen bajo control:

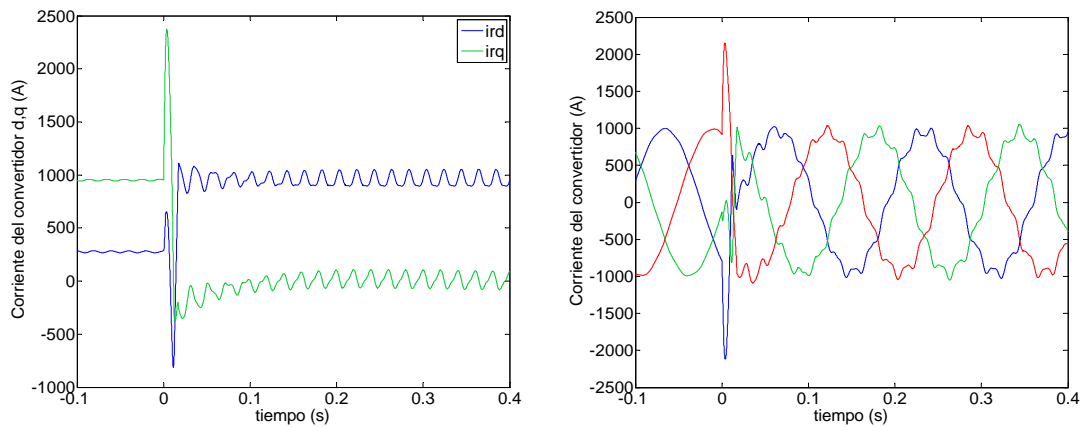


Figura 7.11 Corriente del convertidor en ejes d , q y en trifásica ante un hueco simétrico total.

Como ya se ha comentado, esta técnica de control se puede aplicar de forma conjunta con el control normal de corrientes (inyección de corrientes forzadas), de forma que se logra inyectar corriente reactiva a la red en breves espacios de tiempo. Es importante recordar que en caso de un hueco cero de tensión, no tiene sentido hablar de activa o reactiva ya que al no haber tensión, no existe un ángulo con el que calcular las referencias. Sin embargo, en la siguiente figura se ha hecho el ejercicio de suponer que durante el hueco se mantiene el ángulo que presentaba la tensión antes del hueco, a fin de poder diferenciar activa y reactiva:

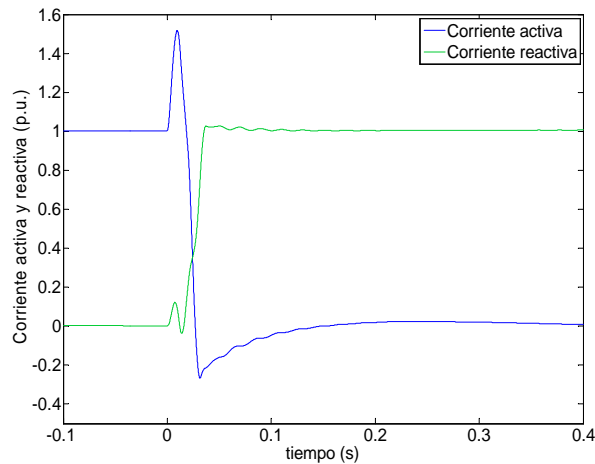


Figura 7.12 Corrientes activa y reactiva.

7.4 Conclusiones

En este capítulo se ha propuesto una nueva estrategia para controlar la tensión del bus en caso de huecos trifásicos totales de tensión, donde no se puede manejar potencia desde el convertidor del lado de red.

Se ha desarrollado una técnica que permite controlar la tensión del bus DC desde el convertidor del lado de rotor, para lo cual es necesario mantener levemente magnetizada la máquina mediante un lazo de flujo que utiliza un estimador del flujo del estátor.

De forma simultánea se ha desarrollado una variante de la técnica anterior que con leves modificaciones evita la utilización del lazo de flujo y en consecuencia tener que recurrir al estimador de flujo.

Esta técnica es independiente del sistema de protección empleado, aplicándose mientras el convertidor funciona y perdura el hueco. En las simulaciones se ha utilizado de forma conjunta con el crowbar serie.

8

Conclusiones y líneas futuras

8.1 Conclusiones

La integración de la energía eólica en la red eléctrica es un tema de gran interés en la actualidad ya que es considerado como uno de los factores que más pueden limitar su ritmo de crecimiento y su penetración en la red eléctrica. Por lo general, las redes eléctricas se basan en la producción localizada de grandes centrales eléctricas de fácil gestión ya que representan un número relativamente pequeño de centros generadores. Pero al añadir al sistema multitud de centros de generación distribuidos de carácter no gestionable como eólicos o fotovoltaicos, se complica en gran manera la gestión de la red eléctrica.

Además, el comportamiento de estos centros de generación distribuida ante huecos de tensión es diferente al de las grandes centrales convencionales, donde se aporta una gran corriente de cortocircuito que dispara las protecciones ayudando a sofocar el cortocircuito. Por el contrario, hasta hace relativamente poco tiempo, la mayoría de los aerogeneradores se desconectaban de la red dificultando la recuperación de la red. En la actualidad, los nuevos códigos de red obligan a mantenerse conectados a la red y a inyectar corriente reactiva a la red para contribuir al restablecimiento de la tensión. En caso de topología *full-converter* esto no supone un problema serio, ya que el generador se encuentra desacoplado de la red. En cambio, esto puede suponer un

problema serio a la topología DFIG, debido a su especial sensibilidad ante huecos de tensión.

El trabajo desarrollado en esta tesis se centra en buscar soluciones que permitan a los aerogeneradores basados en DFIG superar los huecos (*Low Voltage Ride Through*) y dar soporte a la red eléctrica inyectando corriente reactiva.

En los últimos años se ha producido un fuerte incremento en el esfuerzo por encontrar soluciones al problema, lo que se ha traducido en una auténtica avalancha de publicaciones científicas y patentes.

Es en este contexto donde se ubica esta tesis, en la necesidad de analizar los sistemas de protección ya existentes así como de buscar nuevos sistemas de protección que permitan cumplir con los últimos códigos de red.

Las investigaciones realizadas se han basado en el trabajo teórico realizado en [LOP08] y presentado en el capítulo 2, en el que se describían los efectos que tienen sobre el rotor los transitorios del flujo del estátor provocados por los huecos de tensión. Este análisis permite comprender y cuantificar las peligrosas tensiones que se inducen en el rotor en caso de hueco de tensión.

Ante esta problemática surgen elementos de protección como el crowbar activo descrito en el capítulo 3 que limitan parcialmente la corriente que circula por el rotor y estátor de forma que no se disparan por sobrecorriente los automáticos de conexión a red de la turbina y que tienen capacidad para cortar la corriente por el crowbar una vez las condiciones de red se han restablecido. Con este tipo de actuaciones, el aerogenerador puede seguir operando sin problemas una vez el hueco ha desaparecido. Sin embargo, mientras el crowbar permanece conectado, el generador se comporta como un generador de jaula de ardilla consumiendo potencia reactiva. Este consumo de potencia reactiva hace que la tensión en bornes del aerogenerador sea todavía menor por lo que se tiende a empeorar la profundidad del hueco. En determinados países, especialmente en aquellos con una fuerte implantación de turbinas basadas en DFIG, se ha regulado el consumo de reactiva y además se han definido requisitos de inyección de potencia reactiva para ayudar a la tensión a recuperarse.

Para cumplir con requisitos como los establecidos en el P.O.12.2 [REE06], es necesario que el crowbar permanezca conectado tiempos no demasiado elevados. Además, en huecos asimétricos el crowbar no debe conectarse durante todo el hueco. En [LOP08] se desarrolló una técnica de control para amortiguar el flujo libre del estátor que además permitía reducir el flujo del rotor y así su tensión inducida. La técnica

consistía en la inyección de corrientes desmagnetizantes y hacía posible reducir el tiempo de actuación del crowbar (y en consecuencia el tiempo de convertidor desactivado), logrando por tanto adelantar la inyección de corriente reactiva hasta tiempos del orden de 100 ms. Aun así, este tiempo puede no ser suficiente para cumplir con los requerimientos de las normativas más exigentes como SDL&BDEW.

Siguiendo con la idea de reducir el intervalo de tiempo durante el cual el convertidor permanece inactivo, en el capítulo 4 se analizó la posibilidad de instalar un chopper auxiliar que permita desconectar el crowbar cuando el flujo libre no ha terminado de amortiguarse, evitando así que el control del convertidor sature y se eleve la tensión del bus DC. Esta configuración condujo a la idea de colocar solamente un chopper. Aunque no se consiguen los mismos resultados en cuanto a desmagnetización del generador, esta configuración permite inhabilitar el convertidor durante tiempos muy cortos, ya que al estar el “crowbar” ubicado en el bus no existe riesgo de sobretensión a la desconexión si la corriente es elevada. De hecho, en esta configuración denominada *crowbarless*, las lógicas de activación-desactivación del crowbar (ahora chopper) son independientes de las lógicas de desactivación-activación del convertidor de rotor. Es importante recalcar que en esta configuración, toda la corriente del rotor circula por el convertidor, por lo que éste debe estar dimensionado para soportar la corriente del peor hueco. Dado que este pico de corriente se produce cuando el convertidor está inhabilitado, la corriente circulará por los diodos y no por los IGBTs del convertidor. Como se ha comentado, los diodos soportan mayores corrientes que los IGBTs, por lo que no supone un coste adicional dimensionar el convertidor para la corriente máxima. Además, se han podido obtener resultados experimentales del sistema *crowbarless* en sistema real en la turbina 2 del Anexo B (3MW). En este caso sólo se ha podido validar el sistema ante huecos trifásicos por problemas derivados de la disponibilidad de viento. Se ha podido comprobar que el sistema se comporta de forma satisfactoria y que los resultados se corresponden con los teóricos esperados.

La principal problemática para cumplir con los requisitos de inyección de reactiva viene dada por el tiempo que el convertidor permanece inhabilitado, tiempo durante el cual no se tiene control sobre las corrientes de la turbina. Así, en el capítulo 5 se ha propuesto no desactivar el convertidor del lado de rotor durante el tiempo que el crowbar permanece activo. Para poder llevar a cabo esta estrategia resulta necesario colocar una inductancia de desacoplo que limite el rizado de conmutación en el convertidor del rotor mientras el crowbar permanece activo. Este sistema se ha denominado *crowbar on-line*, y tiene como particularidad que mientras por el crowbar circula las corrientes producidas por el flujo libre e inverso del estátor, por el convertidor circularán únicamente las consignas de corriente forzada necesarias para

inyectar las corrientes reactivas solicitadas. Al controlar de forma permanente las corrientes del rotor se obtienen tiempos de inyección de reactiva muy cortos, pudiéndose alcanzar tiempos del orden de 15 ms. Por el contrario, la inductancia de desacoplo requerida puede suponer un sobre coste al equipo que haga que esta solución sea inviable. Se ha validado experimentalmente el crowbar on-line en la turbina 1 del Anexo B (2 MW), obteniéndose resultados ante huecos trifásicos y bifásicos satisfactorios y tiempos de inyección válidos para cumplir con la normativa SDL&BDEW, resultados que confirman los análisis teóricos realizados en el capítulo 5. Cabe recordar que en los resultados experimentales no se implementó en el control la compensación de la corriente forzada que circula por el crowbar, con la que se podían haber obtenido tiempos de inyección aún menores.

En el capítulo 6 se ha visto otra forma de proteger al convertidor basada en la inclusión de impedancias adicionales, denominado crowbar serie. Se ha visto que es igualmente efectivo incluir resistencias en el rotor o en el estátor, pero que su inclusión en el estátor incrementa la amortiguación del flujo libre. Se ha analizado una configuración para cortocircuitar la resistencia en funcionamiento normal con tan sólo un puente de diodos y un IGBT (Figura 6.6). Se ha desarrollado de forma adicional una técnica basada en este sistema de protección que limita el flujo de potencia hacia el bus DC durante el tiempo que el crowbar serie permanece activo y que consigue una muy rápida amortiguación del flujo libre. Con esta estrategia de control se pueden lograr tiempos de inyección de en torno a 25 ms. Sin embargo, este sistema requiere que el IGBT utilizado como interruptor permanezca cerrado en funcionamiento normal, lo que provocará pérdidas que harán disminuir ligeramente el rendimiento de la turbina. Por otra parte, se ha testado el crowbar serie en bancada experimental en laboratorio universitario comprobando que se logra un rápido amortiguamiento del flujo libre y se reduce el pico de corriente rotórica y por lo tanto el flujo de potencia hacia el bus DC.

Los operadores de red tienden a exigir cada vez más requisitos en lo que a huecos de tensión se refiere. En el capítulo 7 se ha anticipado la posibilidad de que se requiera inyección de corriente en caso de huecos totales de tensión. Hasta ahora, las normativas existentes han permitido la inhibición de la electrónica de potencia durante este tipo de huecos, pero es previsible que esto cambie. Así, se ha desarrollado una técnica que permite mantener la máquina levemente magnetizada para poder controlar la tensión del bus DC y así poder inyectar corriente a la red durante este tipo de huecos.

Tal y como se ha visto, todos estos sistemas garantizan la protección de la turbina, pero difieren en la capacidad de generación de reactiva. A continuación se realizará una comparativa de los diferentes sistemas de protección en base a los niveles y tiempos de

inyección de corriente reactiva. En las siguientes figuras se muestra la corriente reactiva inyectada a red durante huecos trifásicos y bifásicos del 20% de tensión retenida correspondientes a la turbina 1 del Anexo B.

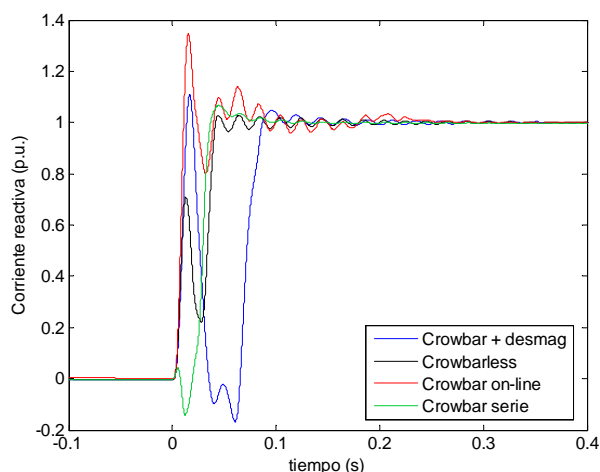


Figura 8.1 Corriente reactiva con los diferentes sistemas de protección ante hueco trifásico tipo.

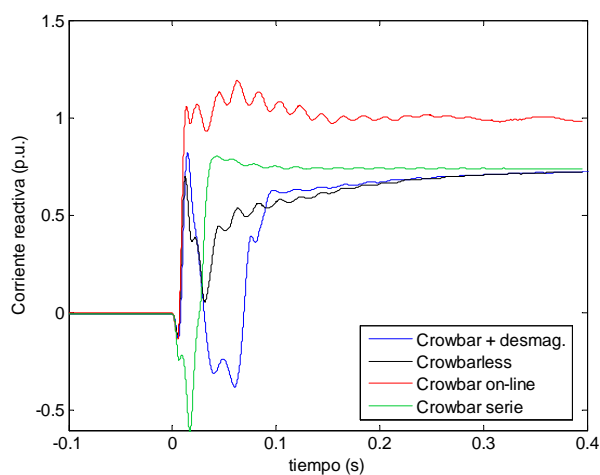


Figura 8.2 Corriente reactiva con los diferentes sistemas de protección ante hueco bifásico tipo.

En las simulaciones presentadas, al detectarse un hueco de tensión, sea de la naturaleza que sea, se intenta inyectar la corriente nominal de la turbina en forma de corriente reactiva mientras la corriente activa se lleva a cero. Esta forma de actuación no se corresponde con los requerimientos exactos de ningún código de red.

Basándose en las figuras anteriores, en las que se inyecta la máxima corriente reactiva posible, se realizará una comparativa de los diferentes sistemas de protección

en base al grado de cumplimiento de las normativas. Se analizará tanto el nivel como el tiempo de inyección de corriente reactiva que presenta cada sistema de protección de acuerdo a la normativa alemana SDL&BDEW y a la española P.O.12.2.

La Tabla 8.1 muestra el grado de cumplimiento de la normativa SDL&BDEW que se puede alcanzar con la turbina 1 del Anexo B con los diferentes sistemas de protección en base a la Figura 8.1 y a la Figura 8.2:

| | Crowbar + desmag. | | Crowbarless | | Crowbar on-line | | Crowbar serie | |
|---|-------------------|-------------|-------------|-------------|-----------------|------------|---------------|------------|
| | 3ph | 2ph | 3ph | 2ph | 3ph | 2ph | 3ph | 2ph |
| Tiempo subida < 50ms | 85 ms* ✗ | 85 ms* ✗ | 40 ms ✓ | 35 ms* ✓ | 8 ms ✓ | 10 ms ✓ | 25 ms ✓ | 25 ms ✓ |
| Tiempo establecimiento < 80ms | 85 ms ✗ | 85 ms ✗ | 40 ms ✓ | 35 ms ✓ | 8 ms ✓ | 10 ms ✓ | 25 ms ✓ | 25 ms ✓ |
| Nivel de reactiva 3ph: 100% 2ph: 40% | 100% ✓ | 75% ✓ | 100% ✓ | 75% ✓ | 100% ✓ | 100% ✓ | 100% ✓ | 75% ✓ |

Tabla 8.1 Grado de cumplimiento de SDL&BDEW ante huecos de tensión.

*Sin tener en cuenta el primer pico de corriente reactiva propio de la desmagnetización.

De acuerdo a la información mostrada, a excepción del crowbar con corrientes desmagnetizantes donde no se alcanzan los tiempos de inyección especificados, las otras tres soluciones desarrolladas permiten proteger al convertidor correctamente y cumplir con los requerimientos de la normativa alemana. Analizando los tiempos de inyección de la figura anterior, se puede concluir que el sistema de protección más eficaz es el crowbar on-line, ya que es el que presenta menores tiempo de inyección.

A continuación, en la Tabla 8.2, se muestra el grado de cumplimiento de la normativa P.O. 12.2 que se puede alcanzar con la turbina 1 del Anexo B con los diferentes sistemas de protección en base a la Figura 8.1 y a la Figura 8.2:

| | Crowbar + desmag. | | Crowbarless | | Crowbar on-line | | Crowbar serie | |
|--|-------------------|----------|-------------|----------|-----------------|-----------|---------------|----------|
| | 3ph | 2ph | 3ph | 2ph | 3ph | 2ph | 3ph | 2ph |
| $I_{\text{reactiva}}/I_{\text{nom}}$ media >60% (100 ms) | ✗ | ✗ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| $I_{\text{reactiva}}/I_{\text{nom}}$ instantánea >60% (100 ms) | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Nivel de reactiva 3ph: 100%; 2ph: 85% | 100% ✓ | 75% ✗ | 100% ✓ | 75% ✗ | 100% ✓ | 100% ✓ | 100% ✓ | 75% ✗ |

Tabla 8.2 Grado de cumplimiento del P.O. 12.2 ante huecos de tensión.

En la tabla anterior se observa cómo los sistemas de protección, a excepción del crowbar con corrientes desmagnetizantes, son capaces de cumplir con los tiempos de inyección. Sin embargo, el tercer requisito, que impone el nivel de corriente reactiva que debe inyectarse, sólo es cumplido por el crowbar on-line.

En el caso del crowbar con corrientes desmagnetizantes, el sistema crowbarless y del crowbar serie, el convertidor debe reservar parte de su capacidad de corriente para las corrientes libres e inversas (que tienen prioridad sobre las corrientes forzadas), por lo que la corriente reactiva inyectada a la red no alcanza el valor especificado en la normativa (85%), tal y como se puede apreciar en la Figura 8.2. Por su parte, el comportamiento ante huecos trifásicos es satisfactorio con todos los sistemas de protección.

En cambio, el sistema de protección crowbar on-line sí es capaz de cumplir con los niveles de inyección de reactiva requeridos, ya que idealmente en esta topología por el convertidor solamente circula la corriente forzada y por el crowbar circulan la corriente libre e inversa.

Es importante destacar que los resultados obtenidos se han basado en la turbina 1 del Anexo B, turbina con un convertidor ya existente y con unos límites de corriente ya definidos antes de la entrada en vigor de las nuevas normativas, por lo que en caso de un rediseño del convertidor, se estaría en disposición de cumplir con los niveles de inyección requeridos en huecos bifásicos. En el caso de la turbina 2 del Anexo B, el convertidor fue diseñado para cumplir con ambas normativas con sistema de protección crowbarless, y se ha comprobado que cumple con la totalidad de los requisitos analizados.

A día de hoy, dado que los tres sistemas de protección (crowbarless, crowbar on-line y crowbar serie) pueden ser considerados válidos para la protección del equipo y para cumplir con los requisitos de las normativas, se tratará de comparar estos sistemas en base a otro tipo de características que no sean exclusivamente el tiempo de inyección, como pueden ser la eficiencia del convertidor y el coste del equipo. Estas características son las que pueden hacer decantarse al fabricante por uno u otro sistema de protección. En la siguiente tabla se recoge de forma esquemática y codificada por colores cuál es el sistema de protección mejor posicionado:

| | Inyección de reactiva | Rendimiento | Precio |
|--------------------|-----------------------|-------------|--------|
| Crowbar + desmag. | ✗ | ✓ | ✓ |
| Crowbarless | ✓ | ✓ | ✓ |
| Crowbar on-line | ✓✓✓ | ✓ | ✗✗ |
| Crowbar serie | ✓✓ | ✗ | ✓? |

Tabla 8.3 Comparativa entre los sistemas de protección analizando prestaciones, rendimiento y precio.

El crowbar con corrientes desmagnetizantes presenta como punto negativo la incapacidad para cumplir con los requerimientos de las normativas actuales. A pesar de este inconveniente, es un sistema de protección que se seguirá utilizando en países cuyos códigos de red no sean muy exigentes, aunque con el tiempo probablemente quede en desuso.

En el caso del sistema crowbarless, en la valoración realizada no se ha presentado ningún punto negativo. A pesar de ser el sistema que peores prestaciones presenta a la hora de inyectar en cortos espacios de tiempo, es capaz de cumplir con las actuales normativas.

El crowbar on-line, aun siendo el sistema de protección que mejores prestaciones puede aportar, tiene un inconveniente que puede hacer que no sea viable. Esta topología se basa en la utilización de una inductancia del orden de 150-200 μH , que deberá ser dimensionada en linealidad hasta el valor máximo de la corriente que pueda circular por ella. En turbinas de 1.5-2MW, el precio de esta inductancia puede ser admisible, viéndose su aplicación industrial en el apartado 5.8. En turbinas de 3MW o superiores, esta inductancia tiene un volumen-precio tal que hace que el sistema no sea competitivo frente a las otras alternativas.

En el caso del crowbar serie los resultados que se obtienen son más que aceptables. Se ha analizado el efecto que tiene la inclusión de la resistencia adicional del estator en el amortiguamiento del flujo libre y en la reducción de las corrientes del convertidor. En esta topología de protección, el interruptor que cortocircuita la inductancia serie permanece cortocircuitado en régimen permanente abriéndose en caso de hueco de tensión para obligar a la corriente a circular a través de la resistencia. En estas circunstancias, el interruptor tiene unas pérdidas de conducción permanentes, que deben evacuarse y que reducen el rendimiento del sistema. Esta pérdida de rendimiento hace que este sistema de protección sea difícilmente utilizable. Además, el estátor del generador no tiene por qué ser siempre en baja tensión. Existen turbinas en las que el estátor se conecta directamente en media tensión (10 kV aprox.) para tratar de eliminar

el transformador del aerogenerador. En este tipo de generadores, éste sistema de protección requiere de costosos semiconductores capaces de soportar la media tensión.

Como se ha comentado, el sistema crowbarless es el único que no presenta ningún punto negativo. Tal y como se ha descrito en capítulos anteriores, el sistema crowbarless se basa en inhabilitar el convertidor del rotor y dejar que la corriente fluya a través de los diodos hacia el bus DC, donde el chopper se encarga de limitar el aumento de la tensión del bus DC. Podría pensarse, que esta solución requiere sobredimensionar el convertidor en corriente para soportar toda la corriente del rotor, pero esto no es así debido a que este pico de corriente se produce cuando el convertidor está inhabilitado, por lo que la corriente circulará por los diodos y no por los IGBTs del convertidor. En los módulos de IGBTs-diodos comerciales, los diodos pueden soportar mucha más corriente (en ausencia de conmutaciones) que los IGBTs, por lo que no supone un coste adicional dimensionar el convertidor para la corriente máxima. Es por esto que su relación prestaciones-precio hacen de él un sistema robusto que no requiere de grandes inversiones en el equipo. En la actualidad, es el sistema mejor posicionado para ser implantado masivamente en convertidores DFIG. El éxito de este sistema dependerá de los cada vez más exigentes códigos de red.

El trabajo desarrollado ha servido para conocer las alternativas de protección de convertidores rotóricos para aplicaciones DFIG ante huecos de tensión. Se han analizado los límites que presenta cada uno de ellos y se ha visto que para cumplir las normativas actuales el sistema crowbarless es el mejor posicionado. Se ha visto que hay otros sistemas de protección que pueden mejorar el comportamiento ante huecos de tensión pero que, o bien resultan más costosos, o bien tienen peor rendimiento. Los nuevos códigos de red, conscientemente o no, están haciendo que cada vez las turbinas basadas en DFIG tengan mayores problemas para cumplir con los requisitos de red. Además, la llegada de la economía de escala a los semiconductores de potencia está reduciendo el precio del convertidor frente al de la máquina. Esto hace perder atractivo a la topología DFIG frente a la turbinas *full-converter*. Parece que la tendencia actual es que la topología DFIG quede relegada para nuevas turbinas de hasta 3MW y para posibles adecuaciones de turbinas ya existentes. Del éxito de estos sistemas de protección, dependerá en buena parte la supervivencia de esta topología en nuevas turbinas eólicas.

8.2 Aportaciones

A continuación se detallan las aportaciones realizadas durante el proceso de elaboración de la presente tesis.

Proyectos de investigación

- Realización de labores de investigación con el grupo de investigación de la UPNa “Ingeper” para la realización de tesis doctoral dentro del proyecto Cenit Eolia en colaboración con la empresa Ingeteam.

Contribuciones a congresos internacionales

- “Alternative protection system for wind turbines with doubly fed induction generator”

Autores: Iker Esandi, Xabier Juankorena, Jesús López, Luis Marroyo.

Congreso: Power Engineering, Energy and Electrical Drives. Powereng 2009

Patentes

- “Method and system for operating a power converter upon the occurrence of networks events”

Inventores: C. Gironés, I. Esandi, J. Lopez, X. Juankorena.

Número de solicitud: WO2011117431

Fecha de prioridad: 25 Marzo 2010

Colaboración con empresas

- “Estancia en Ingeteam Technology (Zamudio) para el desarrollo de la solución crowbar on-line”

Duración: mayo-septiembre de 2010.

- Integración en la plantilla de Ingeteam Energy (posteriormente Ingeteam Power Technology) en febrero de 2011.

8.3 Líneas futuras

En la presente tesis se han desarrollado diferentes sistemas para proteger al convertidor de la turbina en caso de huecos de tensión y que a su vez den soporte a la red durante los mismos inyectando corriente reactiva para ayudar a elevar la tensión en el punto de conexión.

Se ha descrito el funcionamiento del crowbar junto a las denominadas corrientes desmagnetizantes. Para la utilización de esta técnica de control es necesario conocer el flujo del estátor para poder introducir la corriente requerida en contrafase con el flujo anormal. Así, se ha propuesto un estimador de flujo basado en el modelo de tensiones. Dado que este estimador de flujo es el elemento principal para el correcto funcionamiento de la técnica de corrientes desmagnetizantes, deberá analizarse en detalle ante todo tipo de transitorios el funcionamiento de dicho estimador y si fuera necesario desarrollar un estimador robusto y lo suficientemente preciso para el correcto funcionamiento de esta técnica de control.

Durante la presente tesis se ha visto que uno de los puntos limitantes a la hora de validar los diferentes sistemas de protección es la corriente máxima que puede soportar el convertidor. Esta corriente depende de la temperatura del semiconductor, por lo que se ha visto necesario definir un estimador en tiempo real de la temperatura de los semiconductores, en base a la cual se definirá el valor máximo de la corriente del convertidor en cada momento.

Se ha visto que de los sistemas de protección analizados, el que mejores prestaciones presenta en cuanto a tiempos de inyección de corriente reactiva es el crowbar on-line. A pesar de ello, presenta como inconveniente la necesidad de una inductancia de desacoplo que puede hacer inviable su aplicación debido a su elevado coste. Uno de los puntos que definen el volumen de dicha inductancia y en consecuencia de su coste es la linealidad. En la presente tesis, se ha trabajado con una inductancia ideal que no presenta saturación magnética. Se ha visto que puede resultar conveniente analizar el comportamiento del sistema de protección crowbar on-line incluyendo saturación magnética y sin que dicha inductancia presente linealidad hasta el valor máximo de la corriente circulante por ella.

9

Bibliografía

- [ABB04] R. Virtanen (ABB OY), “Configuration and method for protecting converter means”, worldwide patent no: WO2004/091085, October 2004.
- [ABD10] Abdel-Baqi, O.; Nasiri, A, "A Dynamic LVRT Solution for Doubly Fed Induction Generators," Power Electronics, IEEE Transactions on, vol.25,no.1, pp.193,196, Jan. 2010.
- [EKA03] J. B. Ekanayake, L. Holdsworth, X. G. Wu, N. Jenkins, “Dynamic Modeling of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbines”, IEEE Trans. Power Systems, vol. 18, no. 2, pp. 803-809, May 2003.
- [ELB98] M. Elbuluk, N. Langovsky, and M. D. Kankam, “Design and implementation of a closed-loop observer and adaptive controller for induction motor drives,” IEEE Trans. Ind. Applicat., vol. 34, pp. 435–443, May/June 1998.
- [EON06] Grid Code, High and Extra High Voltage, E.ON Netz GmbH Bayreuth,Germany, April 2006. <http://www.eon-netz.com>.
- [ERL07] Erlich, I; Kretschmann, J.; Fortmann, J.; Mueller-Engelhardt, S.; Wrede, H., "Modeling of Wind Turbines Based on Doubly-Fed Induction Generators for Power System Stability Studies," Power Systems, IEEE Transactions on, vol.22, no.3, pp.909,919, Aug. 2007.

- [ESA09] Esandi, I; Juankorena, X.; Lopez, J.; Marroyo, L., "Alternative protection system for Wind turbines with Doubly Fed Induction Generator,"Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2009. POWERENG '09. International Conference on, vol., no., pp.501,506, 18-20 March 2009.
- [FED06] Lorenz Federsen, "Circuit to be used in a wind power plant". US Patent US7102247, 2006.
- [FLA08] Flannery, P.S.; Venkataramanan, G., "A Fault Tolerant Doubly Fed Induction Generator Wind Turbine Using a Parallel Grid Side Rectifier and Series Grid Side Converter,"Power Electronics, IEEE Transactions on, vol.23, no.3, pp.1126,1135, May 2008.
- [FOR18] Charles L. Fortescue, "Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks". Presented at the 34th annual convention of the AIEE (American Institute of Electrical Engineers) in Atlantic City, N.J. on 28 July 1918. Published in: AIEE Transactions, vol. 37, part II, pages 1027-1140 (1918). For a brief history of the early years of symmetrical component theory, see: J. Lewis Blackburn, Symmetrical Components for Power Engineering (Boca Raton, Florida: CRC Press, 1993), pages 3-4.
- [GAM03] Gamesa Eolica, "Control and protection of a doubly-fed induction generatorsystem", European Patent no: EP1499009, January 2005.
- [GAM05] Gamesa Innovation & Technology, "Method and device for injecting reactive current during a mains supply voltage dip", worldwide patent no.WO2006/089989, July 2007.
- [GEC04] General Electric Company, "Method for operating a frequency converter of a generator and wind energy turbine having a generator operated according to the method" US Patent no: US7605487B2, 2004.
- [GEC08] General Electric Company, "Method for operating a wind power plant and method for operating it" US Patent no: US7321221, 2008.
- [HON99] Hong-Seok Song; Kwanghee Nam, "Dual current control scheme for PWM converter under unbalanced input voltage conditions", Industrial Electronics, IEEE Transactions on Volume: 46, Issue: 5.
- [HOP99] Hopfensperger, D. Atkinson, and R. A. Lakin, "Stator-flux-oriented control of a doubly-fed induction machine with and without position encoder" IEEE Proc. Electric Power Appl., vol. 146, no. 6, pp. 597-605, Nov. 1999.
- [IEC08] IEC 61400-21: Wind Turbine Generator System, Part 21: Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind

- Turbines. 2nd edition. International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2008.
- [ING05] Ingeteam Energy, “Un sistema de control y protección ante faltas simétricas y asimétricas, para generadores de tipo asíncrono”. Patente ES2296486. 2005.
- [JAN94] P. L. Jansen and R. D. Lorenz, “A physically insightful approach to the design and accuracy assessment of flux observers for field oriented induction machine drives,” IEEE Trans. Ind. Applicat., vol. 30, pp. 101–110, Jan./Feb. 1994.
- [JOS74] Joshi, Pradip Raghunath; Dubey, G.K., “Optimum DC Dynamic Braking Control of an Induction Motor Using Thyristor Chopper Controlled Resistance” Industrial Electronics and Control Instrumentation, IEEE Transactions on , vol.IECI-21, no.2, pp.60,65, May 1974.
- [LEO11] Leon, AE.; Farias, M.F.; Battaiotto, P.E.; Solsona, J.A; Valla, M.I, "Control Strategy of a DVR to Improve Stability in Wind Farms Using Squirrel-Cage Induction Generators,"Power Systems, IEEE Transactions on , vol.26, no.3, pp.1609,1617, Aug. 2011.
- [LOP08] Jesús López Taberna. “Comportamiento de generadores eólicos con máquina asíncrona doblemente alimentada frente a huecos de tensión”. Tesis doctoral 2008.
- [NII04] Jouko Niiranen, “Voltage dip ride through of a double-fed generator equipped with an active crowbar”, Nordic Wind Power Conference 2004, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 1-2 March 2004.
- [NII06] Jouko. Niiranen, “About the active and reactive power measurements in unsymmetrical voltage dip ride through testing”, Nordic wind Power Conference, Helsinki, 2006.
- [OGA03] Katsuhiko Ogata, “Ingeniería de control moderna” Pearson Education 2003, p.383.
- [PER04] A. Perdana, O. Carlson, J. Persson, “Dynamic response of grid-connected wind turbine with doubly fed induction generator during disturbances”, Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, Trondheim, Norway, 2004.
- [REE06] Red Eléctrica Española. “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”, Procedimiento de operación 12.3 redactado por Red Eléctrica Española y publicado en el Boletín Oficial del estado el 24 de Octubre de 2006.

- [REE07] Red Eléctrica Española. “Integración de la Energía Eólica en Condiciones de Seguridad para el Sistema“. REE 2007.
- [REE09] Red Eléctrica Española. “Procedimiento de operación 12.2 redactado por Red Eléctrica española” Propuesta de borrador.
- [SEM06] S. Seman, J. Niiranen, S. Kanerva, A. Arkkio and J. Saitz, “Performance study of a double fed wind-power induction generator under network disturbances”. IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 21, no. 4, December 2006, pp: 883-890.
- [SDL08] Network behaviour requirements of the German System Service Ordinance. Der Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft, SDLWindV & BDEW
- [STO04] A. Stoev, A. Dittrich, “Generator system having a generator that is directly coupled to the mains, and method for controlling mains interruptions”, Worldwide Patent no: WO200430199, September 2002.
- [WEI09] Q. Wei, G. K. Venkataramanan, “Real-time implementation of a STATCOM on a wind farm equipped with doubly fed induction generators”, IEEE Trans. on Energy Conversion, vol. 25, no.2, pp. 750-759. Sept. 2010.
- [WEN12] Wenyong Guo; Liye Xiao; Shaotao Dai, "Enhancing Low-Voltage Ride-Through Capability and Smoothing Output Power of DFIG With a Superconducting Fault-Current Limiter–Magnetic Energy Storage System,"Energy Conversion,IEEE Transactions on, vol.27, no.2, pp.277, 295, June 2012.
- [WEC07] Western Electricity Coordinating Council. “The Technical Basis for the New WECC VRT Standard” 2013.
- [WES11] Wessels, C.; Gebhardt, F.; Fuchs, F.W., "Fault Ride-Through of a DFIG Wind Turbine Using a Dynamic Voltage Restorer During Symmetrical and Asymmetrical Grid Faults, "Power Electronics, IEEE Transactions on, vol.26, no.3, pp.807, 815, March 2011.
- [YAN10] Jin Yang; Fletcher, J.E.; O'Reilly, J., "A Series-Dynamic-Resistor-Based Converter Protection Scheme for Doubly-Fed Induction Generator During Various Fault Conditions,"Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol.25, no.2, pp.422,432, June 2010.

10

Terminología

Subíndices

| | |
|-------|-------------------------------------|
| r,s | Referente a rotor y estátor |
| d,q | Componente directa y de cuadratura. |
| d,i,h | Directa, inversa y homopolar. |
| R,S,T | Referente a las fases R, S y T |

Superíndices

| | |
|-------|---|
| r,s | Fasor o vector referido a ejes de referencia rotóricos o estáticos. |
| * | Consigna |

Notación

| | |
|----------------------|--|
| $\bar{\alpha}$ | Vector unitario con 120° de fase |
| i_{conv}, i_r, i_s | Corriente del convertidor, del rotor y del estátor referidas al estátor. |
| K_p, T_n | Contante proporcional y tiempo integral de los reguladores. |

| | |
|----------------------------------|---|
| L_r, L_s | Inductancias totales del rotor y del estátor, referidas al estátor. |
| L_m | Inductancia de magnetización, referida al estátor. |
| L_{lr}, L_{ls} | Inductancias de fugas del rotor y del estátor, referidas al estátor. |
| $\sigma L_r, \sigma L_s$ | Inductancia transitoria del rotor y del estátor, referida al estátor. |
| p | Profundidad del hueco. |
| pp | Pares de polos del generador. |
| P_s, Q_s | Potencia activa y reactiva del estátor. |
| R_r, R_s | Resistencia de los devanados del rotor y del estátor, referidas al estátor. |
| R_r' | Resistencia transitoria del rotor, referida al estátor. |
| s | Deslizamiento (ω_r/ω_s). |
| T_{em} | Par electromagnético del generador. |
| τ_s | Constante de tiempo del estátor ($=L_s/R_s$). |
| v_{conv}, v_r, v_s | Tensión del convertidor, del rotor y del estátor referidas al estátor. |
| $v_{r0}, v_{rf}, v_{rl}, v_{ri}$ | Tensión inducida en el rotor por el flujo total, por el flujo forzado, por el flujo libre y por el flujo inverso, referidos al estátor. |
| ψ_r, ψ_s | Flujo del rotor y del estátor, referidos al estátor. |
| $\omega, \omega_r, \omega_s$ | Frecuencia mecánica, frecuencia del rotor y frecuencia del estátor |

Anexo A: Ejemplo de lazo de control industrial.

A.1 Esquema de control

En aplicaciones industriales suele ser común utilizar control dual con dos pares de reguladores de corriente: PI en ejes dq positivos y en ejes dq negativos. El esquema simplificado del control utilizado se muestra a continuación. En él se ha representado el lazo de control de potencia y sólo el lazo de control de corrientes positivas en dq. En el esquema se ha incluido el cálculo de consignas negativas (i_{rdn}^* , i_{rqn}^*) pero no se han incluido los lazos completos para simplificar el esquema.

El bloque de Generación de Consignas de Corriente (GCC) se encarga de calcular las consignas duales de corriente, en base a la salida del regulador de potencia y a las tensiones positivas y negativas de estátor. Una de las estrategias más típicas a la hora de establecer los cálculos en GCC, es evitar que la potencia entregada a red sea oscilante en caso de que haya asimetrías en la red, de acuerdo a los cálculos desarrollados en [HON99]

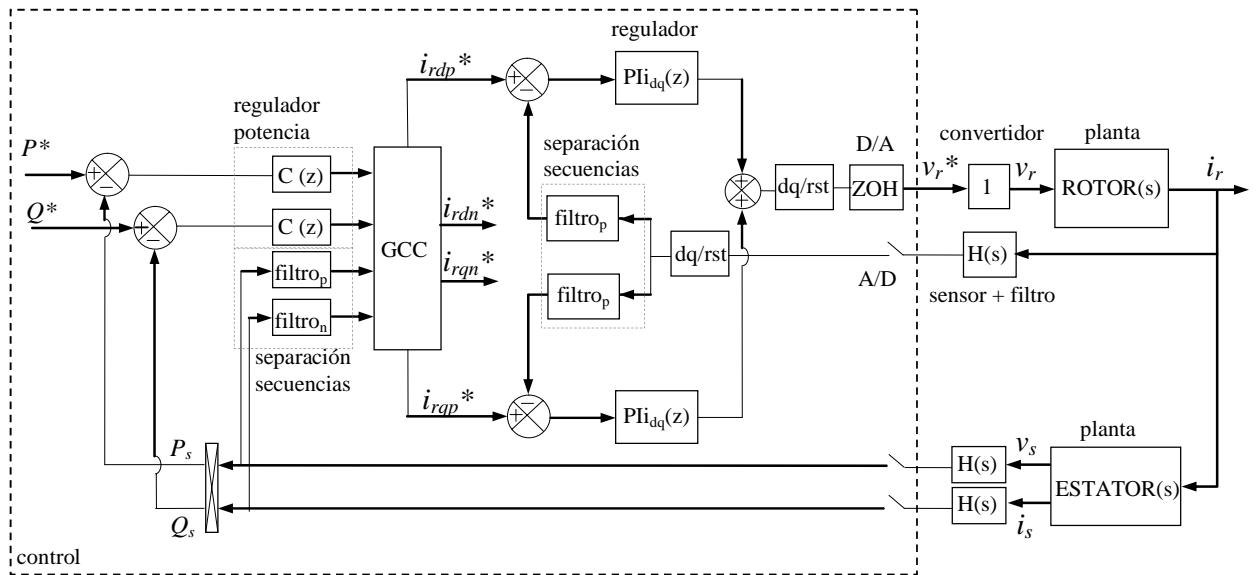


Figura A.1 Esquema de control simplificado utilizado en aplicaciones industriales

Anexo B: Turbinas industriales

En la siguiente figura se muestra la topología de conversión completa de las turbinas industriales con las que se ha trabajado:

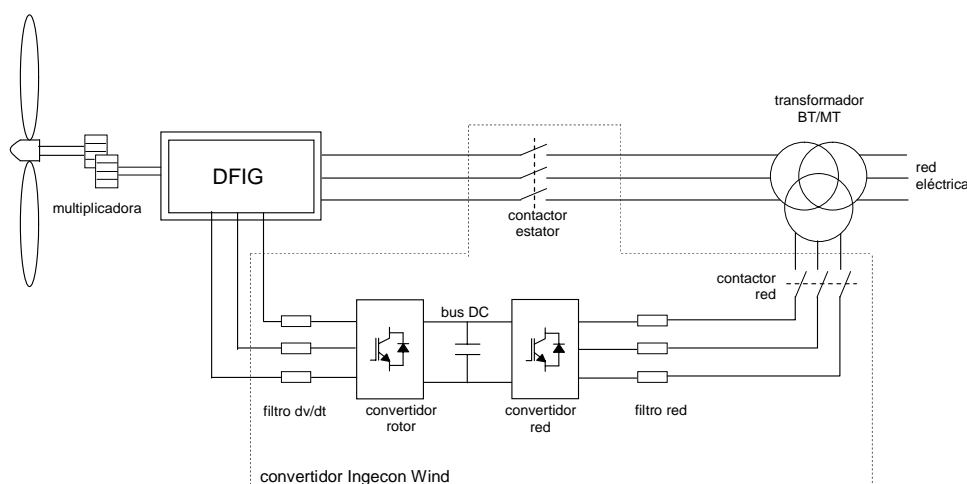


Figura B.1 Topología de conversión de las turbinas equipadas con un convertidor Ingecon Wind.

B.1 Turbina industrial 1

Parámetros del generador

| | |
|-----------------------------------|-----------------|
| Potencia nominal: | 2MW |
| Frecuencia nominal: | 50 Hz |
| Resistencia del estátor (pu): | $R_s=0.0134 pu$ |
| Resistencia del rotor (pu): | $R_r=0.0075 pu$ |
| Inductancia magnética (pu): | $L_m=3.31 pu$ |
| Autoinductancia del estátor (pu): | $L_s=3.52 pu$ |

Autoinductancia del rotor (pu): $L_r=3.40 pu$
 Inductancia transitoria del rotor (pu): $\sigma L_r=0.2656 pu$

Características de convertidor del rotor

Capacidad del bus DC: $C_{bus}=19.8 \mu F$
 Tensión del bus DC nominal: $V_{bus}=1135 V$
 Tensión del bus DC máxima: $V_{max}=1300 V$
 Corriente del convertidor límite: $I_{lim}=2000 A$
 Corriente del convertidor máxima: $I_{max}=2500 A$

Parámetros del control

Frecuencia de corte: $\omega_c=250 Hz$
 Margen de fase: $MF=50^\circ$
 Tiempo de muestreo: $T_m=200 \mu s$

B.2 Turbina Industrial 2

Parámetros del generador

Potencia nominal: $3MW$
 Frecuencia nominal: $50 Hz$
 Resistencia del estátor (pu): $R_s=0.00592 pu$
 Resistencia del rotor (pu): $R_r=0.00573 pu$
 Inductancia magnética (pu): $L_m=4.032 pu$
 Autoinductancia del estátor (pu): $L_s=4.091 pu$
 Autoinductancia del rotor (pu): $L_r=4.1622 pu$
 Inductancia transitoria del rotor (pu): $\sigma L_r=0.1885 pu$

Parametros de convertidor rotórico

Capacidad del bus DC: $C_{bus}=30 \mu F$
 Tensión del bus DC nominal: $V_{bus}=1135 V$
 Tensión del bus DC máxima: $V_{max}=1300 V$
 Corriente del convertidor límite: $I_{lim}=3200 A$
 Corriente del convertidor máxima (conmutando): $I_{max}=3500 A$
 Corriente del convertidor máxima (no conmutando): $I_{max}=6000 A$

Parámetros del lazo de corrientes

Frecuencia de corte: $\omega_c=250 Hz$
 Margen de fase: $MF=50^\circ$
 Tiempo de muestreo: $T_m=175 \mu s$

Anexo C: Sistema experimental de laboratorio

C.1 Sistema experimental

Parámetros del generador

| | |
|---|-----------------------|
| Potencia nominal: | 3 kW |
| Tensión nominal: | 400 V |
| Frecuencia nominal: | 50 Hz |
| Resistencia del estátor (pu): | $R_s=0.0134 pu$ |
| Resistencia del rotor (pu): | $R_r=0.0075 pu$ |
| Inductancia magnética (pu): | $L_m=3.31 pu$ |
| Autoinductancia del estátor (pu): | $L_s=3.52 pu$ |
| Autoinductancia del rotor (pu): | $L_r=3.40 pu$ |
| Inductancia transitoria del rotor (pu): | $\sigma L_r=0.297 pu$ |

Pseudo-convertidor

| | |
|----------------------|-------------|
| Tensión del bus: | 100 V |
| Capacidad del bus: | 1.5 mF |
| Resistencia del bus: | 55 Ω |

Sistema de protección

| | |
|--------------------|-------------|
| Resistencia serie: | 15 Ω |
|--------------------|-------------|

Anexo D: Evolución del flujo libre con crowbar serie.

D.1 Explicación de la evolución del flujo libre con técnicas de control alternativas a corrientes desmagnetizantes

En el apartado 6.5 se ha visto que las tres técnicas de control alternativas a las corrientes desmagnetizantes con crowbar serie se comportaban de forma muy diferente en lo que a la evolución de flujo libre se refiere. En el presente anexo se tratará de explicar las diferencias en esta evolución.

Para comprender este curioso comportamiento, se retoma ahora el esquema simplificado del rotor, representado en la siguiente figura

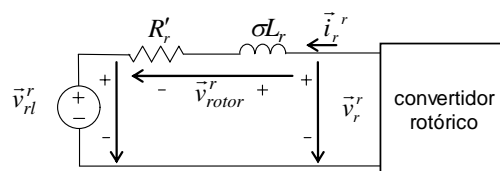


Figura D.1 Esquema equivalente del rotor de la DFIG.

Se llamará, a partir de ahora v_{rotor} a la tensión que cae en la resistencia equivalente del rotor R'_r y en la inductancia transitoria del rotor σL_r . Dicha tensión ayudará a comprender por qué en un caso se produce una desmagnetización satisfactoria y en el

resto de casos no, llegando incluso a producirse un incremento del flujo libre cuando lo que se buscaba era lo contrario.

D.2 Cortocircuito del rotor

En la siguiente figura se muestra la trayectoria que sigue el vector del flujo del estátor ante un hueco trifásico de tensión total aplicando la técnica de cortocircuito. Sobre esa trayectoria se muestra el vector flujo del estátor (en rojo) en dos instantes de tiempo diferentes: Cuando se conecta el crowbar serie (ψ_0) y un tiempo después cuando el sistema parece haber superado el transitorio inicial (ψ_1):

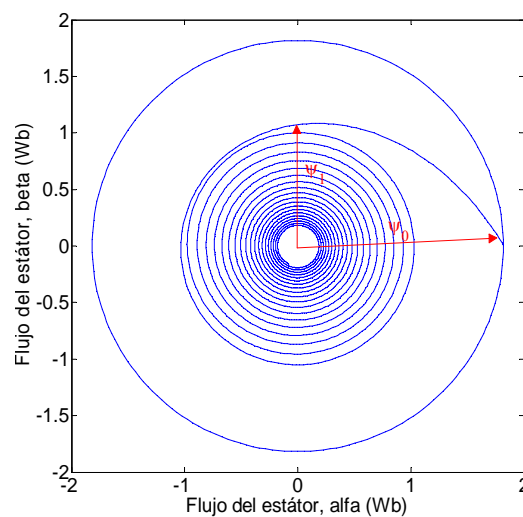


Figura D.2 Trayectoria del flujo libre con la técnica de control de cortocircuito.

A continuación, sobre el vector flujo se desarrolla el diagrama vectorial asociado a los dos instantes antes mencionados:

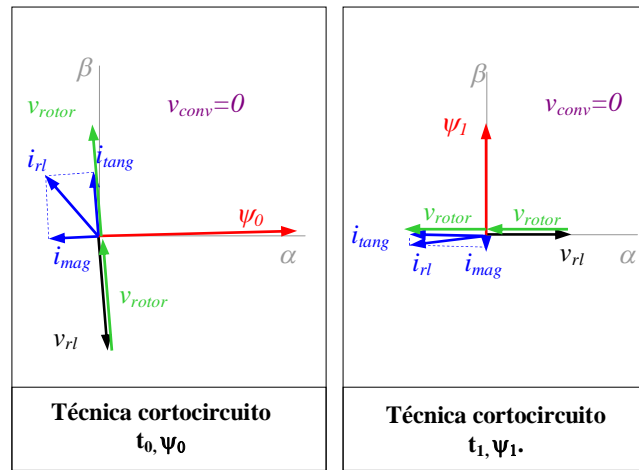


Figura D.3 Diagrama vectorial con la técnica de control de cortocircuito en dos instantes diferentes.

En un primer momento, en el instante en que se conecta el crowbar serie (parte izquierda de la Figura D.3) la corriente del rotor se muestra en azul en la figura. Por otra parte, la tensión v_{rotor} , al no haber tensión de convertidor, es la contraria a la tensión inducida por el flujo v_{rl} . En estas circunstancias, tal y como se ha representado, la corriente del rotor se divide en una componente tangencial perpendicular al flujo libre y una componente de magnetización en la misma dirección que éste. La componente tangencial provoca que el flujo libre gire, mientras que la de magnetización, al estar en contrafase con el flujo libre provoca que se produzca una desmagnetización de la máquina. Al ser el rotor de la máquina un circuito RL, la corriente del rotor i_{rl} tenderá a seguir a la tensión v_{rotor} , por lo que el ángulo entre el flujo del estátor, que continúa girando debido a la componente tangencial de la corriente, y la corriente i_{rl} se reducirá.

Transcurrido cierto tiempo, la componente tangencial de la corriente ha hecho que el flujo libre gire y la de magnetización ha reducido la amplitud del mismo, por lo que el flujo libre se sitúa ahora en la posición (ψ_1), tal y como se muestra en la parte derecha de la Figura D.3. De la misma manera, la tensión v_{rotor} ha provocado que el ángulo entre flujo y corriente se reduzca. En esta nueva situación la corriente del rotor está formada casi en su totalidad por la componente tangencial, siendo la de magnetización muy pequeña. A partir de este momento, el flujo libre girará mientras decae lentamente. Esto se puede observar en la Figura D.2 a partir del instante en que se define ψ_1 .

D.3 Técnica de cuadratura negativa

Al igual que en el caso anterior, se establecen dos instantes en los que se define el flujo del estátor y sobre ellos se desarrolla el diagrama vectorial asociado. En este caso, se parte también del instante en que se conecta el crowbar serie.

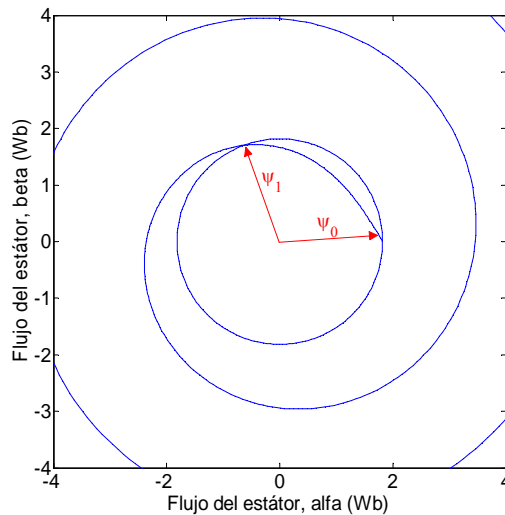


Figura D.4 Trayectoria del flujo libre con la técnica de cuadratura negativa.

A diferencia del caso de la técnica de cortocircuito, en este caso la tensión del convertidor v_{conv} se encuentra desfasada 90° respecto a la corriente del rotor, tal y como se muestra en la Figura D.5. La tensión v_{rotor} resultante será la resta de v_{conv} y v_{rl} . La corriente en este primer instante es la misma que el caso de cortocircuito y de la misma manera tiene una componente tangencial que hará que el flujo gire y una componente de magnetización en contrafase con el flujo que hará que el flujo tienda a disminuir su amplitud. Por su parte la tensión v_{rotor} hará que se reduzca el ángulo entre el flujo libre del estátor y la corriente i_{rl} .

Transcurrido cierto tiempo y tras un breve lapso de tiempo en el que se produce una pequeña desmagnetización de la máquina se llega al instante t_1 en el que se tiene el flujo ψ_1 (parte derecha de la Figura D.5). En este estado, la componente magnetizante de la corriente del rotor se encuentra en fase con el flujo libre, por lo que éste tenderá a crecer. Esto se puede observar en la Figura D.4: a partir del instante t_1 , el flujo libre crece de forma descontrolada. Es por esto que esta técnica de control no resulta válida para este propósito.

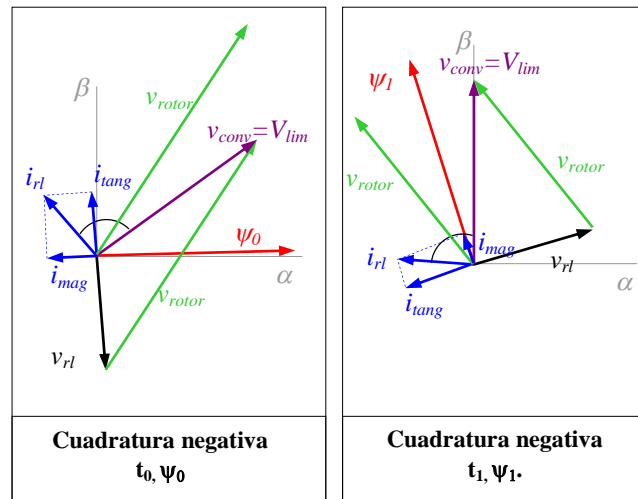


Figura D.5 Diagrama vectorial con la técnica de cuadratura negativa en dos instantes diferentes.

D.4 Técnica de cuadratura positiva

En la Figura D.6 se muestra la trayectoria del vector del flujo del estátor y sobre ella se define el flujo en dos instantes de tiempo diferentes. ψ_0 se fija en el momento en el que el crowbar serie se activa, al igual que en los otros dos casos. Sobre estos vectores, en la Figura D.7 se dibuja el diagrama vectorial del rotor.

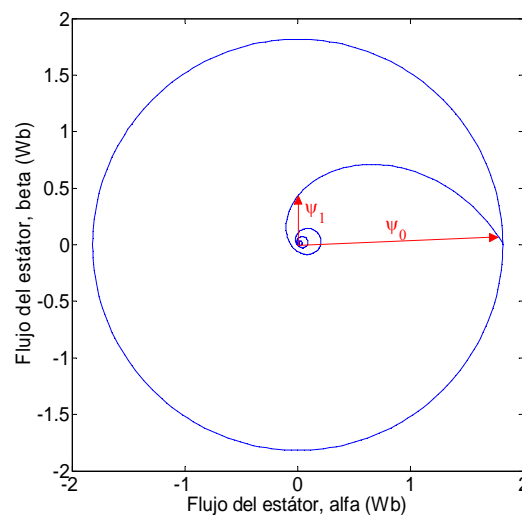


Figura D.6 Trayectoria del flujo libre con la técnica de cuadratura positiva.

Como en los casos anteriores, en una primera parte, la corriente del rotor tiende a desmagnetizar el estátor de la máquina y a hacer que gire. En este caso, la diferencia

principal es que la tensión del rotor está desfasada 90° en la dirección de cuadratura positiva, por lo que ahora la tensión v_{rotor} se encuentra al otro lado de la corriente. La corriente tenderá a seguir esta tensión, por lo que ahora, el ángulo entre flujo y corriente no se reducirá, sino que tenderá a incrementarse o por lo menos se mantendrá.

Pasado cierto tiempo el flujo del estátor se sitúa en la posición ψ_1 . En esta nueva situación, la corriente del rotor sigue teniendo la componente de magnetización en contrafase con el flujo, lo que producirá que el flujo libre siga reduciéndose, lográndose una rápida desmagnetización de la máquina, tal y como se observaba en la Figura 6.31.

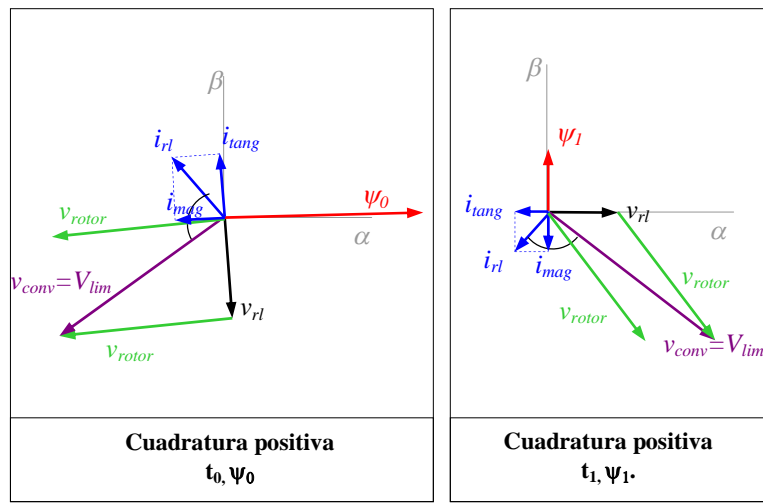


Figura D.7 Diagrama vectorial con la técnica de cuadratura positiva en dos instantes diferentes.

Con la técnica de cuadratura positiva se logra una dinámica del flujo libre bastante similar a la conseguida con corrientes desmagnetizantes. Las otras opciones se descartan ya que con ellas no se satisfacen las necesidades del sistema.